

Autarke, koordinierte Spannungs- und Leistungsregelung in Niederspannungsnetzen

Vom Fachbereich
Elektrotechnik, Informationstechnik, Medientechnik
der Bergischen Universität Wuppertal

zur Erlangung des akademischen Grades

Doktor der Ingenieurwissenschaften

(Dr.-Ing.)

genehmigte Dissertation

von

Dipl.-Ing. Christian Oerter

aus Siegen

1. Gutachter: Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek

2. Gutachter: Prof. Dr.-Ing. Bernd Tibken

Tag der mündlichen Prüfung: 17. Oktober 2014

Die Dissertation kann wie folgt zitiert werden:

urn:nbn:de:hbz:468-20141126-112206-8

[<http://nbn-resolving.de/urn/resolver.pl?urn=urn%3Anbn%3Ade%3A468-20141126-112206-8>]

Vorwort

Die vorliegende Arbeit ist während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen Universität Wuppertal im Rahmen einer Forschungsk Kooperation mit den Firmen SAG GmbH und Bilfinger Mauell GmbH entstanden.

An dieser Stelle möchte ich mich ganz besonders bei meinem Doktorvater, Herrn Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek, Leiter des Lehrstuhls für Elektrische Energieversorgungstechnik, bedanken, der mir in den Jahren unserer Zusammenarbeit immer wieder wertvolle Anregungen gegeben und dadurch entscheidend zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen hat.

Herrn Prof. Dr.-Ing. Bernd Tibken, Leiter des Lehrstuhls für Automatisierungs- und Regelungstechnik der Bergischen Universität Wuppertal, danke ich sehr für die Übernahme des Korreferats und für das meiner Arbeit entgegengebrachte Interesse.

Weiterhin möchte ich mich ganz herzlich bei meinen Kollegen am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik für die gute Zusammenarbeit und viele anregende Diskussionen, vor allem aber auch für das freundschaftliche, sehr angenehme Arbeitsklima bedanken. Ein ganz besonderer Dank geht an meinen Kollegen Herrn Dr.-Ing. Nils Neusel-Lange, der mit mir gemeinsam das Forschungsprojekt bearbeitet hat.

Ich bedanke mich auch ganz herzlich bei allen beteiligten Mitarbeitern der SAG GmbH und der Bilfinger Mauell GmbH, ohne die das gemeinsame Forschungsprojekt in diesem Umfang nicht möglich gewesen wäre und die viele hilfreiche Anmerkungen gegeben und wertvolle Unterstützung während der praktischen Entwicklungsphase geleistet haben.

Abschließend geht mein größter Dank von ganzem Herzen an meine Eltern und Geschwister, auf deren Unterstützung ich mich immer verlassen kann.

Wuppertal, im Oktober 2014

Christian Oerter

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	III
Inhaltsverzeichnis	V
1 Einleitung	1
1.1 Steigende Anforderungen an Niederspannungsnetze.....	1
1.2 Stand der Technik	4
1.3 Motivation und Ziel der Arbeit	6
2 Regelungsstrategien für Niederspannungsnetze	9
2.1 Regelung von Niederspannungsnetzen	9
2.1.1 Spezifikation der Regelgrößen und Regelbereiche für Niederspannungsnetze ..	10
2.1.2 Energietechnische Modellierung des Niederspannungsnetzes.....	11
2.1.3 Regelungstechnische Modellierung des Niederspannungsnetzes	15
2.1.4 Stabilitätsaspekte im Niederspannungsnetz	17
2.2 Direkte Spannungsregelung in Niederspannungsnetzen	19
2.2.1 Regelbare Ortsnetztransformatoren.....	20
2.2.2 Leistungselektronische Spannungsregler	24
2.3 Wirkleistungsregelung von Netzteilnehmern.....	26
2.3.1 Indirekte Spannungsregelung.....	26
2.3.2 Regelung der Betriebsmittelauslastung.....	30
2.4 Blindleistungsregelung von Netzteilnehmern	31
2.4.1 Indirekte Spannungsregelung.....	31
2.4.2 Regelung der Betriebsmittelauslastung.....	33
2.5 Konsekutives Regelungsmodell für Niederspannungsnetze	33
2.5.1 Struktur des konsekutiven Regelungsmodells.....	34
2.5.2 Identifikation geeigneter Aktoren bei Spannungsbandverletzungen.....	36
2.5.3 Identifikation geeigneter Aktoren bei Betriebsmittelüberlastungen.....	42
2.5.4 Gegensätzliche Regelungsanforderungen	44
2.5.5 Direkte Spannungsregelung mit alternativer Führungsgröße.....	45

2.6	Direkte Regelung von Niederspannungsnetzen.....	46
2.6.1	Voraussetzungen zur Anwendung der direkten Regelung	46
2.6.2	Ablauf des direkten Regelungsalgorithmus.....	47
2.6.3	Regelungstechnische Modellierung.....	49
2.6.4	Systemeigenschaften der direkten Regelungsstrategie.....	51
2.7	Optimierte Regelung von Niederspannungsnetzen	52
2.7.1	Voraussetzungen zur Anwendung der optimierten Regelung	52
2.7.2	Ablauf des optimierten Regelungsalgorithmus	53
2.7.3	Regelungstechnische Modellierung.....	55
2.7.4	Systemeigenschaften der optimierten Regelungsstrategie	57
2.8	Vergleich und Bewertung der Regelungsstrategien	58
2.8.1	Komplexitätsbetrachtung.....	58
2.8.2	Prozessablaufverhalten.....	59
2.8.3	Bewertung der Regelungsstrategien	62
2.9	Auswahl von Aktoren in der Projektierungsphase	62
2.9.1	Sensitivitätsanalysen zur Positionierung von Aktoren	63
2.9.2	Positionierungsvorgaben für Aktoren.....	64
3	Autarke Regelung im Rahmen eines dezentralen Automatisierungskonzepts	65
3.1	Dezentrales Automatisierungssystem für Niederspannungsnetze	65
3.2	Identifikation von Netzzustand und Netztopologie.....	69
3.2.1	Anforderungen an die Zustandsidentifikation	69
3.2.2	Kontinuierliche Überwachung des Netzzustands	70
3.2.3	Veränderungen der Netztopologie.....	71
3.3	Realisierung der Regelungsstrategien im Automatisierungssystem.....	72
3.3.1	Direkte Regelung.....	74
3.3.2	Optimierte Regelung	77
3.4	Verifikation der realisierten Regelungsstrategien	79
3.4.1	Eigenschaften und Funktionen der Simulationsumgebung	79
3.4.2	Aufbau und Struktur der Testnetze.....	81
3.4.3	Test des dezentralen Automatisierungssystems in der Simulationsumgebung ...	83
3.4.4	Zusammenfassung der Simulationsergebnisse	98

4	Praktische Applikation des dezentralen Automatisierungssystems	99
4.1	Spezifikationen des Automatisierungssystems	99
4.1.1	Automatisierungsgerät für Ortsnetzstationen	100
4.1.2	Sensoren für Niederspannungsnetze	101
4.1.3	Aktoren zur Ansteuerung von Netzkomponenten und Netzteilnehmern	102
4.1.4	Kommunikationsinfrastruktur	102
4.2	Verfahrenstests in der praktischen Applikation	103
4.2.1	Testmöglichkeiten im laufenden Netzbetrieb	104
4.2.2	Test der Regelung im realen Niederspannungsnetz	104
4.2.3	Testszenarien und Testergebnisse	106
4.2.4	Interpretation und Diskussion der Verfahrenstests	109
4.3	Wirtschaftliche, regulatorische und rechtliche Aspekte	111
4.4	Systemdienstleistungen auf Ebene der Niederspannungsnetze	114
4.4.1	Technische Anforderungen an die Netzautomatisierung	114
4.4.2	Bereitstellung von Regelleistung in Niederspannungsnetzen	116
4.4.3	Zuverlässigkeitsaspekte	118
5	Zusammenfassung und Ausblick	121
6	Literaturverzeichnis	125
7	Summary	135
8	Anhang	139
8.1	Formelzeichen und Abkürzungen	139
8.2	Technische Daten der Modellnetze	142
8.3	Prozessablaufdiagramme der Regelungsstrategien	149

1 Einleitung

Weltweit wird eine Umstrukturierung der Energiesysteme angestrebt. Die aus der historischen Entwicklung heraus bedingte Nutzung fossiler Energieträger wird zunehmend durch die Nutzung regenerativer Energiequellen erweitert, langfristig sollen vollständig auf regenerativen Energiequellen basierende Energiesysteme realisiert werden. Insbesondere die elektrische Energieversorgung nimmt aufgrund der hohen Flexibilität, der stetig zunehmenden Elektrifizierung sowie der steigenden Anzahl elektrischer Geräte und Anlagen einen signifikanten Stellenwert ein.

Vor allem in Deutschland ist eine grundsätzliche Umstrukturierung der Energieversorgung, geprägt durch den Begriff Energiewende, bereits Realität. Die von der Europäischen Union vorgegebenen Ziele der Agenda 20-20-20 [EK_10], der darüber hinaus in Deutschland beschlossene Ausstieg aus der Nutzung von Nukleartechnik zur elektrischen Energieversorgung und ein Gesetz zur Förderung erneuerbarer Energieträger hat zu einer signifikant gestiegenen Anzahl von Kraftwerken mit Nutzung regenerativer Energieträger geführt [BB_10], [EEG_12]. Ein derartiger Paradigmenwechsel hat jedoch auch weitreichende Auswirkungen auf die elektrischen Netze. Der Standort einer Vielzahl der in Deutschland betriebenen Kernkraftwerke ist in Süddeutschland, neue Off-Shore-Windparks, die wie Großkraftwerke zu betrachten sind, speisen jedoch in Norddeutschland in die Netze ein. Aus diesem Grund müssen die Transportnetze vor allem in den Nord-Süd-Traversen erweitert werden [Fei_13], [KAS_10]. Die zunehmende Anzahl kleinerer dezentraler Einspeiser hat demgegenüber eine signifikante Auswirkung auf die Verteilungsnetze [Agr_12], wobei diese Auswirkungen aufgrund der Dynamik des Zubaus gravierender sind als auf Transportnetzebene. Die vorliegende Arbeit befasst sich daher mit den Auswirkungen und Lösungsansätzen für Niederspannungsnetze.

1.1 Steigende Anforderungen an Niederspannungsnetze

Ein hoher Anteil der dezentralen Erzeugungsanlagen muss auf der Niederspannungsnetzebene integriert werden. Sowohl Photovoltaik-Anlagen als auch kleinere Blockheizkraftwerke sowie Biogas-Anlagen werden im Wohnhausbereich bzw. bei Landwirtschafts- und Industriebetrieben errichtet und damit vorwiegend an das Niederspannungsnetz angeschlossen.

Die Anforderungen an die Niederspannungsnetze steigen dementsprechend und führen zu zwei wesentlichen Herausforderungen. Einerseits führt die Leistungseinspeisung zu einer Anhebung der Netzspannung aufgrund der Leitungsimpedanz, andererseits steigt die Auslastung der Betriebsmittel mit jedem zusätzlichen Einspeiser weiter an. Insbesondere der hohe Gleichzeitigkeitsfaktor von Photovoltaik-Anlagen in Verbindung mit einer zeitgleich geringen

Netzlast bezüglich der Leistungsabnahme bei Endverbrauchern führt häufig zu einer signifikanten Rückspeisung in die überlagerten Netzebenen. Durch eine zunehmende elektrische Deckung des Wärmebedarfs, beispielsweise durch Wärmepumpen, oder vollwertige Klimatisierungsanlagen und zusätzliche elektrische Verbraucher mit hohem Leistungsbedarf wie beispielsweise Elektrofahrzeuge steigt die Auslastung der Niederspannungsnetze weiter an. Insgesamt ergibt sich damit eine signifikant volatilere Netznutzung, die zwischen hohem Leistungsbezug und hoher Leistungsrückspeisung schwanken kann. Für eine derartige Netznutzung sind die heutigen Niederspannungsnetze, die teilweise vor mehr als 40 Jahren grundlegend geplant und seitdem im Allgemeinen nur bei Bedarf erweitert wurden, nicht ausgelegt.

Aktuell sind die Netzbetreiber vor allem mit Problemen hinsichtlich der lokalen Einhaltung von Spannungsgrenzwerten bei Anschluss neuer dezentraler Erzeugungsanlagen konfrontiert [BKZ_10], [Ben_10]. In vielen Niederspannungsnetzen im ländlichen Bereich steigt die Anzahl der ins Netz zu integrierenden Einspeiser rapide an. Zudem handelt es sich häufig um Anlagen mit vergleichsweise hoher Einspeiseleistung, beispielsweise Photovoltaik-Anlagen auf Dachflächen landwirtschaftlicher Betriebe oder Biogas-Anlagen. Die eingespeiste Leistung führt aufgrund der Leitungsimpedanz am Netzanschlusspunkt zu einem Spannungsanstieg. Gemäß der Norm DIN EN 50160 [DKE_11] darf sich die Spannung am Anschlusspunkt von Netzteilnehmern in Niederspannungsnetzen in einem Spannungsband von $\pm 10\%$ um die Nennspannung bewegen. Bedingt durch die hohe Einspeiseleistung einiger dezentraler Anlagen kann diese Anforderung häufig nicht mehr eingehalten werden. Die Spannung am Netzanschlusspunkt steigt über die zulässigen Grenzwerte hinaus an und ein normgerechter Netzbetrieb kann nicht gewährleistet werden. Die Netzbetreiber müssen vor Anschluss neuer Einspeiser prüfen, ob sich der durch den Einspeiser hervorgerufene Spannungsanstieg innerhalb der zulässigen Grenzwerte bewegt. Sofern absehbar ist, dass die Grenzwerte verletzt werden, muss der Netzbetreiber geeignete Netzausbaumaßnahmen durchführen, um den neuen Einspeiser gemäß der im Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (EEG) definierten Vorrangberechtigung anzuschließen [EEG_12].

Durch den Anschluss neuer Einspeiser an das Niederspannungsnetz kann ein weiteres Problem auftreten. Bedingt durch den hohen Gleichzeitigkeitsfaktor von Photovoltaik-Anlagen ist die kumulierte Leistung hoch, so dass die Auslastung von Leitungen und Transformatoren ansteigt und diese Netzkomponenten ggfs. überlastet werden können [WMS_11], [Con_03]. Die Überlastung einzelner Betriebsmittel kann auch dann auftreten, wenn innerhalb eines Niederspannungsnetzes Netzbereiche mit hoher Einspeiseleistung sowie Netzbereiche mit hoher Verbraucherleistung vorkommen, wobei die Verbraucher durch die lokale Einspeisung versorgt werden. Damit können erhebliche Leistungsflüsse innerhalb des Niederspannungsnetzes auftreten.

Es ist zu erwarten, dass die beiden dargestellten Probleme bedingt durch die geplante Umstrukturierung der Energiesysteme insbesondere in den Verteilungsnetzen immer häufiger auftreten. Die Netzbetreiber stehen somit vor einer erheblichen Herausforderung, um den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb weiterhin gewährleisten zu können. Da die aktuellen Verteilungsnetze im Normalfall nicht mit Messtechnik ausgerüstet sind, können Spannungsbandverletzungen und Überlastungen nicht identifiziert werden.

Die steigenden Anforderungen lassen sich mittels konventioneller Netzausbaumaßnahmen beherrschen. Durch die Verlegung neuer Leitungen mit größerem Leitungsquerschnitt und damit größerer Übertragungskapazität sowie Transformatoren mit höherer Bemessungsleistung sinkt die Netzimpedanz an den Netzanschlusspunkten im Niederspannungsnetz und der durch die dezentralen Einspeiser hervorgerufene Spannungsanstieg wird verringert. Gleichzeitig steht eine insgesamt höhere Übertragungskapazität im Netz zur Verfügung. Konventionelle Netzausbaumaßnahmen sind jedoch, insbesondere aufgrund der notwendigen Tiefbauarbeiten zur Kabelverlegung, mit hohen Kosten verbunden. Zudem sind die notwendigen Ausbaumaßnahmen aufgrund der aktuellen Zubau-Dynamik neuer dezentraler Einspeiser oft schwer zu koordinieren – nach Abschluss der Ausbauplanung können erneut Anschlussanträge vorliegen, die die Ausbauplanung hinfällig machen. Eine gezielte Überdimensionierung des Netzes löst zwar das Problem möglicher Netzengpässe, führt aber zu einer häufigen Unterauslastung des Netzes, da die dargestellten Belastungsszenarien nach aktuellen Prognosen in vielen Fällen nur temporär, für eine kurze Zeitspanne von wenigen Stunden pro Woche auftreten [NOZ_11]. Die mit den Netzausbaumaßnahmen verbundenen Kosten stehen damit dem möglichst wirtschaftlichen Netzbetrieb entgegen. Darüber hinaus werden Netze ohne Überwachungstechnik dem heutigen Informationsbedarf des Netzbetreibers nicht mehr gerecht.

Als alternative Lösungsmöglichkeit für die steigenden Anforderungen bieten sich daher intelligente Netze an. Die Definition eines intelligenten Netzes wird seit Jahren diskutiert, häufig werden die Begriffe *Smart Grid* und *Smart Market* vermischt bzw. der Begriff *Smart Grid* ausschließlich vor dem Hintergrund eines *Smart Market* gesehen. Die Bundesnetzagentur hat daher die Begrifflichkeiten eindeutig unterschieden [BNA_11]. Im Rahmen dieser Arbeit wird, konform zur Definition der Bundesnetzagentur, der Begriff des intelligenten Netzes konsequent als Energienetz verstanden, das mit Mess- und Automatisierungstechnik ausgerüstet ist.

Durch Mess- und Automatisierungstechnik im Netz werden Leistungsflüsse und Betriebsmittelauslastungen quantifizierbar, auftretende Grenzwertverletzungen hinsichtlich Spannungsband oder Auslastung können identifiziert und lokalisiert werden. Durch die gezielte Ansteuerung von regelbaren Komponenten im Netz können die identifizierten Probleme behoben werden. Was für die Transportnetze seit vielen Jahren gängige Praxis ist, stellt für die Verteilungsnetze, zumindest in der Mittel- und Niederspannungsebene, ein Novum dar. Durch die Erweiterung bestehender Netze mit Mess- und Automatisierungstechnik werden eine

Identifikation des aktuellen Netzzustands und damit die Überwachung auf Grenzwertverletzungen ermöglicht. Durch gezielte Regelungseingriffe können Grenzwertverletzungen behoben werden. Die bestehende Netzkapazität lässt sich besser ausnutzen, gleichzeitig wird ein normgerechter und zuverlässiger Netzbetrieb gewährleistet [NOZ_11]. Die Kosten der Netzautomatisierung stehen dabei den Kosten konventioneller Netzausbaumaßnahmen gegenüber. Wirtschaftlichkeitsanalysen zeigen jedoch, dass die Kosten für die Netzautomatisierung in vielen Fällen niedriger sind als die Kosten für Netzausbaumaßnahmen [Neu_13]. Zwar kann die Automatisierungslösung den Netzausbau in einigen Fällen nicht gänzlich vermeiden, jedoch zumeist deutlich verzögern. Als zusätzlicher Mehrwert kann die Auswertung von Messwerten die Ausbauplanung gezielt unterstützen und damit insgesamt besser planbar machen. Darüber hinaus erhält der Netzbetreiber aktuelle Zustandsinformationen aus den bisher nicht überwachten Verteilungsnetzen und kann schneller auf Störungen und Ausfälle reagieren [Rod_12].

1.2 Stand der Technik

Die Automatisierung von Niederspannungsnetzen zur sicheren Betriebsführung lässt sich in zwei wesentliche Teilbereiche unterteilen. Einerseits werden Verfahren zur Identifikation des aktuellen Netzzustands, d.h. Ströme und Spannungen an einzelnen Netzknoten sowie die Berechnung von Leistungsflüssen im Netz, benötigt, andererseits sind Verfahren zur Regelung einzelner Netzkomponenten oder Netzteilnehmer erforderlich, um bei identifizierten Grenzwertverletzungen im Netz eingreifen zu können.

Seit mehreren Jahren wird intensiv an der Entwicklung neuer Verfahren zur Identifikation des Netzzustands auf Verteilungsebene, häufig mit Fokus auf Mittelspannungsnetzen, geforscht. Dabei wird eine Vielzahl unterschiedlicher Ansätze verfolgt. Einige Verfahren basieren auf einem probabilistischen Ansatz, bei dem durch die Vorhersage der wahrscheinlichen Belastungs- und Einspeisesituation, tageszeit- und wetterabhängig, die aktuelle Leistungsflusssituation im Netz geschätzt wird [Man_08], [Mer_08], [RH_09], [Ham_12], [Tho_07]. Andere Verfahren basieren auf der Messung von Zustandsgrößen wie Spannung, Strom oder Leistung im Netz, einerseits durch dedizierte Messtechnik, andererseits über eine Messwertverwertung von *Smart Metern* [Neu_13], [Pit_12], [Abd_12]. Alle Verfahren verfolgen das Ziel, den Netzzustand unter Einsatz von möglichst wenig Messtechnik ausreichend genau zu bestimmen.

Regelungsverfahren erfordern, im Gegensatz zu Steuerungsverfahren, die Rückführung der Ausgangsgrößen des zu regelnden Systems, die sog. Regelgrößen, um die Regeldifferenz, d.h. die Abweichung zwischen Soll- und Istwert, zu bestimmen und durch den Regler die Regeldifferenz möglichst zu eliminieren. Für die Spannungs- und Leistungsregelung in

Niederspannungsnetzen stellt der aktuelle Netzzustand diese Rückführung der Regelgrößen dar, denn die Spannung an den Netzknoten und die Auslastung der Betriebsmittel sind die zu überwachenden und zu regelnden Größen. Zur Regelung des Netzzustands werden verschiedene Ansätze verfolgt.

Einerseits eignen sich regelbare Ortsnetztransformatoren dazu, das Spannungsniveau im Niederspannungsnetz insgesamt zu beeinflussen [Ben_10], [Wer_12], [HS_12], [Bül_12], [Sch_13]. Andererseits haben regelbare Ortsnetztransformatoren keinen nutzbaren Einfluss auf die Leistungsflüsse im Netz, zudem können gegensätzliche Spannungsniveaus in unterschiedlichen Netzzweigen eines Netzes nicht kompensiert werden. Der Leistungsfluss im Netz ist durch die vorliegende Belastungs- und Einspeisesituation bestimmt. Eine Vielzahl von Forschungsprojekten [ZO_13] befasst sich daher mit der Möglichkeit, auf die Belastungs- und Einspeisesituation Einfluss zu nehmen und die Spannungsband- und Auslastungsprobleme auf diese Weise zu kontrollieren. Ein Ansatz dafür ist die zeitliche Verschiebung einzelner Netzlasten, auch in Verbindung mit wirtschaftlichen Anreizen (*Demand Side Management*). Auf derartige Verfahren soll jedoch im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter eingegangen werden. Stattdessen stehen die technischen Verfahren und Konzepte zur kontinuierlichen Beeinflussung des Netzzustands in (Quasi-) Echtzeit im Fokus. Dazu zählen einerseits die Regelung der Blind- und Wirkleistung einzelner Netzteilnehmer, andererseits regelbare Ortsnetztransformatoren und leistungselektronische Spannungsregler [Bül_12].

In der Vergangenheit wurden insbesondere Verfahren entwickelt, die eine lokale Regelung an einzelnen Netzkomponenten oder Netzteilnehmern realisieren, beispielsweise für regelbare Ortsnetztransformatoren [Ben_10], [HS_12] oder zur Blindleistungsregelung von Photovoltaik-Anlagen [Tan_09], [EW_12], [Mar_12], [Kea_11], [KWS_09]. Die Regelung erfolgt dabei auf Basis lokaler Messgrößen und unabhängig von weiteren Regelungssystemen im Netz, stellt also eine unkoordinierte Netzregelung dar. Erst seit kurzer Zeit stehen koordinierte Regelungskonzepte im Fokus, die eine Kommunikationsinfrastruktur zwischen einzelnen Komponenten erfordern. Diese unterscheiden sich durch die Nutzung einzelner Regelungsverfahren, beispielsweise eines regelbaren Transformators, der durch dezentrale Messgrößen koordiniert geregelt wird [HZJ_12], oder durch die Nutzung mehrerer Regelungsverfahren wie Spannungsregelung, Blindleistungs- und Wirkleistungsregelung in Kombination [CG_07], [VK_08], [ECB_12], [Gei_12], [LSS_12], [MP_09], entweder mittels eines zentralen Reglers oder mehrerer dezentraler Regler an einzelnen Komponenten. Weiterhin muss unterschieden werden, ob alle Komponenten des Regelungssystems parallel angesteuert werden, oder ob zuvor in einem Identifikationsprozess die geeignetste Komponente bzw. mehrere geeignete Komponenten selektiv zur Regelung ausgewählt werden. Im letztgenannten Fall können beispielsweise Sensitivitätsanalysen genutzt werden, um den Einfluss von Regelungseingriffen an einzelnen Netzteilnehmern oder Netzkomponenten auf das gesamte Netz zu bestimmen [Bre_13], [CGR_06], [CRV_10].

Insgesamt ist dabei ein Fokus auf die Mittelspannungsnetze zu beobachten. Dies liegt einerseits an den häufig bereits vorhandenen Regelungsmöglichkeiten der Netzkomponenten und Netzteilnehmer in dieser Spannungsebene, andererseits auch an der einfacheren bzw. teilweise vorhandenen Erschließung dieser Netzebene mit einer Kommunikationsinfrastruktur. Dennoch gewinnen auch die Niederspannungsnetze bei derartigen Regelungsverfahren und Regelungskonzepten zunehmend an Bedeutung [Ein_12], [Dem_11], [LL_09], [NOZ_12a], [Bül_12].

1.3 Motivation und Ziel der Arbeit

Die vorliegende Arbeit befasst sich mit der Entwicklung einer autarken, koordinierten und selektiven Spannungs- und Leistungsregelung für Niederspannungsnetze. Die hier vorgestellten Regelungsstrategien und deren Realisierung in einem dezentralen Automatisierungskonzept stellen einen Beitrag zur Entwicklung intelligenter Netze auf der Niederspannungsebene dar.

Die Spannungs- und Leistungsregelung in Niederspannungsnetzen ist derzeit Gegenstand zahlreicher Forschungsarbeiten. Der Schwerpunkt liegt dabei häufig auf einzelnen Aspekten bzw. auf einzelnen technischen Lösungen wie regelbaren Ortsnetztransformatoren oder der Blindleistungsregelung durch Wechselrichter, wie in Abschnitt 1.2 dargestellt. In Abgrenzung dazu wird in dieser Arbeit ein ganzheitliches Konzept zur Spannungs- und Leistungsregelung in Niederspannungsnetzen und zur sicheren Betriebsführung unter steigenden Anforderungen bedingt durch die Umstrukturierungen der Energieversorgung vorgestellt. Dabei werden alle Regelungsmöglichkeiten und Komponenten betrachtet, die für Niederspannungsnetze nutzbar sind.

Zunächst werden die grundsätzlichen Regelungsmöglichkeiten in Niederspannungsnetzen und deren Wirkungsweise dargestellt. Diese Regelungsmöglichkeiten werden in einem konsekutiven, selektiven Regelungsmodell kombiniert. Das Regelungsmodell ermöglicht schließlich die Definition zweier konkreter Regelungsstrategien für einen normgerechten Betrieb von Niederspannungsnetzen.

Aufbauend auf diesen grundlegenden und theoretischen Betrachtungen wird dann die Entwicklung einer koordinierten, selektiven Spannungs- und Leistungsregelung im Rahmen eines dezentralen Automatisierungskonzepts vorgestellt. Nach Beschreibung des Automatisierungssystems und der Darstellung von Verfahren zur Identifikation von Netzzustand und Netztopologie als Voraussetzung für Regelungseingriffe wird die praktische Realisierung der zuvor definierten Regelungsstrategien beschrieben. Ein wichtiger Aspekt im Rahmen der Realisierung ist zudem die Verifikation der Regelungsstrategien anhand umfangreicher Simulationen.

Abschließend wird die praktische Applikation des dezentralen Automatisierungssystems vorgestellt. Die technische Realisierung des Systems erfolgte mit Hardwarekomponenten von zwei Industriepartnern. Die Spannungs- und Leistungsregelung für Niederspannungsnetze wurde im Rahmen von ersten Verfahrenstests im Feld erprobt. Die dort gewonnenen ersten Erfahrungen sowie die für den Betrieb eines derartigen Automatisierungssystems wichtigen wirtschaftlichen, regulatorischen und rechtlichen Aspekte werden beschrieben. Zudem werden erste Ideen zur Nutzung des dezentralen Netzautomatisierungssystems hinsichtlich der Koordination von Systemdienstleistungen auf Verteilungsebene am Beispiel der Bereitstellung von Regelleistung skizziert.

2 Regelungsstrategien für Niederspannungsnetze

Für den sicheren und zuverlässigen Betrieb elektrischer Netze müssen, abseits der generellen Verfügbarkeit bzw. Betriebsbereitschaft aller erforderlichen Netzkomponenten, zahlreiche Kenngrößen innerhalb von definierten Toleranzbereichen um den jeweiligen Nennwert liegen. Eine besonders wichtige Kenngröße elektrischer Netze ist die Spannung an den einzelnen Netzknoten. Die Netznennspannung hängt von der jeweiligen Spannungsebene ab und liegt im zentraleuropäischen Verbundnetz zwischen $400kV$ auf Transportnetzebene und $400V$ auf Verteilungnetzebene. Im realen Betrieb treten bedingt durch die Netztopologie und die variable Netzlast Abweichungen von diesen Nennwerten auf, der definierte Toleranzbereich muss jedoch für jeden Netzteilnehmer eingehalten werden. Darüber hinaus darf die über das Netz übertragene Leistung die Kapazität des Netzes nicht überschreiten. Ein Betrieb außerhalb des Toleranzbereichs bzw. eine Überschreitung der Transportkapazität des Netzes kann zur Auslösung von Schutzsystemen und damit zu einem Netzausfall führen. Um die Einhaltung der Nennwerte bzw. den Betrieb innerhalb des Toleranzbereichs zu gewährleisten, müssen die Netzgrößen überwacht und in Abhängigkeit der auftretenden Störgrößen geregelt werden.

Dieses Kapitel beschreibt grundlegende Regelungsmöglichkeiten in Niederspannungsnetzen. Basierend auf diesen Regelungsmöglichkeiten wird die Entwicklung eines konsekutiven, selektiven Regelungsmodells für Niederspannungsnetze dargestellt. Das Regelungsmodell ist zentraler Bestandteil zweier Regelungsstrategien, die den normgerechten Netzbetrieb unter erhöhten Anforderungen für Niederspannungsnetze ermöglichen. Der Fokus liegt dabei auf Niederspannungs-Ortsnetzen der öffentlichen Energieversorgung.

2.1 Regelung von Niederspannungsnetzen

Im stationären Betrieb eines Drehstromnetzes besteht ein Gleichgewicht zwischen erzeugter und verbrauchter Wirk- und Blindleistung. Sofern keine unzulässig hohen Belastungen vorliegen, befindet sich die Spannung U_i an den einzelnen Netzknoten i innerhalb eines definierten Toleranzbereichs um die Nennspannung U_n . Veränderungen der Leistungsflüsse im Netz, ausgelöst durch eine veränderte Erzeugungs- bzw. Verbrauchssituation, führen zu einer Spannungsänderung ΔU_i an den einzelnen Netzknoten. Die Spannung U_i an den einzelnen Netzknoten i zählt daher zu den primären Regelgrößen des Netzes. Darüber hinaus müssen die Leistungsflüsse im Netz als sekundäre Regelgrößen unterhalb der Kapazitätsgrenzen liegen. Die Störgröße des Regelungssystems ist die veränderliche Netzlast [Sch_06].

2.1.1 Spezifikation der Regelgrößen und Regelbereiche für Niederspannungsnetze

Die Spannungen U_i sind an den einzelnen Netzknoten i im Allgemeinen nicht einheitlich. Die Spannungsregelung muss daher an unterschiedlichen Positionen im Netz agieren. Grundsätzlich soll den Netzteilnehmern an den einzelnen Netzknoten im Idealfall die Nennspannung zur Verfügung stehen. Im Einzelfall kann es daher sogar erforderlich sein, dass die Spannung an einzelnen Einspeisepunkten deutlich oberhalb der Nennspannung, ggfs. sogar außerhalb des Toleranzbereichs liegt, um an den Anschlusspunkten von Netzteilnehmern ein Spannungsniveau im Bereich der Nennspannung oder zumindest innerhalb des Toleranzbereichs der Spannung zu erreichen. Die zahlreichen dezentralen Erzeugungsanlagen und die damit verbundenen Veränderungen der Leistungsflüsse erhöhen die Anforderungen an die Spannungsregelung zusätzlich. Für das europäische Verbundnetz sowie dessen Teilnetze sind die Kenngrößen für die jeweilige Spannungsebene in der europäischen Norm EN 50160 einheitlich festgelegt. Die Adaption der europäischen Norm für Deutschland ist die Norm DIN EN 50160 [DKE_11].

Für Niederspannungs-Ortsnetze der öffentlichen Energieversorgung mit Vierleitersystem gilt gemäß DIN EN 50160 eine Nennspannung von $U_{yn} = 230V$ zwischen Außenleiter und Neutralleiter und damit von $U_{\Delta n} = 400V$ zwischen den einzelnen Außenleitern [DKE_11]. Die Außenleiterspannungen sind dabei um 120° zueinander phasenverschoben, so dass sich ein Drehspannungs-/Drehstromsystem ergibt. Als Toleranzbereich $[U_{tb,\min}, U_{tb,\max}]$ ist eine Abweichung von der Nennspannung von $\Delta U = \pm 10\% \cdot U_n$ an den Anschlusspunkten der Netzteilnehmer im Normalbetrieb zulässig. In Einzelfällen darf bei besonders entlegenen Netzteilnehmern die Spannung dauerhaft im Bereich $[U_n - 15\%, U_n + 10\%]$ liegen [DKE_11]. Regelungsverfahren zur direkten Spannungsregelung in Niederspannungsnetzen werden in Abschnitt 2.2 dargestellt.

Anders als die Spannungen U_i ist die Netzfrequenz f innerhalb des gesamten europäischen Verbundnetzes einheitlich. Dementsprechend gelten für Niederspannungsnetze identische Anforderungen hinsichtlich Netznennfrequenz $f_n = 50Hz$ und Toleranzbereich $[f_{tb,\min}, f_{tb,\max}]$ wie für Netze der Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsebene. Da dezentrale Erzeugungsanlagen in Mittel- und Niederspannungsnetzen derzeit nicht an der Frequenzregelung beteiligt sind, wird die Regelung der Netzfrequenz im Rahmen der hier vorgestellten Regelungsstrategien nicht weiter berücksichtigt. In Zukunft werden sich aber auch dezentrale Erzeugungsanlagen in den Verteilungsnetzen aufgrund ihres steigenden Anteils an der insgesamt installierten Erzeugungsleistung an der Frequenzregelung beteiligen müssen (vgl. Abschnitt 4.4).

Darüber hinaus sind in DIN EN 50160 weitere Kenngrößen für die Spannungsqualität definiert, beispielsweise zur Spannungssymmetrie, Oberschwingungen (THD) und Flickerverhalten. Die Überwachung und Regelung dieser Qualitätsmerkmale liegt jedoch nicht im Fokus dieser Arbeit.

Für einen sicheren Netzbetrieb muss auch die Auslastung der Betriebsmittel überwacht und im Fall von Grenzwertüberschreitungen regelnd eingegriffen werden. Aus netztechnischer Sicht sind der Betriebsmittelstrom bzw. die transportierte Leistung keine primären Regelgrößen, sondern stellen sich aufgrund der eingespeisten bzw. bezogenen Leistungen S_i an einzelnen Netzknoten i ein. Zudem ist der maximal zulässige Strom I_{\max} , der von einem Betriebsmittel geführt werden kann, von dessen Auslegung abhängig. Da nur stationäre bzw. quasi-stationäre Betriebszustände betrachtet werden und Fehler bzw. Kurzschlussströme nicht berücksichtigt werden, gilt der thermisch maximal zulässige Dauerbetriebsstrom $I_{th,\max}$ als maximal zulässiger Betriebsmittelstrom für alle folgenden Betrachtungen.

Die Betriebsmittelströme bzw. die Leistungsflüsse im Netz können über eine Leistungsregelung an einzelnen Netzknoten beeinflusst werden. Für Niederspannungsnetze geeignete Verfahren werden in Abschnitt 2.3 und Abschnitt 2.4 beschrieben. Ziel ist dabei lediglich eine Vermeidung von Überlastungen und keine gezielte Regelung der Auslastung, beispielsweise zur Minimierung der Netzverluste. Die Leistungsregelung an einzelnen Netzknoten erfordert zudem die technische sowie vertragsrechtliche Möglichkeit zur Leistungsbeeinflussung der entsprechenden Netzteilnehmer (vgl. Abschnitt 4.3).

Weiterhin basieren die in dieser Arbeit dargestellten Regelungsverfahren auf einer symmetrischen Spannungs- und Leistungsregelung bedingt durch symmetrisch, d.h. für alle drei Phasen gleichzeitig angesteuerte Stellglieder, im Folgenden auch als Aktoren bezeichnet.

2.1.2 Energietechnische Modellierung des Niederspannungsnetzes

Niederspannungsnetze sind in Deutschland im Bereich der öffentlichen Energieversorgung im Allgemeinen als Vierleiternetze ausgeführt. Im öffentlichen Bereich wird das Netz dabei als TN-C-System betrieben: Neben den drei spannungsführenden Außenleitern L_1, L_2, L_3 dient der vierte Leiter als kombinierter Schutz- und Neutralleiter PEN , der am Ortsnetztransformator über den Betriebserder und in der Regel über den Anlagenerder am Anschlusspunkt der Netzteilnehmer geerdet wird. Am Anschlusspunkt des Netzteilnehmers erfolgt dann die Auftrennung des PEN -Leiters in einen separaten PE - und N -Leiter (TN-S-System), wobei eine nachfolgende Zusammenführung von PE - und N -Leiter unzulässig ist. Die Betriebsweise für Niederspannungsnetze ist in der Normenreihe DIN VDE 0100 geregelt, der Betrieb als TN-C-S-System ist dabei heute üblich [DKE_83]. Durch das Vierleitersystem können, anders als bei typischen Dreileitersystemen in Hoch- und Mittelspannungsnetzen, auch einphasig betriebene Netzteilnehmer angeschlossen werden. Es stehen somit zwei Versorgungsspannungen zur Verfügung, $U_{\Delta n} = 400V$ zwischen den Außenleitern und $U_{Yn} = 230V$ zwischen Außen- und Neutral- bzw. PEN -Leiter.

Gegenüber den Hoch- und Mittelspannungsnetzen, bei denen Netzteilnehmer im Normalfall dreiphasig und damit symmetrisch an das Netz angeschlossen werden, ist für

Niederspannungsnetze eine veränderte mathematische Modellierung des Netzes erforderlich. Für ausschließlich symmetrisch belastete Netze, deren Komponenten zudem selbst symmetrisch aufgebaut sind, sind zur Berechnung des Netzzustands Vereinfachungen zulässig, beispielsweise die Abbildung des Netzes über ein einphasiges Ersatzschaltbild [OO_11], [Osw_13]. Für asymmetrisch belastete Netze wie Niederspannungsnetze ist diese Vereinfachung nicht zulässig [KP_95], [VFM_04]. Der Betrieb von einphasigen Netzteilnehmern führt zu unterschiedlichen Belastungen der einzelnen Außenleiter und damit auch zu einer Belastung des *PEN*-Leiters. Zudem wird, in Abhängigkeit des Leitungstyps, der *PEN*-Leiter in einigen Fällen abweichend von den Außenleitern mit einem geringeren Leitungsquerschnitt dimensioniert. Die korrekte Identifikation des aktuellen Netzzustands ist dementsprechend nur durch eine phasenselektive Berechnung von Spannungen und Leistungsflüssen möglich [Neu_13], [VFM_04], [DN_11].

Mit Verweis auf [HDS_10], [KP_95] sowie [Neu_13] kann gezeigt werden, dass Leitungen, die als elektrisch kurze Leitungen ($l < 10\text{km}$) gelten und für Niederspannungsnetze ausgelegt sind, mit einem vereinfachten, dreiphasigen Ersatzschaltbild, das aus dem einphasigen Π -Ersatzschaltbild abgeleitet wurde, hinreichend genau modelliert werden können. Abbildung 2.1 zeigt das vereinfachte Ersatzschaltbild für Niederspannungsleitungen. Die kapazitive Kopplung zwischen den einzelnen Leitern kann bei typischen Niederspannungsleitungen vernachlässigt werden [Neu_13], [DN_11], [KP_95].

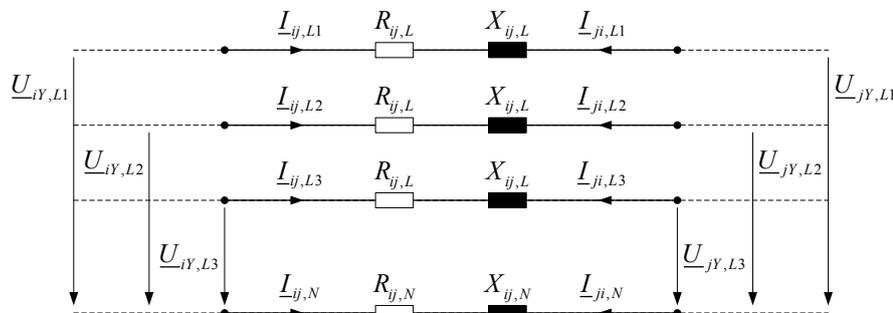


Abbildung 2.1: Modellierung von Niederspannungsleitungen

Die Berechnung des aktuellen Netzzustands kann dementsprechend getrennt für jeden Außenleiter unter Berücksichtigung des Stroms über den *PEN*-Leiter erfolgen. Die Realisierung eines entsprechenden Verfahrens für eine kontinuierliche Zustandsidentifikation von Niederspannungsnetzen ist in [Neu_13] ausführlich beschrieben und wird im Rahmen des dezentralen Automatisierungskonzepts in Abschnitt 3.2 genutzt.

Die in den folgenden Abschnitten dargestellten Verfahren und Strategien zur Spannungs- und Leistungsregelung in Niederspannungsnetzen setzen eine zuverlässige Identifikation des aktuellen Netzzustands voraus. Der aktuelle Netzzustand stellt die Rückführung der Istwerte der Zustandsgrößen im geschlossenen Regelkreis dar. Die Identifikation des Netzzustands im Niederspannungsnetz muss aufgrund der möglichen Asymmetrie phasenselektiv erfolgen. Da

die im Rahmen dieser Arbeit betrachteten Verfahren zur Spannungs- und Leistungsregelung jedoch im Allgemeinen symmetrisch agierende Stellglieder/Aktoren nutzen, kann zu Regelungszwecken eine vereinfachte, einphasige Betrachtung des Netzes genutzt werden. Der Außenleiter L_i mit der jeweils höchsten Grenzwertverletzung ist dabei maßgebend für die einphasige Betrachtung. Die Vorgehensweise wird in Abschnitt 2.5 detailliert vorgestellt. Sofern phasenselektiv agierende Aktoren verfügbar sind und genutzt werden sollen, muss die Regelung auf die jeweilige Phase bezogen erfolgen. Damit werden auch Modelle zur Optimierung des Netzzustands hinsichtlich einer Symmetrierung der Phasen in Niederspannungsnetzen ermöglicht, die Komplexität der Regelung steigt jedoch erheblich an.

Für die mathematische Modellierung des Niederspannungsnetzes wird dementsprechend im Rahmen der Regelung die vereinfachte, einphasige Darstellung des Netzes in symmetrischen Komponenten genutzt. Durch die Voraussetzung einer symmetrischen Regelung des Netzes wird im Folgenden nur das Mitsystem mit der Bezugsphase L_i betrachtet und die entsprechenden Indizes in den Gleichungen vernachlässigt.

Die Topologie eines Niederspannungsnetzes mit n Knoten und m Leitungen sowie dessen elektrisches Verhalten werden durch die einzelnen Leitungsparameter und die Verschaltung der Leitungen bestimmt. Die Leitungen des Niederspannungsnetzes werden als Vierpole mit den Klemmen A, B in Π -Ersatzschaltung modelliert. Die Grundform der Leitungsgleichung des Vierpols in Strom-Admittanz-Darstellung wird durch Gleichung (2.1) beschrieben [Osw_13]:

$$\begin{bmatrix} \underline{i}_A \\ \underline{i}_B \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{AA} & \underline{Y}_{AB} \\ \underline{Y}_{BA} & \underline{Y}_{BB} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{u}_A \\ \underline{u}_B \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

mit

$$\underline{Y}_{AB} = -\frac{1}{\underline{Z}_{AB}} = \underline{Y}_{BA} = -\frac{1}{\underline{Z}_{BA}} \quad (2.2)$$

$$\underline{Y}_{AA} = \underline{Y}_A + \frac{1}{\underline{Z}_{AB}} = \underline{Y}_{BB} = \underline{Y}_B + \frac{1}{\underline{Z}_{BA}} \quad (2.3)$$

Aufgrund der Vernachlässigung der kapazitiven Kopplung und von Isolationsverlusten im Niederspannungsnetz gilt weiterhin $\underline{Y}_A = \underline{Y}_B = 0$. Alle Leitungen werden mit ihrer Leitungsgleichung in der geordneten Betriebsmitteladmittanzmatrix \underline{Y}_T des Netzes zusammengefasst. Die Verschaltung der m Leitungen mit den n Knoten wird durch die Knoten-Klemmen-Inzidenzmatrix \mathbf{K}_{NT} des Netzes abgebildet. Mit Hilfe dieser beiden Matrizen kann dann die komplexe, symmetrische Admittanzmatrix \underline{Y} des Netzes berechnet werden:

$$\underline{\mathbf{Y}} = \mathbf{K}_{NT} \cdot \underline{\mathbf{Y}}_T \cdot \mathbf{K}_{NT}^T = \begin{bmatrix} \underline{y}_{11} & \cdots & \underline{y}_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \underline{y}_{n1} & \cdots & \underline{y}_{nn} \end{bmatrix} \quad (2.4)$$

In dieser Darstellung sind bisher der Ortsnetztransformator und ggfs. vorhandene Spannungsregler in einzelnen Netzsträngen nicht berücksichtigt. Die Modellierung und Berücksichtigung dieser Netzkomponenten wird in Abschnitt 2.2 hergeleitet.

Die Admittanzmatrix des Netzes ist Bestandteil des komplexen Netzgleichungssystems zur Berechnung der Knotenspannungen \underline{U}_i . Für die Darstellung der Knotenspannungen und Knotenströme gilt:

$$\underline{\mathbf{i}} = \underline{\mathbf{Y}} \cdot \underline{\mathbf{u}} \quad (2.5)$$

mit

$$\begin{aligned} - \underline{\mathbf{u}} &= [\underline{U}_1 \quad \cdots \quad \underline{U}_n]^T \\ - \underline{\mathbf{i}} &= [\underline{I}_1 \quad \cdots \quad \underline{I}_n]^T \end{aligned}$$

wobei die Knotenströme durch die Knotenleistungen vorgegeben sind. Das Gleichungssystem lässt sich durch Iteration beispielsweise nach dem Gauß-Seidel-Verfahren lösen [OO_11].

Für die Leistungsbilanz an den Netzknoten wird die konjugiert komplexe Gleichung (2.5) mit dem Faktor 3 und der Diagonalmatrix der Knotenspannungen $\underline{\mathbf{U}}$ linksseitig multipliziert [Osw_13]:

$$3 \cdot \underline{\mathbf{U}} \cdot \underline{\mathbf{i}}^* = 3 \cdot \underline{\mathbf{U}} \cdot \underline{\mathbf{Y}}^* \cdot \underline{\mathbf{u}}^* \quad (2.6)$$

mit $\underline{\mathbf{U}} = \text{diag}(\underline{\mathbf{u}})$, so dass Gleichung (2.7) die Knotenleistungen

$$3 \cdot \underline{\mathbf{U}} \cdot \underline{\mathbf{i}}^* = \underline{\mathbf{s}}_K = \underline{\mathbf{p}}_K + j\underline{\mathbf{q}}_K \quad (2.7)$$

und Gleichung (2.8) die Netzleistungen

$$3 \cdot \underline{\mathbf{U}} \cdot \underline{\mathbf{Y}}^* \cdot \underline{\mathbf{u}}^* = \underline{\mathbf{s}}_N = \underline{\mathbf{p}}_N + j\underline{\mathbf{q}}_N \quad (2.8)$$

darstellt, die im Allgemeinen spannungsabhängig sind und damit zu einem nicht-linearen Gleichungssystem führen. Im stationären Betrieb stellen sich die Knotenspannungen so ein, dass Knoten- und Netzleistungen nach Wirkleistungs- und Blindleistungsanteilen ausbalanciert sind [Osw_13]:

$$\mathbf{p}_N - \mathbf{p}_K = \Delta \mathbf{p} = \mathbf{0} \quad (2.9)$$

$$\mathbf{q}_N - \mathbf{q}_K = \Delta \mathbf{q} = \mathbf{0} \quad (2.10)$$

Durch Aufteilung der Knotenspannungen \underline{U}_i in Spannungsbeträge U_i und Spannungswinkel δ_i und durch Linearisierung von Gleichung (2.9) und Gleichung (2.10) im Arbeitspunkt mittels Taylor-Entwicklung lassen sich diese Gleichungen als Gleichungssystem (2.11) zusammenfassen [Osw_13]:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta \mathbf{p}}{\partial \boldsymbol{\delta}} & \frac{\partial \Delta \mathbf{p}}{\partial \mathbf{u}} \\ \frac{\partial \Delta \mathbf{q}}{\partial \boldsymbol{\delta}} & \frac{\partial \Delta \mathbf{q}}{\partial \mathbf{u}} \end{bmatrix}_{v+1} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \boldsymbol{\delta} \\ \Delta \mathbf{u} \end{bmatrix}_{v+1} = \begin{bmatrix} \mathbf{H} & \mathbf{N} \\ \mathbf{M} & \mathbf{L} \end{bmatrix}_v \cdot \begin{bmatrix} \Delta \boldsymbol{\delta} \\ \Delta \mathbf{u} \end{bmatrix}_{v+1} = - \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{p} \\ \Delta \mathbf{q} \end{bmatrix}_v \triangleq \mathbf{J}_v \cdot \Delta \mathbf{x}_{v+1} = -\Delta \mathbf{y}_v \quad (2.11)$$

mit der Jacobimatrix \mathbf{J} und

$$\begin{aligned} - \boldsymbol{\delta} &= [\delta_1 \quad \dots \quad \delta_n]^T \\ - \mathbf{u} &= [U_1 \quad \dots \quad U_n]^T \end{aligned}$$

Das Gleichungssystem wird iterativ gelöst. Das dazu genutzte Newton-Raphson-Verfahren erfordert jedoch die Neuberechnung der Jacobimatrix \mathbf{J} in jedem Iterationsschritt und ist dementsprechend aufwändiger, konvergiert jedoch schneller im Vergleich zum Gauß-Seidel-Verfahren.

Beide dargestellten Berechnungsverfahren liefern als gesuchte Größe den Zustandsvektor \mathbf{u} der Knotenspannungen \underline{U}_i und damit die primäre Regelgröße, wobei eine Knotenspannung als Bezugs- bzw. Referenzspannung $\underline{U}_s = U_s \cdot e^{j \cdot \delta_s}$ (*Slack Bus*) sowie die Knotenströme bzw. Knotenleistungen der Netzteilnehmer an den weiteren Netzknoten vorgegeben werden müssen. Aus den Knotenspannungen und Betriebsmitteladmittanzen können dann die Leistungsflüsse bzw. die Betriebsmittelströme im Netz als sekundäre Regelgröße berechnet werden. Das Niederspannungsnetz als Regelstrecke wird somit durch die vorgestellte Modellierung energietechnisch vollständig abgebildet.

2.1.3 Regelungstechnische Modellierung des Niederspannungsnetzes

Neben der energietechnischen Modellierung des Niederspannungsnetzes muss für die in den Abschnitten 2.6 und 2.7 vorgestellten Regelungsstrategien auch eine regelungstechnische Modellierung des Niederspannungsnetzes als Regelstrecke unter Berücksichtigung der für diese Arbeit relevanten Betrachtungsweise erfolgen.

Die Regelgrößen des Niederspannungsnetzes, d.h. die Ausgangsgrößen der Regelstrecke, sind die Spannungen U_i an den einzelnen Netzknoten i , die sich jeweils innerhalb des zulässigen

Toleranzbereichs $[U_{tb,\min}, U_{tb,\max}]$ befinden müssen, sowie die Betriebsmittelströme I_{ij} , die unterhalb der jeweiligen thermischen Grenzströme $I_{th,\max,ij}$ liegen müssen. Die aktuellen Werte dieser Regelgrößen in Form des aktuellen Netzzustands bilden die Rückführung der Istwerte im Regelkreis. Damit ist das Regelungssystem als Mehrgrößensystem [Lun_13b], [Unb_07] zu klassifizieren, da in Abhängigkeit der Anzahl n der Netzknoten auch n Spannungswerte bzw. in Abhängigkeit der Anzahl m der Betriebsmittel ebenso m Betriebsmittelströme überwacht und geregelt werden müssen. Die Eingangsgrößen der Regelstrecke sind alle Variablen, die einen Einfluss auf den Netzzustand bewirken. Dies sind einerseits die Stellgrößen, die vom Regler vorgegeben werden, andererseits die unbeeinflussbaren Störgrößen. Wie in den folgenden Abschnitten hergeleitet wird, sind die Stufenschalterstellung am Ortsnetztransformator sowie die Sollwerte für weitere Spannungsregler (Stufenschalterstellung bzw. Sollspannungsvorgabe) und steuerbare Netzteilnehmer (Blindleistungs- und Wirkleistungsvorgabe) die vom Regler vorgegebenen Stellgrößen. Die auf die Regelstrecke einwirkenden Störgrößen sind die Leistungsbilanzen der einzelnen, unbeeinflussbaren Netzteilnehmer, im Allgemeinen also nicht ansteuerbare Verbraucher wie Haushalte und nicht ansteuerbare dezentrale Erzeugungsanlagen. Die Stell- und Störgrößen wirken sich unmittelbar auf den Netzzustand und damit auf die Regelgrößen des Systems aus. Der Wirkungszusammenhang ist in Form des Leistungsflusses durch die energietechnische Modellierung des Niederspannungsnetzes in Abschnitt 2.1.2 gegeben. Abbildung 2.2 zeigt schematisch die relevanten Systemgrößen des Niederspannungsnetzes als Regelstrecke.

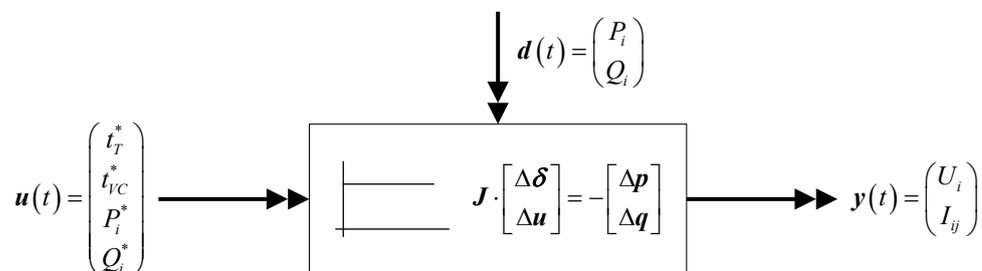


Abbildung 2.2: Systemgrößen des Niederspannungsnetzes als Regelstrecke

Als weitere Systemeigenschaft muss das zeitliche Verhalten der Regelstrecke analysiert werden, um den Regler entsprechend auslegen zu können. Grundsätzlich wird dabei zwischen dem statischen Verhalten, auch als (quasi-) stationäres Verhalten bezeichnet, und dem dynamischen Verhalten, auch als Übergangsverhalten bezeichnet, unterschieden [Föl_94], [Lun_13a]. Für die Auslegung einer Regelung wird üblicherweise das dynamische Verhalten untersucht und modelliert, um eine schnelle und zeitkontinuierliche Regelung des Systems zu ermöglichen und das Systemverhalten zu prognostizieren. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit ist jedoch insbesondere das statische Verhalten von Bedeutung, da einerseits der Fokus der hier beschriebenen Regelungsverfahren nicht auf den transienten Systemgrößen, sondern auf den quasi-stationären Systemgrößen liegt und andererseits das dynamische Verhalten der Regelstrecke im Verhältnis zur Änderung der Stell- und Störgrößen sehr schnell ist. Eine

Änderung dieser Größen wirkt sich im Rahmen der hier betrachteten Zeitauflösung im Sekundenbereich quasi unmittelbar im Bereich weniger hundert Millisekunden auf den Netzzustand aus. Das Netz wird im Normalbetrieb im Bereich eines festen Arbeitspunkts betrieben und kann daher, wie in Abschnitt 2.1.2 gezeigt, um diesen Arbeitspunkt linearisiert werden, obwohl der Zusammenhang zwischen Knotenleistungen und Knotenspannungen nicht-linear ist. Dies vereinfacht auch die regelungstechnische Modellierung des Niederspannungsnetzes maßgeblich. Die Regelstrecke weißt damit für die gewählte Betrachtungsweise ein Proportionalverhalten ohne Verzögerung auf, d.h. sie reagiert unmittelbar und ohne weitere Ausgleichsvorgänge auf die Eingangsgrößen. Die Übergangsfunktionsmatrix $\mathbf{H}(t)$ der Mehrgrößen-Regelstrecke, die das dynamische Systemverhalten auf die Sprungfunktion $\sigma(t)$ als Eingangsgröße beschreibt, entspricht damit der Statikmatrix \mathbf{K}_S der Regelstrecke:

$$\mathbf{H}(t) = \lim_{t \rightarrow \infty} \mathbf{H}(t) = \mathbf{K}_S \quad (2.12)$$

Das zukünftige Systemverhalten lässt sich so vereinfacht durch das zukünftige stationäre Verhalten darstellen, ohne das Übergangsverhalten berücksichtigen zu müssen [Lun_13a], [Lun_13b].

2.1.4 Stabilitätsaspekte im Niederspannungsnetz

Die Stabilität stellt bei Regelungssystemen eine wichtige Systemeigenschaft dar. Dabei gilt allgemein, dass ein System genau dann eingangs-/ausgangsstabil ist, wenn jedes beschränkte zulässige Eingangssignal ein ebenfalls beschränktes Ausgangssignal zur Folge hat. Andernfalls gilt das System als instabil [Unb_07], [Föl_94]. Übertragen auf ein elektrisches Energieversorgungsnetz und unter den Aspekten der hier dargestellten Regelungsverfahren bedeutet dieses Stabilitätskriterium, dass Regelungseingriffe an einzelnen Netzkomponenten bzw. Netzteilnehmern keine derart großen Spannungsänderungen ΔU_i bzw. Leistungsänderungen $\Delta S_i(\Delta P_i, \Delta Q_i)$ verursachen dürfen, so dass instabile Betriebszustände des Netzes hervorgerufen werden.

Die im Rahmen dieser Arbeit dargestellten Regelungsverfahren und die daraus entwickelten Regelungsstrategien sind für die Realisierung einer dezentralen Netzautomatisierung für Niederspannungsnetze konzipiert. Das bedeutet, dass sich die Spannungs- und Leistungsregelung jeweils auf ein einzelnes Niederspannungsnetz bezieht. Prinzipiell sind damit die direkten Auswirkungen von Regelungseingriffen lokal begrenzt. Weiterhin verfügen die einzelnen Stellglieder einerseits über einen begrenzten Stellgrößenbereich und der verfügbare Stellgrößenbereich ist andererseits im Vergleich zur Gesamtsystemausdehnung klein.

Als Maß für die Stabilität eines elektrischen Netzes kann die Kurzschlussleistung am jeweiligen Verknüpfungspunkt, die maßgeblich von der Netzimpedanz beeinflusst wird, herangezogen werden. Eine größere Kurzschlussleistung bedeutet dabei insbesondere eine höhere Spannungsstabilität des Netzes gegenüber Störgrößen [OO_11]. Im Fall einer Spannungsregelung durch regelbare Ortsnetztransformatoren oder leistungselektronische Spannungsregler verändert sich das Spannungsniveau im gesamten Niederspannungsnetz bzw. im entsprechenden Teilnetz des Spannungsreglers. Sofern man die Netzlast im Niederspannungsnetz, d.h. sowohl Einspeiser als auch Verbraucher, mit konstanten Leistungen modelliert, ändern sich die Ströme im Netz näherungsweise antiproportional zur Spannung. Da die zulässige Spannungsänderung ΔU aufgrund der Vermeidung von Flicker-Effekten begrenzt ist, ist dementsprechend auch die Änderung des Stroms ΔI begrenzt. Die Spannungsregelung führt daher nur zu geringfügigen Änderungen der Leistungsflusssituation im Niederspannungsnetz, so dass keine Instabilitäten auftreten. Selbst wenn Einspeiser und Verbraucher als spannungsabhängige PQ -Knoten mit quadratischer Kennlinie modelliert werden, ist die Leistungsänderung einzelner Netzteilnehmer aufgrund der begrenzten Spannungsänderung ΔU im Vergleich zur Gesamtleistung der Netzteilnehmer weiterhin begrenzt, so dass auch in diesem Fall nur geringe Änderungen der Leistungsflusssituation auftreten. Eine Beeinträchtigung der Systemstabilität durch den Einsatz eines Spannungsreglers ist daher im Normalbetrieb nicht zu erwarten.

Bei der Leistungsregelung von Netzteilnehmern, hier insbesondere der Wirkleistungsregelung, sind die Auswirkungen einer Leistungsänderung auf das Spannungsniveau und die Leistungsflüsse im Netz abhängig von der Höhe der Leistungsänderung im Vergleich zur Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt. In typischen Niederspannungsnetzen liegt die Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt im Bereich von bis zu einigen MVA in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung des vorgelagerten Mittelspannungsnetzes, des eingesetzten Ortsnetztransformators und der Leitungsimpedanz im Niederspannungsnetz [OO_11]. Damit ist ersichtlich, dass schnelle Leistungsänderungen im Bereich weniger kVA bzw. kW einen geringfügigen Einfluss auf die Spannungsänderung am Verknüpfungspunkt haben, Leistungsänderungen im Bereich von $100kVA$ bzw. $100kW$ und größer jedoch mitunter einen deutlichen Einfluss auf die Spannungsänderung am Verknüpfungspunkt nehmen. Um große Leistungsänderungen in kurzer Zeit zu vermeiden, sollten daher erforderliche größere Leistungsänderungen stufenweise durchgeführt werden.

Zusätzlich muss detailliert analysiert werden, inwiefern Regelungseingriffe innerhalb des Niederspannungsnetzes Rückwirkungen auf das überlagerte Mittelspannungsnetz und damit ggfs. auch auf weitere, dort angebundene Niederspannungsnetze haben. Der Ortsnetztransformator stellt die Schnittstelle zwischen Niederspannungs- und Mittelspannungsnetz dar. Die Übertragungskapazität des Ortsnetztransformators und damit dessen Impedanz bestimmen im Wesentlichen die Wechselwirkungen zwischen beiden

Netzebenen. Auch in diesem Fall bietet sich die Betrachtung der Kurzschlussleistung als Merkmal für die Auswirkungen von niederspannungsseitigen Regelungseingriffen auf die Mittelspannungsebene an. Die Kurzschlussimpedanz des Mittelspannungsnetzes am Verknüpfungspunkt des Ortsnetztransformators wird durch die Transformatorimpedanz niederspannungsseitig verkleinert. Typischerweise steht am Netzverknüpfungspunkt des Mittelspannungsnetzes eine Kurzschlussleistung im Bereich einiger hundert *MVA* zur Verfügung [OO_11]. Damit wird deutlich, dass selbst eine Leistungsänderung in der Größenordnung der Bemessungsleistung des Transformators eine geringe Rückwirkung auf das Mittelspannungsnetz hat. Dementsprechend treten auch keine Instabilitäten im Mittelspannungsnetz durch Leistungsänderungen im Niederspannungsnetz auf.

Anhand der vorangegangenen Überlegungen wird deutlich, dass einzelne Regelungseingriffe an Netzkomponenten oder Netzteilnehmern in Niederspannungsnetzen vorwiegend lokale Auswirkungen innerhalb des Niederspannungsnetzes haben. Signifikante Rückwirkungen auf das Mittelspannungsnetz und damit ggfs. auf benachbarte Niederspannungsnetze entstehen dabei nicht. Der Ansatz zur koordinierten, selektiven Regelung, der in Abschnitt 2.5 vorgestellt wird, verhindert zudem, dass gegensätzliche Regelungseingriffe durch einzelne, autonom arbeitende Netzteilnehmer ausgelöst werden. Somit wird eine Schwingung oder Pendelung innerhalb des Niederspannungsnetzes wirkungsvoll unterbunden.

2.2 Direkte Spannungsregelung in Niederspannungsnetzen

Wie in Abschnitt 2.1 bereits dargestellt wurde, ist die Spannung U_i an den einzelnen Netzknoten i eine primäre Regelgröße im Niederspannungsnetz. Für eine direkte Beeinflussung des Spannungsniveaus in Niederspannungsnetzen, im Folgenden auch als direkte Spannungsregelung bezeichnet, eignen sich Netzkomponenten mit transformatorischer Wirkungsweise, die über ein variables Übersetzungsverhältnis zwischen Primär- und Sekundärseite verfügen. Die eingangsseitige Spannung wird durch ein entsprechendes Stellglied ausgangseitig innerhalb definierter Grenzen auf das gewünschte Spannungsniveau angepasst. Zu derartigen Netzkomponenten zählen einerseits klassische Transformatoren mit unter Last schaltbaren Stufenschaltern, die über das veränderliche Windungsverhältnis das Spannungsverhältnis zwischen Primär- und Sekundärseite beeinflussen, andererseits Spannungsregler mit zusätzlichen Transformatorwindungen in Längsrichtung bzw. auf Basis von Leistungselektronik, die durch entsprechende Schaltzustände der Leistungshalbleiter die sekundärseitige Spannung beeinflussen können [Bül_12], [Kru_13]. Weiterhin wurden Hybridkonzepte entwickelt, die auf einer klassischen Transformatorwirkungsweise verbunden mit Leistungselektronik basieren [Kru_11].

Grundsätzlich und in der theoretischen Betrachtung lassen sich derartige Netzkomponenten zur direkten Spannungsregelung an jedem beliebigen Ort des Netzes integrieren, sowohl an einem Netzverknüpfungspunkt zwischen Mittelspannungs- und Niederspannungsebene als auch innerhalb eines Netzstrangs als auch unmittelbar an einem Netzanschlusspunkt, beispielsweise an einem Hausanschluss. Der Wirkungsbereich des Spannungsreglers ergibt sich dabei in Abhängigkeit der Position des Reglers im Netz. Sofern der Spannungsregler in der Ortsnetzstation installiert wird, wird durch Ansteuerung des Stellglieds das Spannungsniveau im gesamten unterlagerten Niederspannungsnetz beeinflusst. Wenn der Spannungsregler direkt an einem Netzanschlusspunkt installiert wird, beeinflusst die Stellgliedansteuerung nur den unmittelbar nachgelagerten Netzteilnehmer. In der praktischen Anwendung werden derartige Spannungsregler derzeit, insbesondere auch aus wirtschaftlichen Gründen, lediglich in der Ortsnetzstation oder in ausgewählten Netzsträngen, jedoch nicht an einzelnen Netzanschlusspunkten installiert [Bül_12].

In Zukunft sind aber Netzkonzepte denkbar, bei denen einzelne Netzanschlusspunkte mit leistungselektronischen Spannungsreglern bzw. Wechselrichtern ausgerüstet werden, so dass das lokale Spannungsniveau weitgehend vom Spannungsniveau im Netz entkoppelt wird. Dies ist vor allem für Niederspannungsnetze mit großer geographischer Ausdehnung bei gleichzeitig geringer Netzteilnehmerdichte, beispielsweise in Nordeuropa, interessant, ggfs. auch mit der Anbindung über eine Niederspannungs-Gleichstromleitung (LVDC) und nachgelagertem DC/AC-Wechselrichter [Agu_05]. Die Realisierbarkeit derartiger Konzepte hängt jedoch maßgeblich von der Wirtschaftlichkeit und Zuverlässigkeit der Komponenten und nicht zuletzt von der künftigen Entwicklung der Verteilungsnetze ab.

Im Rahmen dieser Arbeit werden die zwei wesentlichen derzeit genutzten Möglichkeiten zur direkten Spannungsregelung in Niederspannungsnetzen aufgegriffen, einerseits regelbare Ortsnetztransformatoren und andererseits sog. Längsregler, d.h. leistungselektronische Spannungsregler in einem Netzstrang. Die Eigenschaften beider Komponenten und deren mathematische Modellierung werden in den beiden folgenden Abschnitten dargestellt.

2.2.1 Regelbare Ortsnetztransformatoren

Regelbare Ortsnetztransformatoren verfügen über einen automatisierten, im Betrieb und unter Belastung schaltbaren Stufenschalter (OLTC). Damit kann die Spannung an der Niederspannungssammelschiene der Ortsnetzstation innerhalb vorgegebener Schaltstufen eingestellt werden. Die am Ortsnetztransformator eingestellte Spannung beeinflusst aufgrund der Stabilität des überlagerten Mittelspannungsnetzes das Spannungsniveau im gesamten Niederspannungsnetz. Eine Heraufstufung des Stufenschalters bewirkt eine Spannungserhöhung an der Abgangssammelschiene des Transformators und damit eine Erhöhung der Spannung im

gesamten unterlagerten Niederspannungsnetz. Die Herunterstufung des Stufenschalters bewirkt demgegenüber eine Absenkung des Spannungsniveaus im gesamten Niederspannungsnetz.

Diese Spannungsbeeinflussung lässt sich unter zwei Aspekten nutzen: Einerseits kann das Spannungsniveau im Niederspannungsnetz vom Spannungsniveau im Mittelspannungsnetz in einem gewissen Umfang entkoppelt und damit die Aufnahmekapazität des Niederspannungsnetzes für dezentrale Erzeugungsanlagen erhöht werden. Bei hoher Spannung im Mittelspannungsnetz, beispielsweise bedingt durch eine hohe Einspeiseleistung dezentraler Erzeugungsanlagen auf der Mittelspannungsebene, steigt auch das Spannungsniveau im Niederspannungsnetz. Durch Verstellung des Stufenschalters kann das Spannungsniveau im Niederspannungsnetz wieder in den Bereich der Nennspannung U_n abgesenkt werden. Andererseits kann das Spannungsniveau im Niederspannungsnetz innerhalb des Stufungsbereichs des Transformators unabhängig von der Belastungs- oder Erzeugungssituation im Niederspannungsnetz nahezu konstant gehalten werden. Bei hoher Belastung und geringer Einspeisung wird das Spannungsniveau am Ortsnetztransformator angehoben, um ein ausreichend hohes Spannungsniveau im gesamten Netz, insbesondere an Netzausläufern, sicherzustellen. Bei hoher Einspeiseleistung und geringer Verbraucherleistung wird das Spannungsniveau am Ortsnetztransformator abgesenkt. Somit kann die Spannung an den einzelnen Anschlusspunkten der Netzteilnehmer im Allgemeinen innerhalb des tolerierbaren Spannungsbands von $U_n \pm 10\%$ gehalten werden. Wird diese Systematik durch einen Regler abgebildet und der Prozess entsprechend automatisiert, kann die Spannung im Niederspannungsnetz direkt in Abhängigkeit des aktuellen Netzzustands geregelt werden. Dabei wird die Spannung an der Abgangssammelschiene des Transformators gemessen. Steigt die gemessene Spannung $U_{T,m}$ über den Wert $U_{T,m} \geq U_T^* + U_{OLTC,sl}$ an, wird der Stufenschalter eine Stufe herunter gestuft, fällt die gemessene Spannung unter den Wert $U_{T,m} \leq U_T^* - U_{OLTC,sl}$, wird der Stufenschalter heraufgestuft, solange die Stellgliedbegrenzungen nicht erreicht werden.

Für die mathematische Modellierung des regelbaren Ortsnetztransformators soll im Folgenden ein vereinfachtes Transformatormodell genutzt werden, dass sich für die Netzzustandsidentifikation in Niederspannungsnetzen und die darauf basierende Spannungsregelung eignet. Um eine Umrechnung aller Netzgrößen auf die zu betrachtende Spannungsebene des Transformators zu vermeiden, soll für die Modellbildung eine Darstellung ohne Übertrager genutzt werden. Der Transformator wird daher mit einer Admittanzersatzschaltung so modelliert, dass jeweils Originalgrößen auf der Ober- bzw. Unterspannungsseite genutzt werden können [OO_11], [Osw_13]. Da Ortsnetztransformatoren, wie für Leistungstransformatoren in der Energietechnik typisch, einen hohen Wirkungsgrad haben, werden die Leerlaufströme vernachlässigt [OO_11]. Der Transformator wird allein durch seine Kurzschlussimpedanz repräsentiert, im Folgenden kurz als Transformatorimpedanz \underline{Z}_T bzw. Transformatoradmittanz \underline{Y}_T bezeichnet. Die Transformatoradmittanz lässt sich aus den Transformatorparametern bezogen auf die Niederspannungsseite errechnen [Osw_13]:

$$Y_T = \frac{S_{rT}}{u_{krT} \cdot U_{rT}^2} \quad (2.13)$$

$$\underline{Y}_T = \frac{1}{\underline{Z}_T} = \frac{1}{R_T + jX_T} \quad (2.14)$$

$$R_T = \frac{u_{RrT} \cdot U_{rT}^2}{S_{rT}}, \quad X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} \quad (2.15)$$

Die Betriebsmitteladmittanzmatrix für das Transformatormodell lässt sich mit diesen Vereinfachungen gemäß [Osw_13] durch Gleichung (2.16) darstellen:

$$\underline{Y}_{TT} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{AAT} & \underline{Y}_{ABT} \\ \underline{Y}_{BAT} & \underline{Y}_{BBT} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_T & -\underline{t}_T \cdot \underline{Y}_T \\ -\underline{t}_T^* \cdot \underline{Y}_T & \underline{t}_T^2 \cdot \underline{Y}_T \end{bmatrix} \quad (2.16)$$

Für die Betrachtungen in dieser Arbeit, die sich allein auf das Niederspannungsnetz beziehen, sind die Schaltgruppen der Ortsnetztransformatoren und die damit ggfs. verbundenen Phasenverschiebungen bzw. Phasendrehungen zwischen Mittel- und Niederspannungsnetz irrelevant, so dass es zulässig ist, nur den Betrag des ansonsten komplexen Übersetzungsverhältnisses \underline{t}_T zu nutzen. Weiterhin ist auch die Betrachtung der Mittelspannungsseite des Transformators unbedeutend, so dass an Stelle des Übersetzungsverhältnisses \underline{t}_T von der Mittelspannungsseite zur Niederspannungsseite ein relatives Übersetzungsverhältnis t_{rT} genutzt werden kann. Das relative Übersetzungsverhältnis t_{rT} des Transformators bezieht sich somit auf die Nennspannung des Niederspannungsnetzes und berücksichtigt lediglich die Spannungsanpassung durch den Stufenschalter. Das relative Übersetzungsverhältnis wird in die Betriebsmitteladmittanzmatrix des Ortsnetztransformators eingerechnet, so dass sich die Betriebsmitteladmittanzmatrix entsprechend Gleichung (2.17) ergibt zu

$$\underline{Y}_{TT} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{AAT} & \underline{Y}_{ABT} \\ \underline{Y}_{BAT} & \underline{Y}_{BBT} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_T & -\underline{t}_{rT} \cdot \underline{Y}_T \\ -\underline{t}_{rT} \cdot \underline{Y}_T & \underline{t}_{rT}^2 \cdot \underline{Y}_T \end{bmatrix} = \underline{Y}_T \cdot \begin{bmatrix} 1 & -\underline{t}_{rT} \\ -\underline{t}_{rT} & \underline{t}_{rT}^2 \end{bmatrix}. \quad (2.17)$$

Damit entspricht die hier genutzte Modellierung des Ortsnetztransformators als Admittanzersatzschaltung vom Typus her der vereinfachten Darstellung des in Abschnitt 2.1.2 beschriebenen Modells für Niederspannungsleitungen, also einem Π -Ersatzschaltbild unter Vernachlässigung der Queradmittanzen (vgl. Abbildung 2.3). Die Integration des Ortsnetztransformators in die Admittanzmatrix \underline{Y} des Netzes erfolgt dann wie in Abschnitt 2.1.2 dargestellt.

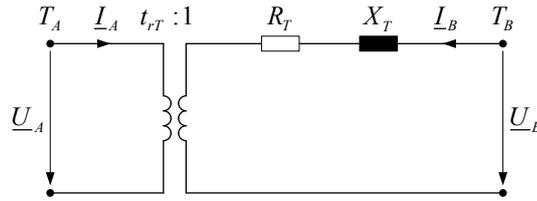


Abbildung 2.3: vereinfachtes Transformatormodell mit Berücksichtigung des Übersetzungsverhältnisses

Diese Darstellung wurde im Rahmen der vorliegenden Arbeit gewählt, da das Ortsnetz somit nur auf der Niederspannungsebene betrachtet und berechnet werden muss. Für die Netzzustandsidentifikation wird die Eingangsseite des Transformatormodells (T_A) als Referenzknoten (*Slack Bus*) definiert, so dass die Leistungsflüsse im Niederspannungsnetz anschließend durch iterative Lösung des Netzgleichungssystems berechnet werden können.

Für nicht-regelbare Ortsnetztransformatoren ist das Übersetzungsverhältnis $t_{rT} = konst.$, für regelbare Ortsnetztransformatoren ist t_{rT} dynamisch und muss entsprechend der aktuellen Stufenstellung s_{OLTC} neu berechnet werden:

$$t_{rT} = \frac{U_n}{(U_n - s_{OLTC} \cdot U_{OLTC,st})} \quad (2.18)$$

Stufenstellungen oberhalb der Standardstufung sind mit $s_{OLTC} > 0$, Stufenstellungen unterhalb der Standardstufung mit $s_{OLTC} < 0$ und die Standardstufung selbst ist durch $s_{OLTC} = 0$ definiert. Wird der Stufenschalter betätigt, muss damit auch die Betriebsmitteladmittanzmatrix \underline{Y}_{TT} des Ortsnetztransformators und die Admittanzmatrix \underline{Y} des Netzes neu berechnet werden.

Abbildung 2.4 zeigt in einer vereinfachten Darstellung die Wirkungsweise des regelbaren Ortsnetztransformators anhand eines Modellnetzes (vgl. Abschnitt 8.2).

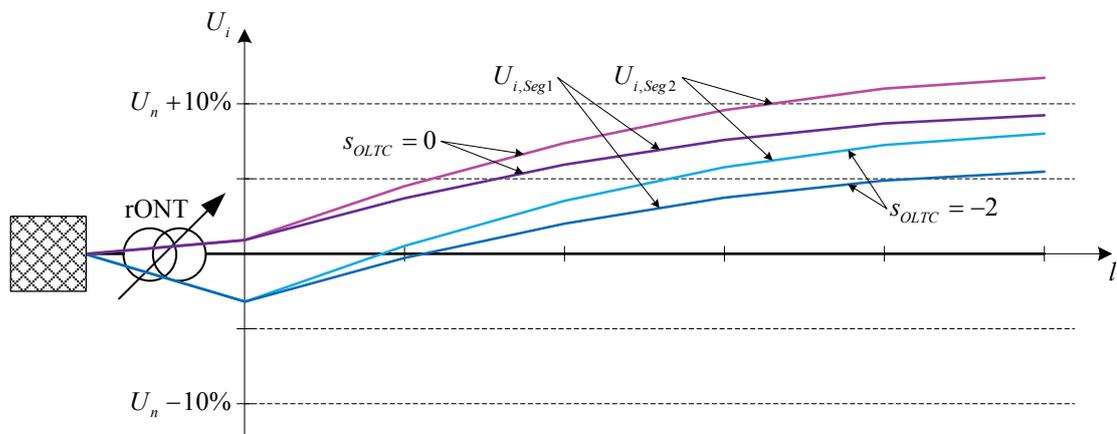


Abbildung 2.4: Spannungsregelung des regelbaren Ortsnetztransformators

Im dargestellten Szenario steigt die Spannung an den einzelnen Netzknoten in Netzsegment 1 und Netzsegment 2 bedingt durch dezentrale Erzeugungsanlagen zum Leitungsende hin an. In

der Standardstufung $s_{OLTC} = 0$ des regelbaren Ortsnetztransformators überschreitet die Spannung in Netzsegment 2 den zulässigen Toleranzbereich. Durch Herunterstufen des Stufenschalters auf $s_{OLTC} = -2$, das in diesem Fall einer Spannungsabsenkung um $\Delta U = -4\% \cdot U_n$ entspricht, liegt die Spannung an allen Netzknoten wieder innerhalb des zulässigen Toleranzbereichs. Deutlich erkennbar ist die Beeinflussung der Spannung in beiden Abgängen der Sammelschiene durch die Verstellung des Stufenschalters.

Regelbare Ortsnetztransformatoren können für die direkte Spannungsregelung in Niederspannungsnetzen eingesetzt werden. Die Spannungsregelung erfolgt dabei im Allgemeinen symmetrisch für alle drei Phasen. Allerdings ist eine Beeinflussung der Leistungsflüsse im Netz auf diese Weise im Allgemeinen nicht gezielt bzw. nur eingeschränkt möglich. Zwar steht bei vollständiger Ausnutzung des zulässigen Spannungsbands gemäß DIN EN 50160 ein Regelbereich von $\Delta U = 20\% \cdot U_n$ zur Verfügung, dieser kann jedoch unter Berücksichtigung der Spreizung der Spannungswerte im gesamten Niederspannungsnetz im realen Netzbetrieb nie vollständig ausgenutzt werden, ohne das zulässige Spannungsband an einigen Netzknoten zu verletzen. Die Spannungsänderungen sind daher im Allgemeinen zu gering, um im Fall von Einspeisern oder Verbrauchern mit konstanter oder auch spannungsabhängiger Leistung durch die Spannungsänderungen ΔU_i an den einzelnen Netzknoten eine signifikante und gezielte Änderung der Ströme ΔI_i und ΔI_{ij} bzw. Leistungen $\Delta S_i(\Delta P_i, \Delta Q_i)$ und $\Delta S_{ij}(\Delta P_{ij}, \Delta Q_{ij})$ hervorzurufen. Dies ist nur durch die in Abschnitt 2.3 und Abschnitt 2.4 dargestellten Verfahren zur direkten Leistungsregelung möglich.

Bereits seit einiger Zeit sind regelbare Ortsnetztransformatoren im Serienstatus. Gleichzeitig wird jedoch ein hoher Aufwand für die Weiterentwicklung der technischen Realisierung betrieben. Dabei gilt es vor allem, die Herstellungskosten zu senken, das Flickerverhalten zu verbessern, die Anzahl der zulässigen Schaltvorgänge zu erhöhen und damit die Wartungsintervalle zu verlängern sowie die Zuverlässigkeit des Stufenschaltmechanismus insgesamt zu steigern [Ben_10], [Wer_12], [HS_12]. Im Rahmen dieser Arbeit wird vorausgesetzt, dass die Anforderungen für das Flickerverhalten bei Ansteuerung des Stufenschalters eingehalten werden und keine Begrenzungen bezüglich der Schaltanzahl bestehen.

2.2.2 Leistungselektronische Spannungsregler

Neben regelbaren Ortsnetztransformatoren werden zur Spannungsregelung in Niederspannungsnetzen zunehmend leistungselektronische Spannungsregler mit Längsregelungswirkung, kurz Längsregler bzw. dezentrale Spannungsregler, eingesetzt [Kru_11], [Bül_12], [Kru_13]. Typischerweise werden diese Spannungsregler, im Gegensatz zu Ortsnetztransformatoren, in einzelnen Strängen im Niederspannungsnetz positioniert. Das Spannungsniveau wird in diesem Fall nicht im gesamten Niederspannungsnetz beeinflusst,

sondern nur in den jeweiligen Netzsträngen, in denen die Spannungsregler installiert sind. Die grundsätzliche Wirkungsweise hinsichtlich des Netzzustands ist jedoch identisch zu regelbaren Ortsnetztransformatoren. Da sich der leistungselektronische Spannungsregler im stationären Betrieb wie ein Transformator mit einem definierten Übersetzungsverhältnis abbilden lässt, können die Spannungen an den einzelnen Netzknoten wie bei einer Leistungsflussberechnung über mehrere Spannungsebenen hinweg berechnet werden. Dazu lässt sich das im vorangegangenen Abschnitt entwickelte Modell für regelbare Ortsnetztransformatoren nutzen. Für leistungselektronische Spannungsregler gelten ebenso die dargestellten Vereinfachungen.

Gleichung (2.19) beschreibt die Betriebsmitteladmittanzmatrix \underline{Y}_{TVC} eines Spannungsreglers mit dem dynamischen Übersetzungsverhältnis t_{VC} und der Admittanz \underline{Y}_{VC} :

$$\underline{Y}_{TVC} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{AAVC} & \underline{Y}_{ABVC} \\ \underline{Y}_{BAVC} & \underline{Y}_{BBVC} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{VC} & -t_{VC} \cdot \underline{Y}_{VC} \\ -t_{VC} \cdot \underline{Y}_{VC} & t_{VC}^2 \cdot \underline{Y}_{VC} \end{bmatrix} = \underline{Y}_{VC} \cdot \begin{bmatrix} 1 & -t_{VC} \\ -t_{VC} & t_{VC}^2 \end{bmatrix} \quad (2.19)$$

Die Admittanz eines Spannungsreglers ergibt sich, wie bei Transformatoren, aus dessen technischen Daten. Gleichung (2.19) kann somit ebenfalls einfach in die Berechnung der Admittanzmatrix \underline{Y} des Niederspannungsnetzes einbezogen werden. Bei Veränderungen des Übersetzungsverhältnisses t_{VC} durch eine Stellgrößenänderung muss analog zum regelbaren Ortsnetztransformator die Betriebsmitteladmittanzmatrix sowie die Admittanzmatrix \underline{Y} des Netzes neu berechnet werden.

Das Übersetzungsverhältnis t_{VC} wird in Abhängigkeit der Regelungsmethodik des Spannungsreglers berechnet. Wird der Spannungsregler wie ein regelbarer Ortsnetztransformator in Stufenbetriebsweise genutzt, wird das Übersetzungsverhältnis t_{VC} aus der aktuellen Stufenstellung berechnet (vgl. Gleichung (2.18)). Wenn der Spannungsregler im stufenlosen Betrieb arbeitet und sekundärseitig auf einen vorgegebenen Sollwert U_{VC}^* für die Spannung regelt, wird das Übersetzungsverhältnis t_{VC} dynamisch aus dem aktuellen Istwert (Messwert) $U_{VC,m}$ der Spannung auf der Primärseite und dem Sollwert U_{VC}^* der Spannung auf der Sekundärseite des Spannungsreglers näherungsweise ohne Berücksichtigung der Impedanz \underline{Z}_{VC} berechnet:

$$t_{VC} = \frac{U_{VC,m}}{U_{VC}^*} \quad (2.20)$$

Abbildung 2.5 zeigt die Wirkungsweise eines Spannungsreglers mit Sollwertvorgabe der sekundärseitigen Spannung in einem Netzstrang (vgl. Abschnitt 8.2). Im dargestellten Szenario entsteht durch dezentrale Erzeugungsanlagen eine Spannungsbandverletzung am Ende des Netzstrangs, wenn der Spannungsregler nicht aktiv ist. Bei Vorgabe eines Spannungssollwerts $U_{VC}^* = 240V$ wird die Spannung sekundärseitig abgesenkt, so dass die Spannung an allen

Netzknoten des Strangs innerhalb des zulässigen Toleranzbereichs liegt. Analog zu regelbaren Ortsnetztransformatoren ist durch leistungselektronische Spannungsregler keine signifikante Beeinflussung der Leistungsflüsse im Niederspannungsnetz möglich.

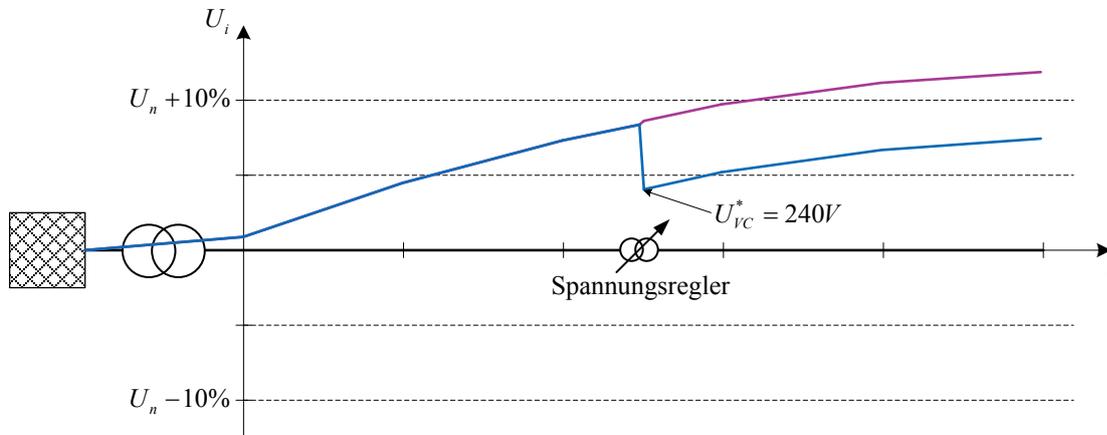


Abbildung 2.5: Spannungsregelung eines leistungselektronischen Spannungsreglers

Wie bei regelbaren Ortsnetztransformatoren wird die Weiterentwicklung von leistungselektronischen Spannungsreglern derzeit forciert. Optimierungen erfolgen hinsichtlich Flickerverhalten und Vermeidung von Oberschwingungen durch schnelle Schaltvorgänge der Leistungshalbleiter. Die Schalthäufigkeit ist aufgrund der leistungselektronischen Bauelemente bei entsprechender Dimensionierung nahezu unbegrenzt und das System quasi verschleißfrei [Kru_11]. Gleichmaßen gilt im Rahmen dieser Arbeit, dass die gegenwärtigen technischen Einschränkungen von Prototypen für die theoretische Modellentwicklung nicht berücksichtigt werden. Im Fall einer realen Projektierung müssen diese Faktoren jedoch im Einzelfall analysiert werden.

2.3 Wirkleistungsregelung von Netzteilnehmern

Die Regelung der Wirkleistung an einzelnen Netzknoten kann, wie Gleichung (2.9) zeigt, zur Beeinflussung des Leistungsflusses im Niederspannungsnetz genutzt werden. Die Wirkleistungseinspeisung bzw. der Wirkleistungsbezug einzelner Netzteilnehmer hat dabei einerseits Einfluss auf das Spannungsniveau an den einzelnen Netzknoten und andererseits auf die Wirkleistungsflüsse im gesamten Netz. Die mathematische Modellierung dieser Effekte wird in den folgenden beiden Abschnitten dargestellt.

2.3.1 Indirekte Spannungsregelung

Durch die Änderungen der eingespeisten bzw. bezogenen Wirkleistung an einem Netzknoten ergibt sich bedingt durch die Netzimpedanz eine Spannungsänderung am entsprechenden

Netzknoten selbst und durch den veränderten Leistungsfluss auch an den weiteren Netzknoten im Niederspannungsnetz. Dieser Effekt lässt sich zur Spannungsregelung nutzen. Anders als bei der direkten Spannungsregelung wird hier der Begriff indirekte Spannungsregelung verwendet, da die Spannungsänderung nicht unmittelbar durch eine Veränderung des Übersetzungsverhältnisses eines Transformators oder Spannungsreglers erfolgt, sondern indirekt durch eine Wirkleistungsänderung an Netzteilnehmern. Die indirekte Spannungsregelung bedingt damit auch eine Veränderung der Leistungsflüsse im Netz, was hinsichtlich der Auslastung der Netzkomponenten berücksichtigt werden muss.

Im stationären Zustand ist die Summe der eingespeisten bzw. bezogenen Wirkleistungen an den einzelnen Netzknoten gleich der über das Netz transportierten Wirkleistungen (vgl. Gleichung (2.9)). Zur Lösung dieses nicht-linearen Gleichungssystems wird die in Abschnitt 2.1.2 dargestellte Linearisierung im Arbeitspunkt durch eine Taylor-Entwicklung mit Abbruch nach dem ersten Reihenglied genutzt. Gleichung (2.21) beschreibt den Zusammenhang zwischen den Netz- und Knotenwirkleistungen sowie den Spannungswinkeln und Spannungsbeträgen nach der Linearisierung:

$$\left. \frac{\partial \Delta \mathbf{p}}{\partial \boldsymbol{\delta}} \right|_v \cdot \Delta \boldsymbol{\delta}_{v+1} + \left. \frac{\partial \Delta \mathbf{p}}{\partial \mathbf{u}} \right|_v \cdot \Delta \mathbf{u}_{v+1} = \mathbf{H}_v \cdot \Delta \boldsymbol{\delta}_{v+1} + \mathbf{N}_v \cdot \Delta \mathbf{u}_{v+1} = -\Delta \mathbf{p}_v \quad (2.21)$$

Dabei sind die Matrizen \mathbf{H} und \mathbf{N} Teilmatrizen der Jacobi-Matrix \mathbf{J} aus Gleichung (2.11). Im Niederspannungsnetz sind die Phasenverschiebungen zwischen den einzelnen Knotenspannungen aufgrund des R/X -Verhältnisses von Niederspannungsleitungen im Allgemeinen gering im Vergleich zu höheren Spannungsebenen [Neu_13], [EW_12], [OO_11]. Die Winkeldifferenz $\Delta \delta_i$ der einzelnen Knotenspannungen kann daher näherungsweise vernachlässigt werden [CGR_06], [Mat_12], so dass sich Gleichung (2.21) weiter vereinfachen lässt:

$$\left. \frac{\partial \Delta \mathbf{p}}{\partial \mathbf{u}} \right|_v \cdot \Delta \mathbf{u}_{v+1} = \mathbf{N}_v \cdot \Delta \mathbf{u}_{v+1} = -\Delta \mathbf{p}_v = -(\mathbf{p}_N - \mathbf{p}_K)_v \quad (2.22)$$

Gleichung (2.22) zeigt den Zusammenhang zwischen den Netz- und Knotenwirkleistungen sowie den Beträgen der Knotenspannungen. Die Teilmatrix \mathbf{N} beschreibt dabei die Verknüpfung zwischen den Wirkleistungen und dem Zustandsvektor der Knotenspannungen.

Die systematische Bestimmung von beliebigen Einflussgrößen auf die Zustandsvariablen eines Systems kann ganz allgemein mit Hilfe einer Sensitivitätsanalyse erfolgen. Im Fall der indirekten Spannungsregelung muss der Einfluss einer Wirkleistungsregelung ΔP eines beliebigen regelbaren Netzteilnehmers auf alle Knotenspannungen U_i bestimmt werden [Saa_99]. Dieser Zusammenhang kann aus Gleichung (2.22) einfach hergeleitet werden:

$$\Delta \mathbf{u}_{v+1} = \mathbf{N}_v^{-1} \cdot (-\Delta \mathbf{p}_v) = \mathbf{N}_v^{-1} \cdot (\mathbf{p}_K - \mathbf{p}_N)_v \quad (2.23)$$

Die Matrix \mathbf{N}^{-1} kann somit als Sensitivitätsmatrix des Einflusses von Wirkleistungsänderungen ΔP an einzelnen Netzteilnehmern auf die Spannungsänderung ΔU_i aller Netzknoten betrachtet werden. Die Umformung von Gleichung (2.22) in Gleichung (2.23) ist aber nur unter bestimmten Voraussetzungen und mit Einschränkungen gültig:

Die Jacobi-Matrix sowie deren Teilmatrizen haben aufgrund der Berechnungsvorschrift für die Jacobi-Matrix eine identische Besetzungsstruktur wie die Admittanzmatrix des Netzes und sind damit in ihrer Grundform nahezu singular (vgl. Abschnitt 2.5). Die Invertierung der Jacobi-Matrix oder deren Teilmatrizen und die Lösung des resultierenden Gleichungssystems sind demnach nur dann möglich, wenn ein Referenzknoten vorgegeben und die entsprechenden Zeilen und Spalten im Gleichungssystem eliminiert werden.

Weiterhin ändern sich die Elemente der Jacobi-Matrix mit jedem Iterationsschritt der Leistungsflussberechnung. Sofern keine vollständige, exakte Leistungsflussberechnung zur Bestimmung der Einflüsse der Wirkleistungsregelung erfolgen kann oder erfolgen soll, kann aber die inverse Teilmatrix \mathbf{N}^{-1} des ersten Iterationsschritts genutzt werden, um den Einfluss der Wirkleistungsänderung eines Netzteilnehmers auf die Knotenspannungen abzuschätzen. Allerdings muss dann berücksichtigt werden, dass das Ergebnis durch die Nutzung der Teilmatrix \mathbf{N}^{-1} des ersten Iterationsschritts nicht exakt ist. Die Relation der einzelnen Sensitivitätsindizes untereinander ist jedoch erkennbar und für die Bewertung der Auswirkungen auf den Netzzustand ist die Genauigkeit in erster Näherung ausreichend [Wol_08]. Um die Sensitivitätsanalysen zu vereinfachen, kann zur Bewertung der Spannungssensitivität ein Wirkleistungsänderungsvektor genutzt werden, der mit Ausnahme des zu beeinflussenden Netzteilnehmers bzw. der Wirkleistungsänderung dieses Netzteilnehmers nur Null-Elemente enthält. Damit wird die Spannungsdifferenz gegenüber dem aktuellen Netzzustand näherungsweise direkt ermittelbar [Wol_08].

In der Literatur sind weitere Verfahren zur Bewertung der Wirkleistungsregelung von Netzteilnehmern auf den Netzzustand beschrieben [CGR_06], [CRV_10], [Kum_05], [KPS_06]. Sofern eine schnelle, aufwandsminimale Bewertung erfolgen soll, nutzen die Verfahren jedoch alle ähnlichen Vereinfachungen bzw. eine Linearisierung, um eine vollständige, exakte Leistungsflussberechnung zu umgehen. Die Fehlerabschätzungen zeigen, dass die genutzten Vereinfachungen zulässig sind. Auch im Rahmen des in dieser Arbeit entwickelten Regelungsmodells wird ein vereinfachtes Verfahren auf Basis der Admittanzmatrix $\underline{\mathbf{Y}}$ des Netzes für die Sensitivitätsanalyse genutzt, das in Abschnitt 2.5 detailliert vorgestellt und zur Identifikation des für die Regelung aktuell sinnvollsten Netzteilnehmers genutzt wird.

Abbildung 2.6 zeigt ein Szenario in einem Netzstrang (vgl. Abschnitt 8.2), bei dem alle dezentralen Erzeugungsanlagen mit einer Leistung von $P = 30\text{kW}$ bei $\cos\varphi = 1$ einspeisen und am Ende des Netzstrangs eine Spannungsbandverletzung verursachen.

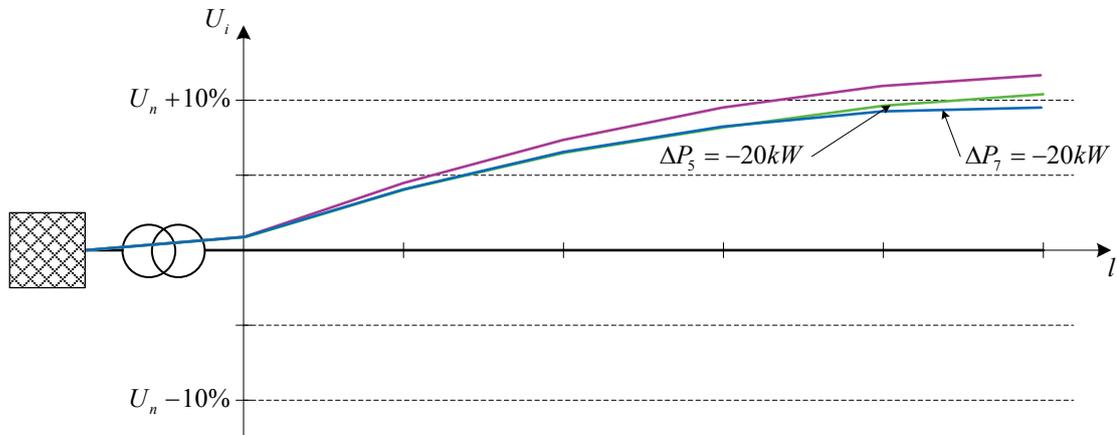


Abbildung 2.6: Auswirkung einer Wirkleistungsänderung auf die Spannungen an einzelnen Netzknoten

Durch eine Reduzierung der eingespeisten Leistung des Netzteilnehmers an Netzknoten 5 um $\Delta P_5 = -20\text{kW}$ kann die Toleranzbereichsüberschreitung zwar reduziert, jedoch nicht vollständig behoben werden. Eine Reduzierung der eingespeisten Leistung des Netzteilnehmers an Netzknoten 7 um $\Delta P_7 = -20\text{kW}$ führt demgegenüber zu einer vollständigen Behebung der Spannungsbandverletzung. Die Leistungsreduzierung an Netzknoten 7 hat demnach eine höhere Auswirkung auf die Spannung an Knoten 7 als die Leistungsreduzierung an Netzknoten 5, was durch die höhere Sensitivität begründet ist.

Anhand der hergeleiteten Zusammenhänge ist ersichtlich, dass eine Wirkleistungsänderung ΔP an einzelnen Netzknoten prinzipiell Auswirkungen auf die Spannungen U_i an allen Netzknoten hat. Die Wirkleistungsregelung von Netzteilnehmer eignet sich somit auch für eine indirekte Spannungsregelung im Niederspannungsnetz. Dabei kann zur Spannungsregelung grundsätzlich jeder beliebige Netzteilnehmer genutzt werden, die Wirksamkeit dieser Spannungsregelung hängt aber direkt von der Netztopologie, repräsentiert durch die Impedanzen bzw. Admittanzen der einzelnen Leitungsabschnitte, ab. In der Praxis bedeutet dies, dass die indirekte Spannungsregelung durch einen leistungsregelbaren Netzteilnehmer beispielsweise nur in dem Netzstrang effektiv wirksam ist, in dem der regelbare Netzteilnehmer positioniert ist, da der Ortsnetztransformator eine hohe Spannungsstabilität an der Abgangssammelschiene besitzt. Die konkrete Identifikation des geeignetsten Netzteilnehmers zur Wirkleistungsregelung in Abhängigkeit der Netztopologie und des aktuellen Netzzustands wird in Abschnitt 2.5 dargestellt.

2.3.2 Regelung der Betriebsmittelauslastung

Die Anpassung der Wirkleistungseinspeisung bzw. des Wirkleistungsbezugs einzelner Netzteilnehmer hat einen Einfluss auf den Leistungsfluss im Niederspannungsnetz und damit auf die Auslastung der Betriebsmittel. Durch die Wirkleistungsregelung einzelner Netzteilnehmer kann damit auch die Auslastung der einzelnen Betriebsmittel geregelt werden. Ziel dieser Regelung ist vor dem Hintergrund der dargestellten steigenden Anforderungen an Niederspannungsnetze die Vermeidung bzw. Ausregelung von Überlastungen.

Die Leistungsflüsse bzw. Ströme über die einzelnen Netzzweige bzw. Betriebsmittel ergeben sich durch die Differenz der Knotenspannungen \underline{U}_i und \underline{U}_j des Zweigs ij zwischen den Netzknoten i und j sowie durch die Zweigadmittanz \underline{Y}_{ij} :

$$\underline{U}_{ij} = \underline{U}_i - \underline{U}_j \quad (2.24)$$

$$\underline{I}_{ij} = \underline{Y}_{ij} \cdot \underline{U}_{ij} \quad (2.25)$$

Die Leistungsänderungen ΔP an einzelnen Netzteilnehmern haben, wie im vorherigen Abschnitt dargestellt, Auswirkungen auf die einzelnen Knotenspannungen. Aus diesen Überlegungen heraus kann abgeleitet werden, dass die Sensitivitätsanalysen einer Leistungsänderung ΔP an Netzknoten auf die Knotenspannungen U_i auch zur Berechnung der Sensitivität einer Leistungsänderung auf die Zweigströme und damit auf die Auslastung der einzelnen Betriebsmittel genutzt werden können. Ausgangspunkt ist der Vektor $\Delta \mathbf{u}$ aus Gleichung (2.23), der die Spannungsdifferenzen enthält, die durch die Wirkleistungsänderung ΔP_k eines Netzknotens k bzw. Δp_k mehrerer Netzknoten auftreten. Mit Hilfe der jeweiligen Zweigadmittanz \underline{Y}_{ij} können dann näherungsweise die resultierenden Stromänderungen $\Delta \underline{I}_{ij}$ auf den einzelnen Netzzweigen bzw. Betriebsmitteln unter Voraussetzung einer ansonsten unveränderten Wirkleistungssituation an den übrigen Netzknoten einfach berechnet werden:

$$\Delta \underline{I}_{ij} = \underline{Y}_{ij} \cdot \left[\Delta \underline{U}_i (\Delta P_k) - \Delta \underline{U}_j (\Delta P_k) \right] \quad (2.26)$$

Durch Superposition mit den aktuellen Istwerten der Zweigströme \underline{I}_{ij} kann dann die Auslastung der Betriebsmittel errechnet werden. Dies zeigt nochmals, dass die primäre Regelgröße die Knotenspannungen darstellt und die Zweigströme bzw. Leistungsflüsse im Netz eine sekundäre Regelgröße sind.

Die Wirksamkeit der Auslastungsregelung ist von der Sensitivität der Spannungsänderung an den jeweiligen Netzknoten abhängig, da die Leistungsflüsse durch die Knotenspannungen gegeben sind. In Abschnitt 2.5.3 wird beschrieben, wie geeignete Aktoren im Rahmen eines Regelungsprozesses identifiziert werden können.

2.4 Blindleistungsregelung von Netzteilnehmern

In Niederspannungsnetzen kann der Leistungsfluss, neben der Regelung der eingespeisten oder bezogenen Wirkleistung (vgl. Abschnitt 2.3), auch durch die Regelung der Blindleistung einzelner Netzteilnehmer beeinflusst werden. Wie bereits für die Wirkleistungsregelung dargestellt wurde, kann die Blindleistungsregelung ebenfalls zur Regelung der Spannung und zur Regelung der Blindleistungsflüsse genutzt werden. Die in einigen Industrienetzen installierten Blindleistungskompensatoren werden im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter betrachtet, da sie für Niederspannungsnetze der öffentlichen Energieversorgung keine typischen Komponenten darstellen.

2.4.1 Indirekte Spannungsregelung

Die Blindleistungsbereitstellung bzw. Blindleistungsaufnahme eines Netzteilnehmers an einem Netzknoten hat aufgrund der Netzimpedanz analog zur Wirkleistung einen Einfluss auf die Spannung am entsprechenden Netzknoten und durch die veränderten Leistungsflüsse somit auf das Gesamtnetz. Da auch in diesem Fall eine Leistungsregelung von Netzteilnehmern zur Spannungsregelung genutzt wird, stellt die Blindleistungsregelung ebenso eine indirekte Spannungsregelung dar.

Zur Herleitung der Wirkungszusammenhänge soll zunächst wieder der stationäre Zustand betrachtet werden, bei dem die Summe der Blindleistungen an den einzelnen Netzknoten gleich der über das Netz transportierten Blindleistungen (vgl. Gleichung (2.10)) ist. Das nicht-lineare Gleichungssystem wird analog zu Abschnitt 2.3 im Arbeitspunkt linearisiert und kann dann iterativ gelöst werden. Gleichung (2.27) beschreibt den Zusammenhang zwischen den Netz- und Knotenblindleistungen sowie den Spannungswinkeln und Spannungsbeträgen nach der Linearisierung,

$$\left. \frac{\partial \Delta q}{\partial \delta} \right|_v \cdot \Delta \delta_{v+1} + \left. \frac{\partial \Delta q}{\partial u} \right|_v \cdot \Delta u_{v+1} = \mathbf{M}_v \cdot \Delta \delta_{v+1} + \mathbf{L}_v \cdot \Delta u_{v+1} = -\Delta q_v \quad (2.27)$$

wobei die Matrizen \mathbf{M} und \mathbf{L} als Teilmatrizen der Jacobi-Matrix \mathbf{J} in diesem Fall den Zusammenhang zwischen Blindleistungsänderung und Spannungswinkel bzw. Blindleistungsänderung und Spannungsbetrag beschreiben. Die Vernachlässigung der geringen Winkeldifferenz der einzelnen Knotenspannungen führt zur vereinfachten Gleichung (2.28):

$$\left. \frac{\partial \Delta q}{\partial u} \right|_v \cdot \Delta u_{v+1} = \mathbf{L}_v \cdot \Delta u_{v+1} = -\Delta q_v = -(q_N - q_K)_v \quad (2.28)$$

Durch die Sensitivitätsanalyse wird der Einfluss der Blindleistungsänderungen ΔQ an einzelnen Netzknoten auf die Zustandsvariablen U_i des Netzes bestimmt. Es gelten die identischen Voraussetzungen und Einschränkungen wie bei der Sensitivitätsanalyse zum Einfluss der Wirkleistungsänderung in Abschnitt 2.4.1. Mit Gleichung (2.29) wird der Einfluss der Blindleistungsänderung an einzelnen Netzknoten auf die Knotenspannungen beschrieben, wobei die Matrix L^{-1} hier die Sensitivitätsmatrix hinsichtlich des Einflusses von Blindleistungsänderungen ΔQ an einzelnen Netzteilnehmern auf die Spannungsänderung ΔU_i aller Netzknoten darstellt:

$$\Delta \mathbf{u}_{v+1} = \mathbf{L}_v^{-1} \cdot (-\Delta \mathbf{q}_v) = \mathbf{L}_v^{-1} \cdot (\mathbf{q}_K - \mathbf{q}_N)_v \quad (2.29)$$

Abbildung 2.7 zeigt, äquivalent zur Darstellung in Abschnitt 2.3.1, den Spannungsverlauf in einem Netzstrang (vgl. Abschnitt 8.2), in dem alle dezentralen Erzeugungsanlagen mit einer Leistung von $P = 30 \text{ kW}$ bei $\cos \varphi = 1$, d.h. $Q = 0$, einspeisen und am Ende des Netzstrangs eine Verletzung des zulässigen Spannungsbands verursachen.

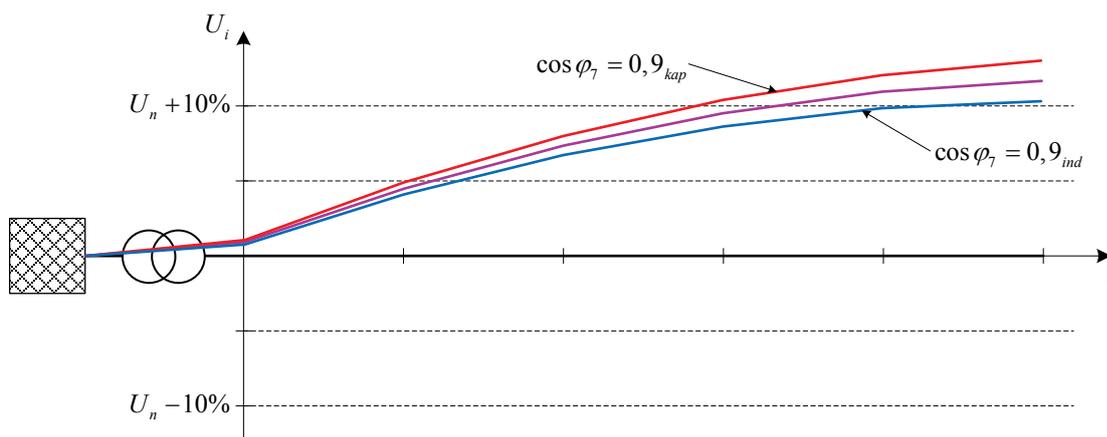


Abbildung 2.7: Einfluss der Blindleistungsbereitstellung auf die Spannungen an einzelnen Netzknoten

Die Blindleistungsbereitstellung von $\Delta Q_7 = \pm 14,53 \text{ kvar} \hat{=} \cos \varphi_7 = \pm 0,9$ durch den Netzteilnehmer an Netzknoten 7 hat Einfluss auf den Spannungsverlauf im gesamten Netzstrang, wobei die größte Spannungsänderung an Netzknoten 7 auftritt. Die Bereitstellung induktiver Blindleistung führt zu einer Absenkung des Spannungsniveaus an den Netzknoten, demgegenüber führt die Bereitstellung kapazitiver Blindleistung zu einer Anhebung des Spannungsniveaus an den Netzknoten. Die Höhe der Spannungsänderung durch die Blindleistungsbereitstellung hängt insbesondere von der Netztopologie und den Leitungsimpedanzen ab. So ist eine Blindleistungsregelung aufgrund des deutlich höheren induktiven Anteils der Leitungsimpedanz bei Niederspannungsfreileitungen effektiver als bei Kabeln [Mat_12]. Gleichzeitig muss jedoch berücksichtigt werden, dass die zusätzliche Bereitstellung von Blindleistung durch einzelne Netzteilnehmer die Auslastung der Betriebsmittel bedingt durch die höhere Scheinleistung erhöht.

2.4.2 Regelung der Betriebsmittelauslastung

Durch die Spannungsänderung an den einzelnen Netzknoten bedingt durch die Änderung der Blindleistungsbereitstellung einzelner Netzteilnehmer ergeben sich veränderte Leistungsflüsse im Netz. Analog zur Auswirkung von Wirkleistungsänderungen kann der Effekt einer Blindleistungsänderung ΔQ_k an Netzknoten k auf die Auslastung bzw. Ströme der Betriebsmittel durch Gleichung (2.30) berechnet werden:

$$\Delta I_{ij} = Y_{ij} \cdot [\Delta U_i(\Delta Q_k) - \Delta U_j(\Delta Q_k)] \quad (2.30)$$

Vor dem Hintergrund etwaiger Betriebsmittelüberlastungen kann die Blindleistungsregelung einzelner Netzteilnehmer in Niederspannungsnetzen jedoch aus folgenden Überlegungen heraus nicht sinnvoll zur Vermeidung bzw. Ausregelung von Überlastungen genutzt werden: Die zusätzliche Bereitstellung von Blindleistung führt grundsätzlich zu einem höheren Betrag der Scheinleistung des jeweiligen Netzteilnehmers, bei $\cos\varphi = 0,9$ beispielsweise um ca. 11% gegenüber $\cos\varphi = 1$, so dass die Auslastung der Betriebsmittel prinzipiell weiter ansteigt. Zudem sind die Blindleistungsflüsse in Niederspannungsnetzen generell geringer als in den höheren Netzebenen [OO_11], so dass eine Kompensation von Blindleistungsflüssen im Allgemeinen nicht erforderlich ist.

Die Regelung der Blindleistungsbereitstellung einzelner Netzteilnehmer wird damit in den folgenden Betrachtungen lediglich zur indirekten Spannungsregelung genutzt.

2.5 Konsekutives Regelungsmodell für Niederspannungsnetze

Die in den Abschnitten 2.2 bis 2.4 vorgestellten Verfahren zur Spannungs- und Leistungsregelung in Niederspannungsnetzen können genutzt werden, um die durch steigende Anforderungen hervorgerufenen Probleme wie Überschreitungen des zulässigen Spannungsbands oder Betriebsmittelüberlastungen zu beheben. Die einzelnen Verfahren zielen dabei jedoch jeweils nur auf einen Teilbereich der Probleme ab bzw. haben verfahrensspezifische Vor- und Nachteile. Insbesondere die direkte Spannungsregelung durch regelbare Ortsnetztransformatoren oder leistungselektronische Spannungsregler eignet sich zwar zur Einhaltung des zulässigen Spannungsbands, Betriebsmittelüberlastungen lassen sich damit jedoch nicht wirkungsvoll verhindern bzw. beheben.

Durch die Kombination der einzelnen Verfahren lassen sich sowohl Überschreitungen des Spannungstoleranzbands als auch Betriebsmittelüberlastungen gleichermaßen beheben. Aus diesem Grund wurde ein konsekutives Regelungsmodell für Niederspannungsnetze entwickelt, das in Abhängigkeit der vorliegenden Grenzwertverletzung und der vorhandenen Regelungsmöglichkeiten das geeignetste Verfahren zur Problemlösung nutzt. Das

Regelungsmodell berücksichtigt dabei, dass nach Möglichkeit zunächst Netzkomponenten angesteuert werden, d.h. Betriebsmittel, die im Verantwortungsbereich des Netzbetreibers liegen. Erst wenn diese Möglichkeiten ausgeschöpft oder nicht wirksam sind, werden steuerbare Netzteilnehmer, d.h. im Allgemeinen Kundenanlagen, angesteuert. Als zweite Randbedingung gilt, dass die Regelungseingriffe soweit wie möglich ohne Einschränkungen für die Netzteilnehmer erfolgen müssen. Dies betrifft auch die Prämisse, dass dezentrale, regenerative Einspeiser mit Vorrang in das Netz einspeisen dürfen. Nur im Fall von drohenden Netzausfällen oder Instabilitäten ist der Netzbetreiber berechtigt, zur Erhaltung der Versorgungssicherheit die Leistung dezentraler Erzeugungsanlagen zu reduzieren bzw. die Anlagen abzuschalten [EEG_12].

2.5.1 Struktur des konsekutiven Regelungsmodells

Das konsekutive Regelungsmodell ist als dreistufiges Modell konzipiert. Dabei werden die zuvor beschriebenen Regelungsverfahren zur direkten Spannungsregelung, zur Wirkleistungsregelung und zur Blindleistungsregelung kombiniert. Gemäß den dargestellten Randbedingungen stellt die direkte Spannungsregelung die erste Stufe des Regelungsmodells dar, da die Spannungsregler Netzkomponenten sind und keine Netzteilnehmer beeinflusst werden. Die Blindleistungsregelung repräsentiert die zweite Stufe des Modells. Zwar werden hierbei Netzteilnehmer, also üblicherweise Kundenanlagen, angesteuert, jedoch erfolgt die Blindleistungsbereitstellung ohne Nutzungseinschränkungen für den Netzteilnehmer. Die dritte Stufe stellt schließlich die Wirkleistungsregelung dar, wobei dann Netzteilnehmer ggfs. signifikant beeinflusst werden, sowohl hinsichtlich möglicher Nutzungseinschränkungen als auch hinsichtlich vergütungsrelevanter Aspekte, beispielsweise durch entgangene Einspeisevergütungen (vgl. Abschnitt 4.3). Dies betrifft grundsätzlich Verbraucher und Einspeiser, in der Praxis sind die beiden letztgenannten Aspekte aktuell jedoch insbesondere für dezentrale Erzeugungsanlagen relevant.

Grundsätzlich muss zwischen einer Überschreitung des tolerierbaren Spannungsbands und einer Überlastung von Betriebsmitteln unterschieden werden. Während für die Regelung der Spannung an den einzelnen Netzknoten alle in den vorherigen Abschnitten dargestellten Regelungsverfahren genutzt werden können, ist eine Überlastung von Betriebsmitteln nur durch eine Leistungsregelung der Netzlast ausregelbar. Wie zuvor dargestellt eignet sich dazu effektiv nur die Wirkleistungsregelung von Netzteilnehmern. Aus diesem Grund wird im Fall von Betriebsmittelüberlastungen die von einzelnen Netzteilnehmern eingespeiste bzw. bezogene Wirkleistung direkt reduziert.

Abbildung 2.8 zeigt eine schematische Übersicht über das dreistufige, konsekutive Regelungsmodell und die Stufenselektivität in Abhängigkeit des aktuellen Netzzustands.

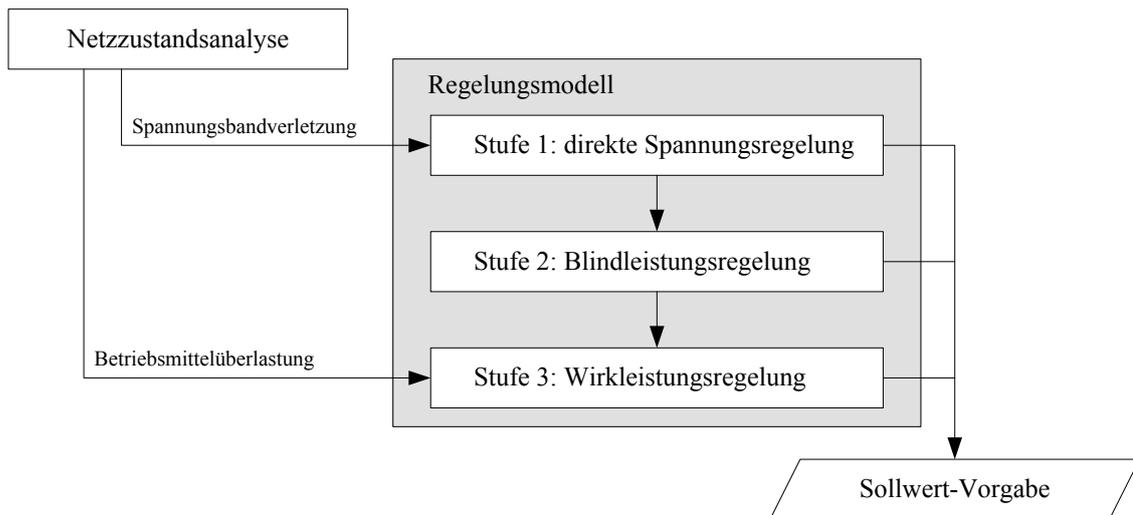


Abbildung 2.8: schematische Übersicht des konsekutiven Regelungsmodells

Bei einer Spannungsbandverletzung werden folglich alle drei Stufen des Modells konsekutiv durchlaufen, vorausgesetzt für jede Stufe stehen entsprechende Regelungsmöglichkeiten zur Verfügung. Bei einer Betriebsmittelüberlastung wird direkt die dritte Stufe zur Wirkleistungsregelung ausgewählt. Abbildung 2.9 zeigt die technische Wirkungsweise des Modells in einem vereinfachten Beispiel bei einer Spannungsbandverletzung durch hohe Einspeiseleistung dezentraler Erzeugungsanlagen.

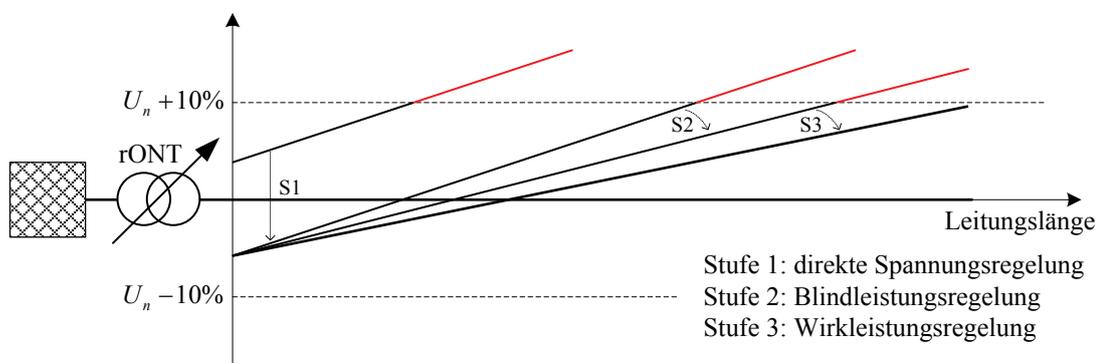


Abbildung 2.9: Wirkungsweise des dreistufigen Regelungsmodells auf Spannungsbandverletzungen

Zur Behebung der Grenzwertverletzungen müssen die Aktoren ausreichende Reserven im Stellbereich vorhalten. Wenn die Regelbereichsgrenzen eines Aktors erreicht sind, muss ein weiterer Aktor, zunächst stufenhorizontal, wenn nicht möglich oder verfügbar stufenvertikal angesteuert werden. Ist dies nicht möglich bzw. haben alle Aktoren ihre Regelbereichsgrenzen erreicht, kann die Grenzwertverletzung nicht ausgeregelt werden.

Es ist offensichtlich, dass eine effektive Behebung von Grenzwertverletzungen nur dann möglich ist, wenn Aktoren angesteuert werden, die eine signifikante Auswirkung auf die gewünschte, zu beeinflussende Größe haben. In den vorangegangenen Abschnitten wurde zudem dargestellt, dass die Netztopologie und die Position der Aktoren innerhalb des Netzes einen entscheidenden Einfluss auf die Wirksamkeit der einzelnen Regelungsmöglichkeiten

haben. Dementsprechend kommt der Identifikation der geeigneten Aktoren bei einem derartigen Verfahren eine zentrale Bedeutung zu, um eine selektive, effektive Ausregelung von Grenzwertverletzungen zu ermöglichen. Der Identifikationsprozess zur Auswahl des geeignetsten Aktors ist abhängig von der Art der Grenzwertverletzung.

2.5.2 Identifikation geeigneter Aktoren bei Spannungsbandverletzungen

Zunächst soll der Identifikationsprozess geeigneter Aktoren für Spannungsbandverletzungen dargestellt werden. Im Folgenden wird vorausgesetzt, dass die aktuelle Spannung U_i an allen Netzknoten i durch eine Netzzustandsanalyse bekannt ist. Die Regelung der einzelnen Aktoren und damit der Identifikationsprozess erfolgen jeweils für den Netzknoten, an dem die höchste Grenzwertverletzung identifiziert wurde.

Identifikationsprozess für die direkte Spannungsregelung

In den meisten Niederspannungsnetzen in Deutschland sind aktuell keine regelbaren Ortsnetztransformatoren oder leistungselektronischen Spannungsregler installiert. Werden derartige Betriebsmittel nachgerüstet, wird typischerweise nur ein Spannungsregler, d.h. entweder ein regelbarer Ortsnetztransformator oder ein leistungselektronischer Spannungsregler im Netz installiert. Der Identifikationsprozess ist in diesem Fall verkürzt, da für die erste Stufe des Regelungsmodells nur ein einziger Spannungsregler zur Verfügung steht.

Sofern in einem Niederspannungsnetz mehrere Spannungsregler zur Verfügung stehen, muss in Abhängigkeit des Ortes der Grenzwertverletzung der geeignetste Spannungsregler identifiziert werden. Liegt der Ort der Grenzwertverletzung beispielsweise am Ende des Netzstrangs, in dem ein Spannungsregler installiert ist, so ist die sinnvollste Regelungsmöglichkeit der Spannungsregler im Netzstrang, da sich die Auswirkungen des Regelungseingriffs nur auf den dem Spannungsregler nachgelagerten Netzstrang beziehen. Eine Ansteuerung des regelbaren Ortsnetztransformators würde zusätzliche Netzknoten beeinflussen und kann je nach Betriebsweise des leistungselektronischen Spannungsreglers im ungünstigsten Fall sogar wirkungslos sein, wenn der Spannungsregler kein statisches Übersetzungsverhältnis nutzt, sondern sekundärseitig auf einen Spannungssollwert unabhängig von der primärseitigen Spannung geregelt wird.

Zur Identifikation des geeignetsten Spannungsreglers müssen daher zwei Kriterien überprüft werden, einerseits die generelle Wirksamkeit des Spannungsreglers auf den betrachteten Netzknoten und andererseits, bei mehreren verfügbaren Spannungsreglern, die Distanz zwischen Spannungsregler und betrachtetem Netzknoten.

Das erste Kriterium lässt sich einfach durch eine Leistungsflussberechnung überprüfen, bei der alle Netzteilnehmer mit der Scheinleistung $S_i = 0kVA$ berücksichtigt werden, das Netz sich

somit im Leerlauf befindet, und alle Spannungsregler zunächst mit der Neutralstellung $t_{rT} = t_{vC} = 1$, d.h. keine Spannungsanpassung, betrachtet werden. Da gemäß der hier genutzten Modellierung der Betriebsmittel keine Ableitströme auftreten, entspricht im Leerlauf die Spannung U_i an jedem Netzknoten der Referenzspannung U_s . Durch Veränderung des Übersetzungsverhältnisses $t_k \neq 1$ an jeweils einem der k verfügbaren Spannungsregler lässt sich die erzielbare Spannungsänderung am betrachteten Netzknoten j berechnen und somit die generelle Wirksamkeit des Regelungseingriffs prüfen:

$$\Delta U_j = U_j(t_k) - U_j(t_k = 1) \neq 0 \quad (2.31)$$

Sofern ein dezentraler Spannungsregler mit sekundärseitiger Spannungssollwertvorgabe genutzt wird, erfolgt die Berechnung des Übersetzungsverhältnisses entsprechend Gleichung (2.20) mit der Referenzspannung U_s anstelle der gemessenen Spannung $U_{vC,m}$. Damit die erzielbare Spannungsänderung des Spannungsreglers in diesem Fall sichtbar wird, muss der Spannungssollwert U_{vC}^* für den Identifikationsprozess jedoch zwingend von der Referenzspannung U_s abweichen, da sonst das Übersetzungsverhältnis weiterhin $t_{vC} = 1$ ist.

Sind mehrere Spannungsregler wirksam, erfolgt anschließend die Berechnung der Distanz des Spannungsreglers zum betrachteten Netzknoten. Als Distanz kann die resultierende Impedanz bzw. Admittanz der m parallelen Verbindungen zwischen dem Spannungsregler am Knoten k (Sekundärseite des Spannungsreglers) und dem betrachteten Netzknoten j interpretiert werden:

$$\underline{d}_{kj} = \underline{Y}_{res,kj} = \sum_m \underline{Y}_{kj,m} \quad (2.32)$$

Die Berechnung aller m möglichen Verbindungen zwischen zwei Netzknoten und der resultierenden Impedanz bzw. Admittanz der Verbindung erfolgt mit Methoden der Graphentheorie [Vol_96], die an dieser Stelle nicht detailliert betrachtet werden sollen. Als weitere Vereinfachung zur Berechnung der resultierenden Impedanz kann die kleinste aller m Impedanzen zwischen zwei Netzknoten betrachtet werden, da entsprechend der Gesetzmäßigkeiten einer Parallelschaltung die Impedanz der Parallelschaltung mehrerer Einzelimpedanzen immer kleiner der kleinsten Einzelimpedanz ist. Die Berechnung der kleinsten Impedanz kann beispielsweise mit dem Algorithmus von Dijkstra erfolgen [Vol_96]. Die erforderlichen Informationen liegen in Form der Knoten-Klemmen-Inzidenzmatrix \mathbf{K}_{NT} , der Betriebsmitteladmittanzmatrix \underline{Y}_T und der Admittanzmatrix \underline{Y} des Netzes vor.

Der Spannungsregler, der sowohl wirksam ist als auch die kürzeste Distanz zum betrachteten Netzknoten aufweist, wird als anzusteuender Aktor ausgewählt.

Identifikationsprozess für die Leistungsregelung von Aktoren

Für die Auswahl des geeignetsten Aktors in den Stufen Blindleistungsregelung und Wirkleistungsregelung gelten grundsätzlich die gleichen Überlegungen, da die Wirkungsweise beider Verfahren ähnlich ist. Wie in Abschnitt 2.3.1 und Abschnitt 2.4.1 dargestellt wurde, beinhalten die Teilmatrizen N und L der Jacobi-Matrix J bzw. deren jeweilige Inverse, die Sensitivitätsmatrizen N^{-1} und L^{-1} , den Zusammenhang zwischen Wirkleistungs- respektive Blindleistungsänderungen und der Spannungsänderung. Die Berechnung der Teilmatrizen bzw. der Jacobi-Matrix muss im Rahmen einer Leistungsflussberechnung nach dem Newton-Raphson-Verfahren mit jedem Iterationsschritt erneut erfolgen, der Rechenaufwand ist dementsprechend hoch.

Wie bereits festgestellt wurde, führt das Bildungsgesetz für die Jacobi-Matrix bzw. deren Teilmatrizen zu einer identischen Besetzungsstruktur wie die Admittanzmatrix \underline{Y} . Darüber hinaus werden die einzelnen Elemente der Jacobi-Matrix bzw. deren Teilmatrizen im Wesentlichen aus den angenommenen Knotenspannungswerten des aktuellen Iterationsschritts sowie aus den Elementen der Admittanzmatrix berechnet [Osw_13]:

$$\mathbf{J} = \begin{bmatrix} \mathbf{H} & \mathbf{N} \\ \mathbf{M} & \mathbf{L} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \text{Im}\{\underline{\mathbf{S}}_J\} - \text{diag}(\mathbf{q}_N) & \text{Re}\{\underline{\mathbf{S}}_J\} + \text{diag}(\mathbf{p}_N - \mathbf{p}'_K) \\ -\text{Re}\{\underline{\mathbf{S}}_J\} + \text{diag}(\mathbf{p}_N) & \text{Im}\{\underline{\mathbf{S}}_J\} + \text{diag}(\mathbf{q}_N - \mathbf{q}'_K) \end{bmatrix} \quad (2.33)$$

mit

$$\underline{\mathbf{S}}_J = 3 \cdot \text{diag}(\underline{\mathbf{u}}) \cdot \underline{\mathbf{Y}}^* \cdot \text{diag}(\underline{\mathbf{u}}^*) = 3 \cdot \underline{\mathbf{U}} \cdot \underline{\mathbf{Y}}^* \cdot \underline{\mathbf{U}}^* \quad (2.34)$$

$$\mathbf{p}_N = \sum_{i=1}^n \text{Re}\{\underline{\mathbf{s}}_{J,i}\} \quad (2.35)$$

$$\mathbf{q}_N = \sum_{i=1}^n \text{Im}\{\underline{\mathbf{s}}_{J,i}\} \quad (2.36)$$

$$\mathbf{p}'_K = [p_1 \cdot P_1 \quad \dots \quad p_n \cdot P_n]^T \quad (2.37)$$

$$\mathbf{q}'_K = [q_1 \cdot Q_1 \quad \dots \quad q_n \cdot Q_n]^T \quad (2.38)$$

und

$$\underline{\mathbf{s}}_{J,i} = [\underline{\mathbf{s}}_{J,li} \quad \dots \quad \underline{\mathbf{s}}_{J,mi}]^T \quad (2.39)$$

Aus diesem Zusammenhang ist ableitbar, dass die relativen Aussagen zur Sensitivität der Einflussgrößen $\Delta P, \Delta Q$ auf die Zustandsgrößen U_i sowohl in den Sensitivitätsmatrizen N^{-1} und L^{-1} als auch in der inversen Admittanzmatrix \underline{Y}^{-1} enthalten sind.

Um den Identifikationsprozess für den geeignetsten Aktor, auch im Hinblick auf die Realisierung in einem dezentralen Automatisierungssystem (vgl. Kapitel 3), möglichst effizient zu gestalten, bietet sich damit die Nutzung der inversen Admittanzmatrix \underline{Y}^{-1} für die Sensitivitätsanalyse an [Neu_13], [Wol_08]. Um die Admittanzmatrix invertieren zu können, gelten jedoch ebenso die in den vorangegangenen Abschnitten dargestellten Überlegungen: Ohne Vorgabe eines Referenzknotens (*Slack Bus*) ist die Admittanzmatrix nahezu singulär und die Inverse damit nicht existent. Als Referenzknoten bietet sich die Primärseite des Ortsnetztransformators an. Die um den Referenzknoten reduzierte Admittanzmatrix \underline{Y}_{red} lässt sich dann invertieren. Um die ursprüngliche Dimension der so berechneten Sensitivitätsmatrix wiederherzustellen, können in der Zeile und Spalte des Referenzknotens Nullvektoren eingefügt werden. Damit wird auch die Spannungsstabilität des Referenzknotens auf Leistungsänderungen $\Delta P, \Delta Q$ an einzelnen Netzknoten in der Sensitivitätsmatrix abgebildet.

Die Sensitivitätsmatrix \underline{Y}^{-1} , im Folgenden als Sensitivitätsmatrix \underline{S} bezeichnet, beschreibt den Zusammenhang zwischen Stromänderungen an einzelnen Netzknoten auf die Spannungsänderungen an den Netzknoten:

$$\Delta \underline{u} = \underline{Y}^{-1} \cdot \Delta \underline{i} = \underline{S} \cdot \Delta \underline{i} \quad (2.40)$$

Die Auswirkungen der Leistungsregelung $\Delta P_k, \Delta Q_k$ eines Aktors an Knoten k auf die Spannungen aller Netzknoten kann näherungsweise mit Gleichung (2.40) abgeschätzt werden, wenn die Leistungsänderung des Aktors entsprechend Gleichung (2.41) und Gleichung (2.42) abgebildet wird:

$$\Delta \underline{i} = [0 \quad \dots \quad 0 \quad \Delta I_k \quad 0 \quad \dots \quad 0]^T \quad (2.41)$$

$$\Delta I_k = \frac{\Delta P_k - j \Delta Q_k}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (2.42)$$

Berücksichtigt man weiterhin, dass die Winkeldifferenz $\Delta \delta_i$ der einzelnen Knotenspannungen im Niederspannungsnetz vernachlässigt werden kann, ergibt sich für die Spannungsdifferenz U_{ij} über einem Leitungsabschnitt ij und damit letztlich für die Spannung U_i eines Netzknotens i näherungsweise der Zusammenhang

$$U_{ij} = f(P_{ij} \cdot R_{ij} + Q_{ij} \cdot X_{ij}), \quad (2.43)$$

d.h. der Einfluss der Wirkleistung auf die Spannungsdifferenz resultiert im Wesentlichen aus der Resistanz der Leitungsimpedanz, während der Einfluss der Blindleistung auf die Spannungsdifferenz im Wesentlichen von der Reaktanz der Leitungsimpedanz abhängig ist [OO_11], [HDS_10], [Mat_12].

Zur Identifikation des geeignetsten Aktors für die Wirkleistungsregelung lässt sich damit der Realteil der Sensitivitätsmatrix $\underline{\mathcal{S}}$ nutzen:

$$\mathcal{S}_P = \operatorname{Re}\{\underline{\mathcal{S}}\} \quad (2.44)$$

Für die Blindleistungsregelung kann der geeignetste Aktor anhand des Imaginärteils der Sensitivitätsmatrix $\underline{\mathcal{S}}$ identifiziert werden:

$$\mathcal{S}_Q = \operatorname{Im}\{\underline{\mathcal{S}}\} \quad (2.45)$$

Die jeweilige Sensitivitätsmatrix $\mathcal{S}_P, \mathcal{S}_Q$ wird dann für den zu betrachtenden Netzknoten j mit der höchsten Grenzwertüberschreitung in Zeile j in den Spalten k , an denen am Netzknoten k ein entsprechender Aktor verfügbar ist, nach der höchsten Sensitivitätskennzahl s_{\max} (Elemente s_{jk} der jeweiligen Sensitivitätsmatrix) durchsucht. Der Aktor mit der höchsten Sensitivitätskennzahl bezogen auf den Netzknoten j mit der höchsten Grenzwertüberschreitung wird dann im Regelungsprozess angesteuert, um die eingespeiste bzw. bezogene Blind- bzw. Wirkleistung zu variieren. Formal wird dieser Zusammenhang durch Gleichung (2.46) bzw. Gleichung (2.47) dargestellt:

$$s_{P,\max} = \max\left\{s_{P,jk} \mid k=1..n\right\} \in \mathcal{S}_P \quad (2.46)$$

$$s_{Q,\max} = \max\left\{s_{Q,jk} \mid k=1..n\right\} \in \mathcal{S}_Q \quad (2.47)$$

Dabei muss berücksichtigt werden, dass eine effektive Ausregelung von Überschreitungen des zulässigen Spannungstoleranzbands nur dann möglich ist, wenn eine definierte minimale Sensitivität gegeben ist. Aktoren, die beispielsweise in einem anderen Netzstrang bzw. Abgang von der Sammelschiene des Ortsnetztransformators liegen als der Netzknoten, an dem die Überschreitung des Spannungstoleranzbands aufgetreten ist, haben einen deutlich geringeren Einfluss auf die Spannung des zu beeinflussenden Netzknotens als Aktoren innerhalb des gleichen Netzstrangs bzw. Abgangs. Es muss daher ein Mindestwert s_{\min} für die Sensitivitätskennzahl definiert werden. Aktoren, deren Sensitivitätskennzahl kleiner oder gleich der minimalen Sensitivitätskennzahl ist, sind für die Ausregelung der Spannungsbandverletzung nicht geeignet. Der Ortsnetztransformator hat die höchste Spannungsstabilität innerhalb des Niederspannungsnetzes gegenüber Leistungsänderungen $\Delta P, \Delta Q$ an einzelnen Netzknoten. Die

Bestimmung der minimalen Sensitivitätskennzahl kann daher auf Basis der Impedanz des Transformators erfolgen. Bezogen auf die Unterspannungsseite des Transformators gilt (vgl. Abschnitt 2.2.1) [Osw_13]:

$$\underline{Z}_T = R_T + jX_T, \quad Z_T = \frac{u_{krT} \cdot U_{rT}^2}{S_{rT}}, \quad (2.48)$$

$$R_T = \frac{u_{krT} \cdot U_{rT}^2}{S_{rT}}, \quad X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} \quad (2.49)$$

Die Reaktanz des Ortsnetztransformators ist im Allgemeinen größer als dessen Resistanz, d.h. die Auswirkungen einer Blindleistungsregelung auf die Spannungsdifferenz über der Transformatorimpedanz sind größer als die Auswirkungen einer Wirkleistungsregelung. Daraus folgt, dass hinsichtlich einer minimalen Beeinflussung von Netzteilnehmern entsprechend dem dreistufigen Regelungsmodell für die Wirkleistungsregelung nur die Akteure effektiv für die Ausregelung einer Spannungsbandverletzung genutzt werden können, die im gleichen Netzstrang liegen, in dem die Spannungsbandverletzung aufgetreten ist. Im Fall der Blindleistungsregelung können jedoch ggfs. auch Akteure in anderen Netzsträngen zur Ausregelung der Spannungsbandverletzung genutzt werden. Um dies im Identifikationsprozess zu berücksichtigen, werden die minimalen Sensitivitätskennzahlen für die Wirk- bzw. Blindleistungsregelung wie folgt festgelegt:

$$s_{P,jk} \geq s_{P,\min} = 1,01 \cdot R_T \quad (2.50)$$

$$s_{Q,jk} \geq s_{Q,\min} = X_T \quad (2.51)$$

Die Sensitivitätsmatrizen $\mathbf{S}_P, \mathbf{S}_Q$ eines Modellnetzes sind in Abschnitt 8.2 dargestellt. In der Literatur sind ähnliche Ansätze zur Sensitivitätsanalyse [CGR_06], [CRV_10] bzw. zur sensitivitätsbasierten Regelung beschrieben, jedoch mit dem Fokus auf Mittelspannungsnetzen [Bre_13], [Cal_11] oder auf Transportnetzebene [FOT_90].

Wenn in einem Netzstrang innerhalb des Niederspannungsnetzes Spannungsregler installiert sind, die sekundärseitig stufenlos auf einen Spannungswert U_{vc}^* regeln, stellen diese Spannungsregler eine Nicht-Linearität innerhalb des Netzes dar. Alle Akteure, die primärseitig des Spannungsreglers verfügbar sind, haben hinsichtlich einer Leistungsänderung keinen Einfluss auf die Spannung an den Netzknoten, die sekundärseitig des Spannungsreglers liegen. Erst wenn der Spannungsregler den sekundärseitigen Spannungswert aufgrund zu hoher oder niedriger primärseitiger Spannung und damit der Erreichung der Stellbereichsgrenzen nicht mehr erreichen kann, verhält sich der Spannungsregler linear. Akteure primärseitig von

Spannungsreglern dieses Typs sollten aufgrund der Nicht-Wirksamkeit daher nicht angesteuert werden, um sekundärseitige Spannungsbandverletzungen zu beheben.

2.5.3 Identifikation geeigneter Aktoren bei Betriebsmittelüberlastungen

Durch die Netzzustandsanalyse sind der aktuelle Auslastungsgrad sowie die Richtung des Leistungsflusses für alle Betriebsmittel bekannt. Eine Überlastung kann durch zwei Möglichkeiten behoben werden, einerseits durch eine Reduzierung der bezogenen Wirkleistung in Richtung des Leistungsflusses, d.h. Verbrauchsreduzierung, andererseits durch eine Reduzierung der eingespeisten Wirkleistung aus Richtung des Leistungsflusses, d.h. Einspeisungsreduzierung. Im letztgenannten Fall muss jedoch berücksichtigt werden, dass die Einspeiserreduzierung eines Netzteilnehmers nicht kompensiert werden darf, beispielsweise durch die Ortsnetzstation. Da sich die bezogene Leistung im Netz im Betrachtungszeitpunkt nicht ändert, würde die Leistungsbilanz in diesem Fall von der Ortsnetzstation ausgeglichen und die Überlastung besteht weiterhin.

Der Identifikationsprozess für geeignete Aktoren basiert auf den in Abschnitt 2.3.2 dargestellten Überlegungen zur Regelung der Betriebsmittelauslastung. Sofern eine Überlastung eines Betriebsmittels zwischen Netzknoten i und Netzknoten j auftritt, kann der Leistungsfluss bzw. der Strom über das Betriebsmittel durch eine Anpassung der Knotenspannungen an den Knoten i und j geregelt werden. Anders als bei der Spannungsregelung steht also nicht die Spannungsänderung ΔU an einzelnen Netzknoten im Fokus, sondern die Spannungsänderung ΔU_{ij} über dem betrachteten Netzzweig ij , die in einer Stromänderung ΔI_{ij} resultiert (vgl. Gleichung (2.26)). Mit Hilfe der Sensitivitätsanalyse entsprechend Abschnitt 2.5.2 können die Aktoren mit einem generellen Einfluss auf die Spannung an den Knoten i und j identifiziert werden.

Um keine vollständige Leistungsflussberechnung durchführen zu müssen, kann der Identifikationsprozess wie auch in Abschnitt 2.5.2 mit Hilfe der Sensitivitätsmatrix vereinfacht werden. Durch Annahme konstanter Ströme entsprechend Gleichung (2.42) wird das Netzgleichungssystem linear und die Auswirkungen der Leistungsregelung lassen sich somit näherungsweise abschätzen. Auch in der Literatur wird häufig das sog. *Constant Current Model* (CCM) genutzt [CRV_10]. Die Stromänderung ΔI_{ij} über dem betrachteten Netzzweig in Abhängigkeit der Stromänderung ΔI_k am Netzknoten k des Aktors lässt sich entsprechend Gleichung (2.52) berechnen:

$$\Delta I_{ij} = \underline{Y}_{ij} \cdot [\Delta U_i(\Delta I_k) - \Delta U_j(\Delta I_k)] \quad (2.52)$$

Da die Admittanz \underline{Y}_{ij} des Netzzweigs konstant ist, die Relationen $\Delta U_i(\Delta I_k)$ bzw. $\Delta U_j(\Delta I_k)$ durch die Sensitivitätsmatrix \underline{S} dargestellt werden können und für die Regelung der

Betriebsmittelauslastung nur die Wirkleistungsregelung von Aktoren genutzt wird, lässt sich die Stromänderung ΔI_{ij} vereinfacht durch Gleichung (2.53) darstellen [Uhl_14]:

$$\Delta I_{ij} = f\left(\underline{Y}_{ij} \cdot (s_{P,ik} - s_{P,jk}) \cdot \Delta P_k\right) \quad (2.53)$$

Um eine Stromänderung ΔI_{ij} auf dem betrachteten Netzzweig ij zu erzielen, müssen sich folglich die Sensitivitätskennzahlen $s_{P,ik}$ und $s_{P,jk}$ unterscheiden, d.h.

$$s_{P,ik} \neq s_{P,jk} \quad (2.54)$$

andernfalls hat die Wirkleistungsänderung ΔP_k des Aktors an Netzknoten k keinen Einfluss auf die Betriebsmittelauslastung.

Für den Regelungsprozess wird letztlich der Aktor k mit dem höchsten Einfluss auf die Betriebsmittelüberlastung bei geringstmöglicher Leistungsanpassung ΔP_k ausgewählt. Es gilt daher, ein Optimierungsproblem mit Randbedingung zu lösen:

$$\max \left\{ \frac{\Delta I_{ij}}{\Delta P_k} \Big|_{k=1 \dots n} \right\} \quad (2.55)$$

$$\left| \underline{I}_{ij} + \Delta I_{ij} \left(\underline{Y}_{ij} \cdot (s_{P,ik} - s_{P,jk}) \cdot \Delta P_k \right) \right| < \left| \underline{I}_{ij} \right| \quad (2.56)$$

Die Randbedingung stellt sicher, dass in Abhängigkeit der Leistungsflussrichtung die entsprechenden Aktoren zur Behebung der Grenzwertüberschreitung genutzt werden, d.h. die Reduzierung der bezogenen Wirkleistung in Richtung des Leistungsflusses erfolgt durch eine Verbrauchsreduzierung, demgegenüber erfolgt die Reduzierung der eingespeisten Wirkleistung aus Richtung des Leistungsflusses durch eine Einspeisungsreduzierung.

Wird im Rahmen der Netzzustandsanalyse eine Betriebsmittelüberlastung identifiziert, muss zusätzlich unterschieden werden ob dies durch die Bereitstellung von Blindleistung an einzelnen Netzteilnehmern, beispielsweise durch eine vorherige Blindleistungsregelung, oder durch die eingespeiste bzw. bezogene Wirkleistung der einzelnen Netzteilnehmer hervorgerufen wird. Im erstgenannten Fall muss die Bereitstellung von Blindleistung an den entsprechenden Aktoren wieder reduziert werden, die Ausregelung der potentiellen Spannungsbandverletzung durch die Blindleistungsregelung kann dann nur durch eine Wirkleistungsregelung erfolgen. Andernfalls erfolgt die Ausregelung der Überlastung wie zuvor hergeleitet durch die Wirkleistungsregelung von Aktoren.

2.5.4 Gegensätzliche Regelungsanforderungen

In Abhängigkeit der variablen Netzlast können in einer besonders ungünstigen Konstellation unterschiedliche Grenzwertverletzungen in benachbarten Netzzweigen innerhalb eines Niederspannungsnetzes auftreten. Betrachtet man im einfachsten Fall eine Ortsnetzstation, die zwei voneinander unabhängige, d.h. nicht-vermaschte Netzzweige versorgt, wobei in einem Zweig eine Vielzahl von dezentralen Erzeugungsanlagen, im anderen Zweig jedoch eine Vielzahl von Verbrauchern mit hohem Leistungsbedarf installiert sind, so ist die ungünstigste Konstellation der Netzlast eine maximale Einspeisung bei geringem Verbrauch innerhalb des ersten Netzzweigs bei gleichzeitig maximalem Verbrauch im zweiten Netzzweig. Diese Konstellation kann gleichzeitig zu einer Spannungsbandverletzung an der oberen Grenze bzw. an der unteren Grenze des jeweiligen Netzzweigs führen (vgl. Abschnitt 3.4.3). Mit einem regelbaren Ortsnetztransformator allein ist diese Situation aufgrund der gegensätzlichen Ausregelungsanforderung nicht ausregelbar, da eine Korrektur der Grenzwertverletzung in einem Netzzweig eine Steigerung der Grenzwertverletzung im anderen Zweig verursacht.

Sofern in einem Niederspannungsnetz mehrere Komponenten zur aktiven Beeinflussung des Netzzustands integriert sind, die unabhängig voneinander bzw. unkoordiniert betrieben werden, müssen mögliche Wechselwirkungen zwischen diesen Komponenten berücksichtigt werden. Im ungünstigsten Fall kompensieren sich die Regelungsmaßnahmen und der resultierende Effekt wird zu null, die Grenzwertverletzung bleibt länger oder dauerhaft bestehen. Auch sind theoretisch unerwünschte Schwingungen der autark agierenden Regler durch die gegensätzlichen Maßnahmen möglich. Aktuell wird die dargestellte Problematik insbesondere hinsichtlich der unabhängig und unkoordiniert agierenden Blindleistungsregelung von Photovoltaik-Wechselrichtern diskutiert, die Wechselwirkungen mit regelbaren Ortsnetztransformatoren bis hin zu Umspannwerken der überlagerten Mittelspannungsebene verursachen kann und damit die Anzahl der Transformator-Stufenschaltungen ggfs. signifikant erhöht [Ste_13], [Kra_13].

Durch das dreistufige, konsekutive Regelungsmodell und dessen Realisierung im dezentralen Automatisierungssystem (vgl. Kapitel 3) werden derartige Probleme grundsätzlich vermieden, da die Ansteuerung der einzelnen regelbaren Komponenten koordiniert und selektiv erfolgt. Im Fall von gegensätzlichen Regelungsanforderungen an den regelbaren Ortsnetztransformator, wie im dargestellten Szenario, wird die erste Stufe des Regelungsmodells übersprungen und die Grenzwertverletzungen stattdessen gezielt durch Blindleistungs- und Wirkleistungsregelung korrigiert.

2.5.5 Direkte Spannungsregelung mit alternativer Führungsgröße

Das bisher beschriebene dreistufige Regelungsmodell ist als Eskalationsansatz konzipiert, d.h. erst bei vorliegenden Grenzwertverletzungen erfolgen gezielte Regelungseingriffe. Die Anzahl der Regelungseingriffe wird somit minimiert. Alternativ dazu ist es möglich, die direkte Spannungsregelung aus diesem Eskalationsansatz herauszunehmen. Die erste Stufe des Regelungsmodells wird dann kontinuierlich nach der Netzzustandsanalyse durchlaufen, unabhängig davon, ob tatsächlich eine Grenzwertverletzung aufgetreten ist.

Die Führungsgröße für die direkte Spannungsregelung kann dann beispielsweise so vorgegeben werden, dass sich die Spannung an den einzelnen Netzknoten möglichst im Bereich der Nennspannung U_n bewegt und die Reserve zu den jeweiligen Toleranzbereichsgrenzen kontinuierlich maximiert wird, wie für Regler von regelbaren Ortsnetztransformatoren typisch [Ben_10], [Bül_12]. Die Vorgabe für den Sollwert des Stufenschalters bezogen auf die Neutralstellung 0 kann dann näherungsweise durch Gleichung (2.57) ermittelt werden, wobei U_{\max} und U_{\min} die höchste bzw. niedrigste im Netz auftretende Spannung an einem Netzknoten und $U_{OLTC, st}$ die Spannung einer Stufe des Stufenstellers sind:

$$s_{OLTC}^* = \frac{1}{U_{OLTC, st}} \cdot \left[\left(\frac{U_{\max} - U_{\min}}{2} \right) - (U_{\max} - U_n) \right] \quad (2.57)$$

Für einen stufenlosen Spannungsregler mit direkter Spannungssollwert-Vorgabe kann der Spannungssollwert durch Gleichung (2.58) berechnet werden:

$$U_{VC}^* = U_n + \left[\left(\frac{U_{\max} - U_{\min}}{2} \right) - (U_{\max} - U_n) \right] \quad (2.58)$$

Durch eine derartige Anpassung des Regelungsmodells ist es auch möglich, die Spannung an den einzelnen Netzknoten in den oberen Bereich des Toleranzbandes zu verschieben, um einen verlustoptimierten Betrieb des Niederspannungsnetzes zu erzielen.

Die dargestellte Art der direkten Spannungsregelung kann jedoch in Abhängigkeit der Netzlast-Situation zu häufigen Regelungseingriffen an Spannungsreglern führen. Bei Spannungsreglern mit elektromechanischem Stellglied, wie bei regelbaren Ortsnetztransformatoren typisch, führt diese erhöhte Schalthäufigkeit unter Umständen zu einem höheren Verschleiß in kürzerer Zeit und damit zu einer verringerten Lebensdauer bzw. kürzeren Wartungsintervallen.

Die Anpassung des Regelungsmodells für die alternative direkte Spannungsregelung wurde als zusätzliche Option für das in Kapitel 3 vorgestellte dezentrale Automatisierungssystem realisiert. Die folgenden Betrachtungen in dieser Arbeit konzentrieren sich jedoch auf den dargestellten Eskalationsansatz.

2.6 Direkte Regelung von Niederspannungsnetzen

Das dreistufige, konsekutive Regelungsmodell soll für automatisierte Regelungsverfahren genutzt werden. Zu diesem Zweck wurden zwei Regelungsstrategien entwickelt, die das dreistufige Modell als Grundlage nutzen, jedoch jeweils einen eigenen Fokus im Prozessablauf haben. Vor- und Nachteile beider Regelungsstrategien werden in Abschnitt 2.8 detailliert analysiert.

Die in diesem Abschnitt dargestellte direkte Regelung verfolgt das Ziel einer möglichst einfachen Implementierung des dreistufigen Regelungsmodells. Dazu zählen ein stringenter, kontinuierlicher und schneller Prozessablauf, die Realisierung in Form eines klassischen, geschlossenen Regelkreises und die Unabhängigkeit von Informationen über Eingangsgrößen und Status aus der Systemvergangenheit.

2.6.1 Voraussetzungen zur Anwendung der direkten Regelung

Die Grundlage für die Überwachung des Netzzustands und ggfs. erforderliche Regelungseingriffe ist die Identifikation des aktuellen Netzzustands. Für die folgenden Betrachtungen wird vorausgesetzt, dass der aktuelle Netzzustand zu jeder Zeit eindeutig und exakt bestimmt werden kann. Auf die Netzzustandsidentifikation folgt eine Analyse des Netzzustands hinsichtlich potentiell vorliegender Grenzwertverletzungen. Dabei werden Verletzungen des zulässigen Spannungstoleranzbands und Überschreitungen der Betriebsmittelkapazitäten identifiziert und entsprechend kategorisiert. Als Eingangsgrößen für den Regelungsprozess stehen damit bereits alle erforderlichen Netzzustandsgrößen zur Verfügung:

- Spannung U_i an den einzelnen Netzknoten und Abweichung von der Nennspannung
- Ströme, Leistungsflüsse und Auslastungsgrad der einzelnen Betriebsmittel

Weiterhin müssen dem Regelungsprozess Informationen zu den vorhandenen Aktoren sowie deren aktuellen Status zur Verfügung gestellt werden, d.h. es wird zwischen statischen Parametern und dynamischen Prozesswerten unterschieden. Zu den statischen Parametern eines Aktors zählen die folgenden Informationen:

- Typ des Aktors
(Spannungsregler, regelbarer Netzteilnehmer (Blindleistung, Wirkleistung), etc.)
- Position des Aktors im Netz
- Regelbereichsgrenzen, d.h. Stellgliedbegrenzungen, und Stellmöglichkeiten, d.h. Stufung in vorgegebenen Intervallen, direkte Sollwertvorgabe, etc.
- Standard-Sollwerte innerhalb der Regelbereichsgrenzen

Für den Prozessbetrieb sind darüber hinaus die folgenden, dynamischen Informationen pro Aktor erforderlich, die im Folgenden als Aktor-Status interpretiert werden:

- Verfügbarkeit des Aktor für Regelungseingriffe (binäre Statusinformation)
- Istwert-Rückmeldung der Stellgliedeinstellung (aktuell wirkender Sollwert des Aktors)

Damit stehen dem Regelungsprozess auch die Aktor-seitig erforderlichen Informationen zur Verfügung.

2.6.2 Ablauf des direkten Regelungsalgorithmus

Gemäß der Darstellung in Abschnitt 2.5 stehen bei Spannungsbandverletzungen alle drei Regelungsverfahren zur Verfügung, bei Überlastung von Betriebsmitteln ist jedoch nur eine Wirkleistungsreduzierung von Einspeisung oder Verbrauch möglich. Im Rahmen der direkten Regelungsstrategie erfolgt der Prozessablauf strikt sequentiell, d.h. jeder Durchlauf des Regelungsprozesses beginnt mit der niedrigst-möglichen Stufe des Regelungsmodells. Bei Spannungsbandverletzungen entspricht dies der ersten Stufe, bei Betriebsmittelüberlastungen der dritten Stufe.

Der Prozessablauf innerhalb der Regelungsstufen ist identisch und beginnt grundsätzlich mit der Aktualisierung des Aktor-Status, d.h. Prüfung auf verfügbare Aktoren. Wenn die Prüfung der Aktor-Verfügbarkeit innerhalb der Stufe negativ ist, wird die Regelungsstufe auf die nächsthöhere Stufe erhöht. Sofern Aktoren in der aktuellen Stufe verfügbar sind, wird der geeignetste Aktor gemäß der in Abschnitt 2.5.2 bzw. Abschnitt 2.5.3 dargestellten Identifikationsprozedur unter Berücksichtigung der Regelbereichsgrenzen ermittelt (Aktor-Identifikation). Kann kein geeigneter Aktor identifiziert werden, erfolgt auch in diesem Fall ein Übergang in die nächsthöhere Stufe. Steht in der höchst-möglichen Stufe kein geeigneter Aktor zur Verfügung, wird der Regelungsprozess gestoppt (STOP), eine Ausregelung der Grenzwertverletzungen ist dann nicht möglich. Ein als geeignet identifizierter Aktor wird im folgenden Prozessschritt (Aktor-Ansteuerung) unter Berücksichtigung der jeweiligen Regelbereichsgrenzen und der Stellmöglichkeiten (Stufung, direkte Sollwertvorgabe) angesteuert, d.h. es wird ein entsprechender Sollwert berechnet.

Das Ablaufdiagramm der direkten Regelungsstrategie im Fall vorliegender Grenzwertverletzungen ist in Abbildung 2.10 dargestellt.

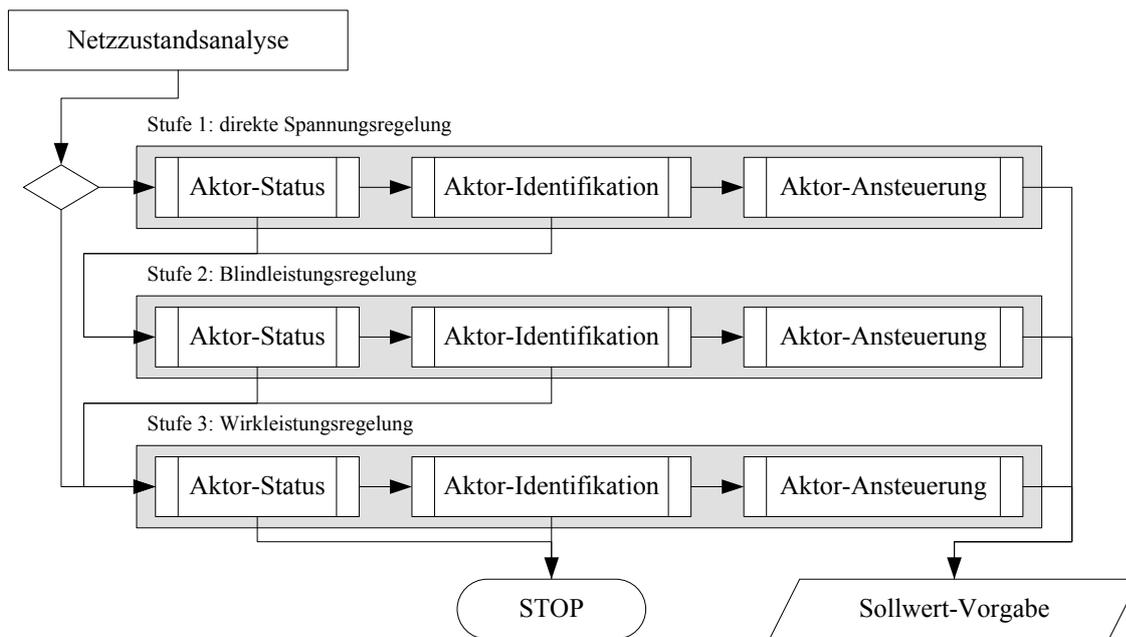


Abbildung 2.10: Ablaufdiagramm des Ausregelungsprozesses der direkten Regelungsstrategie

Sofern die Grenzwertverletzungen erfolgreich ausregelt werden konnten und die Ausregelung durch eine Wirkleistungsreduzierung erfolgt ist, muss diese Reduzierung, u.a. aufgrund des Vorrangs von erneuerbaren Energieträgern, schnellstmöglich rückgängig gemacht werden. Im Fall einer Blindleistungsregelung entstehen zwar keine direkten Nachteile für die Netzteilnehmer, jedoch sollten auch die Blindleistungsflüsse im Niederspannungsnetz zur Gesamtoptimierung möglichst minimiert werden, d.h. auch eine erzwungene Blindleistungsbereitstellung sollte rückgängig gemacht werden. Eine Rücknahme der durchgeführten Leistungsanpassungen unmittelbar nach Behebung der Grenzwertverletzung wird aber aufgrund einer annähernd gleichbleibenden Netzlast mit hoher Wahrscheinlichkeit zu einer erneuten Grenzwertverletzung führen. Um ein konstantes Umschalten zwischen zwei Zuständen zu vermeiden, ist daher eine Hysterese-Funktionalität erforderlich, die eine Rückstufung einzelner Aktoren für einen definierten Zeitraum verhindert und damit beide Prozesse zeitlich entkoppelt (vgl. Abschnitt 3.3.1).

Da eine Wirkleistungsreduzierung unmittelbare Konsequenzen für die Netzteilnehmer hat, d.h. ggfs. nutzungsrelevant aber insbesondere vergütungsrelevant ist (vgl. Abschnitt 4.3), muss eine Wirkleistungsreduzierung möglichst schnell wieder aufgehoben werden. Es ist demnach naheliegend, dass dreistufige Regelungsmodell nach ausreichender Hysterese-Zeit rückwärts zu durchlaufen. Die einzelnen Aktoren werden dabei schrittweise auf den Standard-Sollwert innerhalb des Regelbereichs zurückgesetzt. Die Identifikation des nächsten Aktors erfolgt auf Basis der entwickelten Identifikationsprozedur, jedoch im Fall der Rückstufung auf Basis des unkritischsten Knotens, d.h. der Knoten, der in Abhängigkeit des Regelungseffekts die höchsten Reserven bezüglich des zulässigen Toleranzbereichs besitzt. Zunächst werden, sofern gegeben, Wirkleistungsreduzierungen aufgehoben, anschließend wird die Blindleistungsbereitstellung

zurückgeregelt. Bei angesteuerten Spannungsreglern erfolgt jedoch keine Rückstufung in die Standard-Stufe bzw. auf den Standard-Sollwert.

Abbildung 2.11 zeigt das Ablaufdiagramm des Rückstufungsprozesses der direkten Regelungsstrategie, ein vollständiges Prozessablaufdiagramm ist in Abschnitt 8.3 dargestellt.

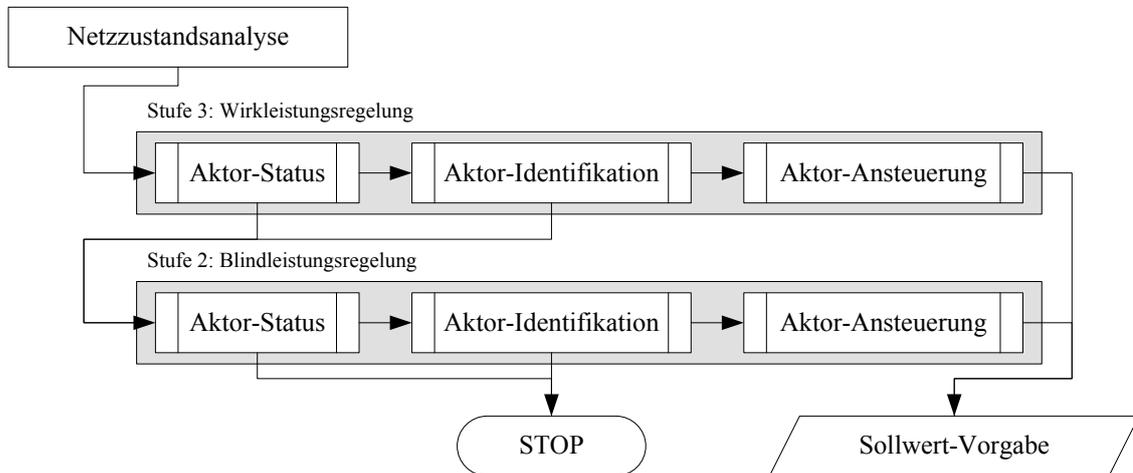


Abbildung 2.11: Ablaufdiagramm des Rückstufungsprozesses der direkten Regelungsstrategie

Die direkte Regelungsstrategie für Niederspannungsnetze stellt damit ein einfaches, jedoch technisch wirksames Prozessmodell zur Ausregelung von Grenzwertverletzungen in Niederspannungsnetzen dar.

2.6.3 Regelungstechnische Modellierung

Um den Prozessablauf der direkten Regelungsstrategie aus regelungstechnischer Sichtweise darzustellen, sollen zunächst die Verknüpfungen von Führungs-, Stell- und Ausgangsgrößen des Gesamtsystems betrachtet werden. Abbildung 2.12 zeigt den Regelkreis für die direkte Regelungsstrategie.

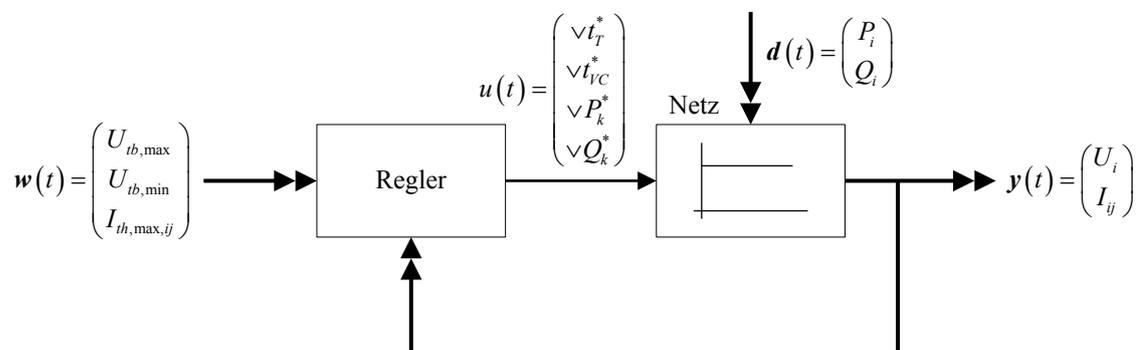


Abbildung 2.12: Regelkreis der direkten Regelungsstrategie

Die Führungsgrößen $w(t)$ des Systems sind das zulässige Toleranzband $[U_{tb,\min}, U_{tb,\max}]$ für die Spannungen an den einzelnen Netzknoten sowie die maximal zulässigen Ströme $I_{th,\max,ij}$ für

alle Betriebsmittel. Der aktuelle Netzzustand $\mathbf{y}(t)$ wird auf den Regler zurückgeführt, so dass ggfs. vorhandene Grenzwertverletzungen identifiziert werden können. Sofern eine Verletzung des zulässigen Spannungsbands vorliegt, wird der Netzknoten mit der höchsten Spannung U_{\max} bzw. mit der niedrigsten Spannung U_{\min} betrachtet, im Fall einer Betriebsmittelüberlastung das Betriebsmittel mit der höchsten prozentualen Überlastung $I_{ij,\max} / I_{th,\max,ij}$.

Der Regler berechnet dann in Abhängigkeit der vorliegenden Netzsituation, der zur Verfügung stehenden Aktoren, den Stellbereichsreserven und der aktuellen Stufe im konsekutiven Regelungsmodell den aktuell geeignetsten Regelungseingriff und generiert die Stellgröße $u(t)$ für das jeweils selektierte Stellglied. Ein wesentliches Merkmal der direkten Regelungsstrategie ist der stringente Prozessablauf im dreistufigen Regelungsmodell. Dies führt dazu, dass vom Regler lediglich eine einzelne Stellgröße pro Berechnungszyklus berechnet wird. In der regelungstechnischen Modellierung kann der Regler somit in drei einzelne Teil-Regler zerlegt werden, die voneinander entkoppelt auf die jeweiligen Stellglieder einwirken und somit den Netzzustand beeinflussen. Der jeweils aktive Teil-Regler (TR) ergibt sich aus der Art der Grenzwertverletzung bzw. der Rückstufungsanforderung und der aktiven Regelungsstufe. In Abbildung 2.13 ist der Regler mit Eingangs- und Ausgangsgrößen dargestellt.

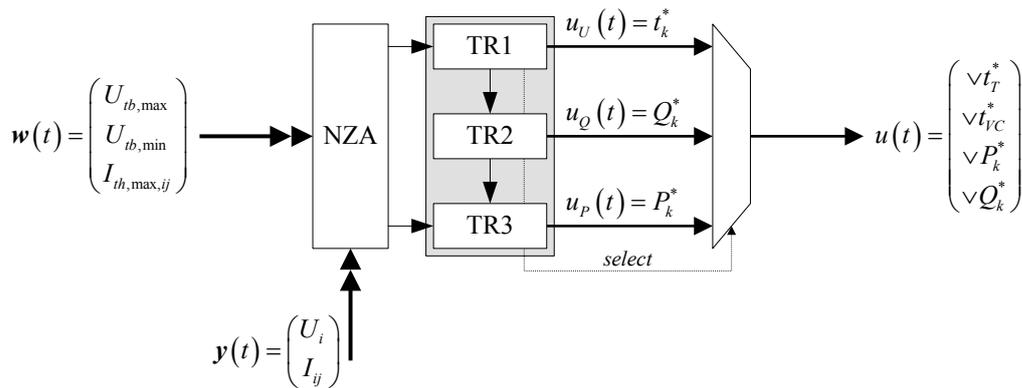


Abbildung 2.13: Aufbau des Reglers zur Realisierung der direkten Regelungsstrategie

Durch den vorgelagerten Identifikationsprozess für den geeignetsten Aktor in der jeweiligen Stufe werden die Teil-Regler damit zu einem Eingrößenregler $u(t)$ hinsichtlich des Stellverhaltens vereinfacht, wobei jedoch alle Zustandsgrößen $\mathbf{y}(t)$ des Systems auf den Regler zurückgeführt werden:

$$\mathbf{u}(t) = \begin{pmatrix} 0 \\ u_i(t) \\ 0 \end{pmatrix}, \quad \mathbf{y}(t) = \begin{pmatrix} y_1(t) \\ \vdots \\ y_n(t) \end{pmatrix} \quad (2.59)$$

Da die Störgrößen im Allgemeinen nicht messtechnisch erfasst werden und der aktuelle Wert der Störgrößen zufällig ist, ist eine Störgrößenaufschaltung im Regler nicht möglich, aufgrund der stationären Systembetrachtung allerdings auch nicht erforderlich.

Die bereits in Abschnitt 2.1.3 hergeleitete Modellierung der Regelstrecke als P-Glied ohne Verzögerung und damit die Vernachlässigung des Übergangsverhaltens ermöglicht in diesem Zusammenhang eine erheblich vereinfachte Realisierung des Reglers, was auch für die Realisierung eines dezentralen Automatisierungssystems in Kapitel 3 von hoher Bedeutung ist.

2.6.4 Systemeigenschaften der direkten Regelungsstrategie

Die direkte Regelungsstrategie verhält sich im regelungstechnischen Sinne vergleichbar zu einem klassischen, geschlossenen Regelkreis, der Regelungsprozess erfolgt sequentiell. Auf die Netzzustandsanalyse folgt der Identifikationsprozess für den geeignetsten Aktor und schließlich die Berechnung der Stellgröße.

Grundsätzlich ist damit die Möglichkeit eines Überschwingens der Regelgröße gegeben, d.h. die Veränderung der Stellgröße eines Aktors kann theoretisch zu einer entgegengesetzten, erneuten Grenzwertverletzung führen. Wird beispielsweise bei einer Verletzung der oberen Spannungstoleranzgrenze der Stufenschalter des regelbaren Ortsnetztransformators innerhalb eines Regelungszyklus über mehrere Stufen nach unten verstellt, kann eine Verletzung des unteren Grenzwerts des Spannungsbands entstehen, so dass dieser Regelungseingriff im nächsten Regelungszyklus korrigiert werden muss. Um ein derartiges Überschwingen der Regelgröße zu vermeiden, erfolgt die Veränderung der Stellgröße einerseits nur in kleiner Schrittweite im Fall der Blind- und Wirkleistungsregelung von Netzteilnehmern, andererseits werden rudimentäre Vorprüfungen im Fall der direkten Spannungsregelung durchgeführt, d.h. vor der Ansteuerung eines regelbaren Ortsnetztransformators wird geprüft, ob eine Veränderung der Stufe zu einer Grenzwertverletzung in entgegengesetzter Richtung führt, d.h. $(U_{\min} - U_{OLTC,st} < U_{tb,\min})$ bzw. $(U_{\max} + U_{OLTC,st} > U_{tb,\max})$. Im Umkehrschluss führt dies ggfs. zu einer verzögerten Ausregelung der Grenzwertverletzung (vgl. Abschnitt 2.8).

Sofern die Aktoren nicht bis an die Stellbereichsgrenzen geführt werden, arbeitet die direkte Regelungsstrategie im Allgemeinen ohne bleibende Regelabweichung, wobei innerhalb der zulässigen Toleranzbänder für die Spannungen an den Netzknoten bzw. die Auslastung der Betriebsmittel keine gezielte Regelung dieser Regelgrößen erfolgt, da alle möglichen Werte innerhalb der Toleranzgrenzen zulässige Systemzustände darstellen (vgl. Abschnitt 2.5.5).

Die direkte Regelungsstrategie für Niederspannungsnetze ist auf einen möglichst einfachen, stringenten Prozessablauf ausgelegt. Die Grenzwertverletzungen werden schrittweise ausgeregelt und die Beeinflussung von Netzteilnehmern ebenso schrittweise zurückgenommen, sofern für einen längeren Zeitraum keine Grenzwertverletzungen aufgetreten sind. Dabei ist ein Minimum an Eingangsgrößen für den Regelungsprozess erforderlich. Abseits der Identifikation des aktuellen Netzzustands werden lediglich die Positionen der Aktoren im Netz sowie deren Regelbarkeitseigenschaften als statische Parameter sowie deren Verfügbarkeit und Istwert-Rückmeldung der Stellgliedeinstellung als dynamische Prozesswerte (Aktor-Status) benötigt.

2.7 Optimierte Regelung von Niederspannungsnetzen

Zusätzlich zur direkten Regelungsstrategie wurde eine weitere Regelungsstrategie entwickelt, die die Ausregelung von Grenzwertverletzungen optimieren soll. Grundsätzlich basiert diese optimierte Regelungsstrategie ebenso wie die direkte Regelungsstrategie auf dem dreistufigen, konsekutiven Regelungsmodell. Der strikte Prozessablauf der direkten Regelungsstrategie wird jedoch aufgehoben, um besser auf die aktuellen Randbedingungen, die durch den Netzzustand und den Aktor-Status gegeben sind, reagieren zu können und den Ausregelungsprozess zu optimieren. Anders als bei der direkten Regelung werden einzelne Regelungsbefehle nicht sofort ausgegeben, sondern deren potentieller Einfluss auf den Netzzustand vorab in weiteren Berechnungen analysiert und die gewünschte Wirkung verifiziert. Die Ausgabe der Regelungsbefehle erfolgt damit gezielter und Befehle mit unzureichendem Einfluss auf den Netzzustand hinsichtlich der Aufhebung der Grenzwertverletzung werden vermieden. Ein elementarer Unterschied gegenüber der direkten Regelungsstrategie ist dabei die Möglichkeit zur Ausregelung der Grenzwertverletzungen innerhalb eines einzigen Prozessdurchlaufs. Dies wird auch in Abschnitt 3.3 nochmals verdeutlicht.

2.7.1 Voraussetzungen zur Anwendung der optimierten Regelung

Identisch zur direkten Regelung ist für die optimierte Regelung die Identifikation des aktuellen Netzzustands erforderlich. Daher wird auch für diese Regelungsstrategie vorausgesetzt, dass der Netzzustand zu jeder Zeit bestimmt werden kann. Auf die Netzzustandsidentifikation folgt die Analyse hinsichtlich potentiell vorliegender Grenzwertverletzungen identisch zu der in Abschnitt 2.6.1 dargestellten Vorgehensweise. Als Eingangsgrößen für den optimierten Regelungsprozess stehen damit ebenso alle erforderlichen Netzzustandsgrößen zur Verfügung:

- Spannung U_i an den einzelnen Netzknoten und Abweichung von der Nennspannung
- Ströme, Leistungsflüsse und Auslastungsgrad der einzelnen Betriebsmittel

Zusätzlich müssen auch für die optimierte Regelung die bereits definierten Informationen zu den vorhandenen Aktoren (statische Parameter) sowie deren aktuellen Status (dynamische Prozesswerte) zur Verfügung stehen. Zu den statischen Parametern eines Aktors zählen die bereits in Abschnitt 2.6.1 beschriebenen Informationen:

- Typ des Aktors
(Spannungsregler, regelbare Erzeugungsanlage (Blindleistung, Wirkleistung), etc.)
- Position des Aktors im Netz
- Regelbereichsgrenzen, d.h. Stellgliedbegrenzungen, und Stellmöglichkeiten, d.h. Stufung in vorgegebenen Intervallen, direkte Sollwertvorgabe, etc.
- Standard-Sollwerte innerhalb der Regelbereichsgrenzen

Für den Prozessbetrieb sind gegenüber der direkten Regelung jedoch zusätzliche dynamische Informationen pro Aktor (Aktor-Status) erforderlich:

- Verfügbarkeit des Aktor für Regelungseingriffe (binäre Statusinformation)
- Istwert-Rückmeldung der Stellgliedeinstellung (aktuell wirkender Sollwert des Aktors)
- Istwert-Rückmeldung der Aktor-Stellgröße (Messwerte der Spannung bei Spannungsreglern, Wirk- und Blindleistungs-Istwerte der regelbaren Netzteilnehmer)

Für die optimierte Regelung sind damit insbesondere die Istwerte der Stellgröße von Bedeutung, um den Regelungsprozess effizienter durchführen zu können.

2.7.2 Ablauf des optimierten Regelungsalgorithmus

Auch bei der optimierten Regelungsstrategie wird das dreistufige, konsekutive Regelungsmodell realisiert, d.h. regelbare Netzkomponenten werden bevorzugt genutzt, die Wirkleistungsbeeinflussung von Netzteilnehmern soll soweit wie möglich vermieden werden. Bei Spannungsbandverletzungen beginnt der Regelungsprozess entsprechend in der ersten Stufe, bei Betriebsmittelüberlastungen in der dritten Stufe.

Der Prozessablauf beginnt mit der Aktualisierung des Aktor-Status, d.h. Prüfung auf verfügbare Aktoren. Wenn die Verfügbarkeitsprüfung innerhalb der Stufe negativ ist, wird die Regelungsstufe auf die nächsthöhere Stufe erhöht. Sofern Aktoren in der aktuellen Stufe verfügbar sind, wird der geeignetste Aktor gemäß der in Abschnitt 2.5.2 bzw. Abschnitt 2.5.3 dargestellten Identifikationsprozedur unter Berücksichtigung der Regelbereichsgrenzen ermittelt (Aktor-Identifikation). Die Identifikation wurde gegenüber der direkten Regelungsstrategie erweitert: Durch die Analyse der Auswirkungen von Regelungsbefehlen stehen mehr Freiheitsgrade zur Verfügung. Bei einer gleichzeitigen Verletzung des Spannungsbands an der oberen und unteren Grenze steht beispielsweise ein regelbarer Ortsnetztransformator zunächst nicht für die Regelung zur Verfügung, da eine Ansteuerung des Stufenschalters die Grenzwertverletzung in eine Richtung erhöhen würde. Wenn keine Leistungsanpassung bei Netzteilnehmern innerhalb eines kritischen Netzzweigs möglich ist, kann jedoch ggfs. zunächst eine Leistungsanpassung an Netzteilnehmern in anderen Netzzweigen genutzt werden, um die Stellmöglichkeiten des regelbaren Ortsnetztransformators wieder freizugeben. Dadurch stehen zusätzliche Möglichkeiten zur Ausregelung von Grenzwertverletzungen gegenüber der direkten Regelungsstrategie zur Verfügung. Steht in der höchst-möglichen Stufe kein geeigneter Aktor zur Verfügung, wird der Regelungsprozess gestoppt (STOP), eine Ausregelung der Grenzwertverletzungen ist dann nicht möglich.

Abweichend von der direkten Regelungsstrategie erfolgt die Berechnung eines Regelungsbefehls (Aktor-Ansteuerung) unter Berücksichtigung der aktuellen Istwerte der Stellgrößen, beispielsweise der Messung der aktuell eingespeisten Leistung einer Photovoltaik-

Anlage, so dass bereits im Voraus eine bessere Ermittlung des Sollwerts für den Aktor möglich wird. Insbesondere für die Regelung von Netzteilnehmern ist dies von Bedeutung, da keine Sollwerte für Blind- oder Wirkleistung berechnet werden, die oberhalb des tatsächlichen Istwerts liegen und somit ohne Wirkung sind, beispielsweise bei geringerer Sonneneinstrahlung.

Nach Ermittlung des Regelungsbefehls erfolgt in einer Verifikationsphase die Berechnung und Analyse des approximierten Netzzustands nach Umsetzung des Regelungsbefehls, bei dem die Istwert-Änderung am jeweiligen Aktor berücksichtigt wird, zunächst ohne den Regelungsbefehl aktiv umzusetzen. Auf Basis dieser Analyse wird ermittelt, ob die Grenzwertverletzung mit den aktuellen Sollwert-Vorgaben ausgeregelt werden kann. Der Regelungsbefehl wird somit verifiziert. Sofern die Analyse zeigt, dass der Regelungsbefehl die Grenzwertverletzung nicht beheben kann, wird ein weiterer Regelungsbefehl unter Berücksichtigung des vorher berechneten Sollwerts berechnet. Anschließend erfolgt die erneute Analyse des Einflusses auf den Netzzustand. Die optimierte Regelungsstrategie ist damit ein iterativer Prozess zwischen Regelungsmodell und Netzzustandsidentifikation bzw. Netzzustandsanalyse. Der Regelungsprozess ist abgeschlossen, wenn alle Grenzwertverletzungen behoben oder alle Stellgliedgrenzen erreicht wurden. Durch diese Analyse der Regelungsbefehle wird sichergestellt, dass keine Überschwingungen wie bei der direkten Regelung auftreten können.

Das Ablaufdiagramm der optimierten Regelungsstrategie im Fall vorliegender Grenzwertverletzungen ist in Abbildung 2.14 dargestellt.

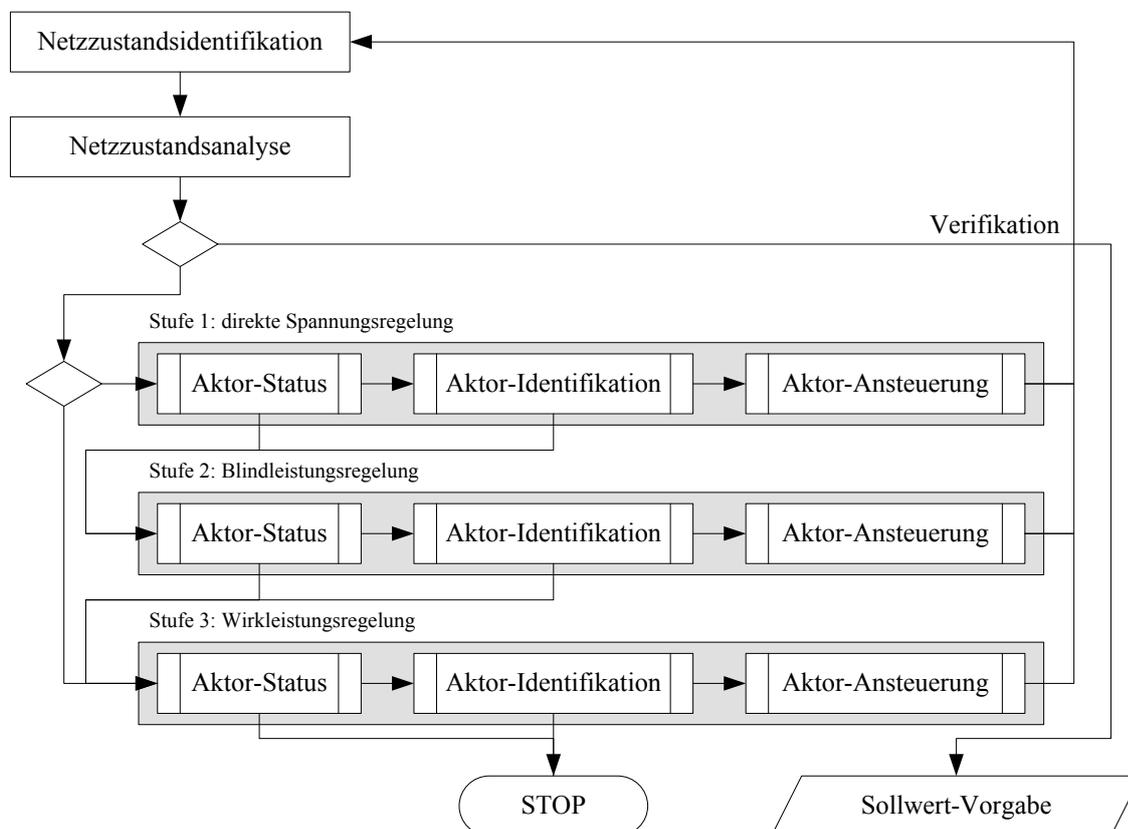


Abbildung 2.14: Ablaufdiagramm des Ausregelungsprozesses der optimierten Regelungsstrategie

Wie in Abschnitt 2.6.2 dargestellt, müssen etwaige Leistungsbeeinflussungen bei Aktoren rückgängig gemacht werden. Bei der optimierten Regelungsstrategie werden auch in diesem Fall die Regelungsbefehle validiert, bevor sie an die Aktoren weitergeleitet werden. Sofern diese Rückstufung ohne erneute Grenzwertverletzung möglich ist, gilt der Regelungsbefehl als verifiziert. Dieser Prozess wird iterativ durchlaufen, bis alle Aktoren ohne erneute Grenzwertverletzung auf ihre Standard-Sollwerte zurückgesetzt wurden bzw. bis zu den maximal möglichen Sollwerten ohne erneute Grenzwertverletzung. Prinzipiell ist bei dieser Vorgehensweise keine Hysterese-Zeit erforderlich, da Regelungsbefehle nur dann an die Aktoren weitergeleitet werden, wenn diese unkritisch für den Netzzustand sind.

Abbildung 2.15 zeigt den Prozessablauf für die Rückstufung von Aktoren mit optimierter Regelungsstrategie, der Gesamtprozessablauf ist in Abschnitt 8.3 dargestellt.

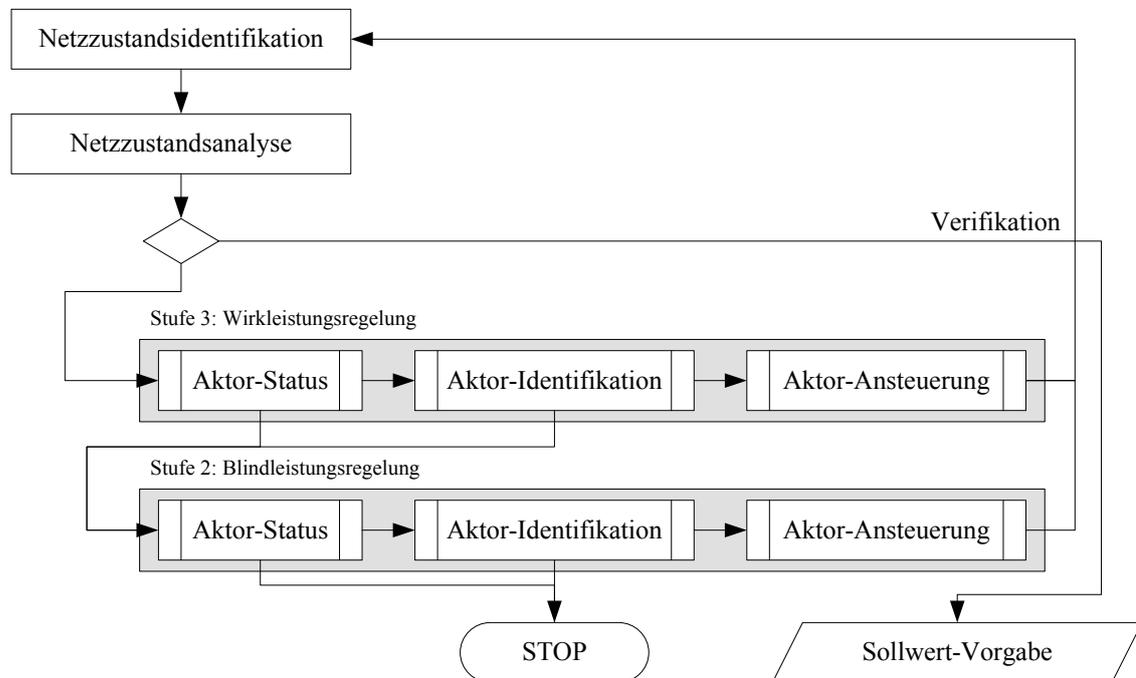


Abbildung 2.15: Ablauf des Rückstufungsprozesses der optimierten Regelungsstrategie

Der Prozessablauf der optimierten Regelungsstrategie ist bedingt durch die iterative Verknüpfung zwischen Regelungsprozess und Netzzustandsidentifikation komplexer als die direkte Regelungsstrategie, jedoch ist eine präzisere Regelung möglich.

2.7.3 Regelungstechnische Modellierung

Die Betrachtung der Verknüpfungen von Führungs-, Stell- und Ausgangsgrößen des Gesamtsystems für die optimierte Regelungsstrategie in Abbildung 2.16 zeigt, dass die wesentliche Grundstruktur mit Ausnahme der Istwert-Rückführung der Stellgrößen, d.h. der Messung von Blind- und Wirkleistung der Aktoren, mit dem Regelkreis der direkten Regelung übereinstimmt. Die Führungsgrößen $w(t)$ des Systems sind das zulässige Toleranzband

$[U_{tb,\min}, U_{tb,\max}]$ für die Spannungen an den einzelnen Netzknoten sowie die maximal zulässigen Ströme $I_{th,\max,ij}$ für alle Betriebsmittel. Der aktuelle Netzzustand $y(t)$ wird auf den Regler zurückgeführt, so dass ggfs. vorhandene Grenzwertverletzungen identifiziert werden können. Zusätzlich erfolgt die Rückführung der Istwerte der Stellgrößen $u_m(t)$ an den Regler.

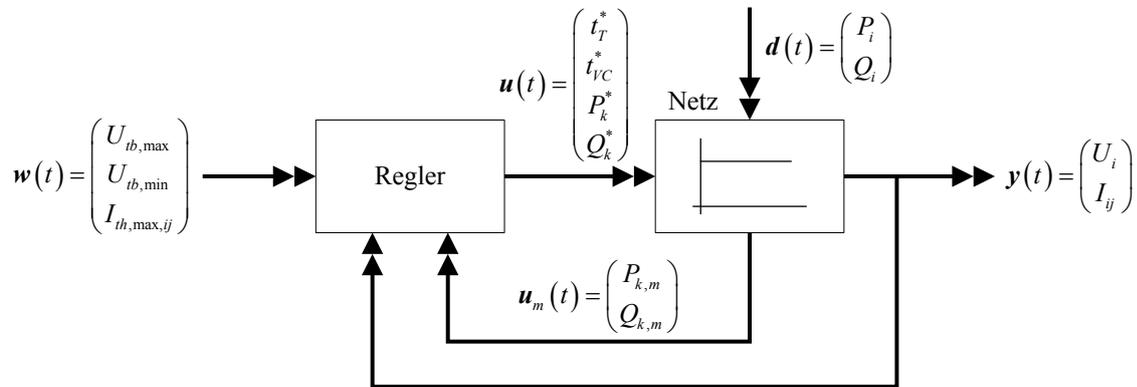


Abbildung 2.16: Regelkreis der optimierten Regelungsstrategie

Der Regler berechnet dann in Abhängigkeit der vorliegenden Netzsituation, der zur Verfügung stehenden Aktoren sowie deren Istwerten, den Stellbereichsreserven und der aktuellen Stufe im konsekutiven Regelungsmodell den aktuell geeignetsten Regelungseingriff und generiert die Stellgröße $u(t)$ für das jeweils selektierte Stellglied. Anders als bei der direkten Regelungsstrategie erfolgt dann eine Netzberechnung auf Basis des aktuellen Netzzustands, jedoch mit der veränderten Stellgröße. Ist die Grenzwertverletzung noch nicht behoben, erfolgt ein erneuter Durchlauf des Regelungsprozesses, etc. Dies führt dazu, dass vom Regler ggfs. mehrere Stellgrößen pro Berechnungszyklus verändert werden. Dennoch kann für die regelungstechnische Modellierung auch in diesem Fall aufgrund der einzelnen Regelungsstufen der Regler in drei einzelne Teil-Regler (TR) zerlegt werden. Abbildung 2.17 zeigt den Aufbau des Reglers sowie die Eingangs- und Ausgangsgrößen.

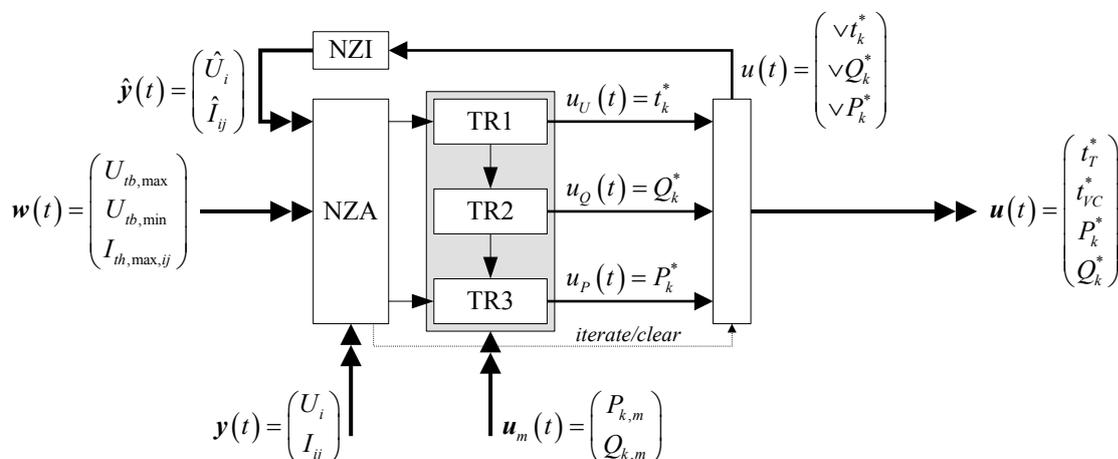


Abbildung 2.17: Aufbau des Reglers zur Realisierung der optimierten Regelungsstrategie

Durch den vorgelagerten Identifikationsprozess für den geeignetsten Aktor in der jeweiligen Stufe werden die Teil-Regler damit zu einem Eingrößenregler $u(t)$ hinsichtlich des Stellverhaltens vereinfacht, wobei jedoch alle Zustandsgrößen $y(t)$ des Systems auf den Regler zurückgeführt werden. Anders als bei der direkten Regelung erfolgt durch den iterativen Prozess jedoch ggfs. die Änderung mehrerer Stellgrößen nach Abschluss des Regelungsprozesses, so dass der Gesamtregler als Mehrgrößenregler dargestellt wird:

$$\mathbf{u}(t) = \begin{pmatrix} u_1(t) \\ \vdots \\ u_k(t) \end{pmatrix}, \quad \mathbf{y}(t) = \begin{pmatrix} y_1(t) \\ \vdots \\ y_n(t) \end{pmatrix} \quad (2.60)$$

Durch die fehlende Erfassung der Störgrößen ist eine Störgrößenaufschaltung auch hier weder möglich noch erforderlich.

Die Realisierung des Reglers (vgl. Kapitel 3) im dezentralen Automatisierungssystem ist deutlich komplexer als die Realisierung der direkten Regelungsstrategie.

2.7.4 Systemeigenschaften der optimierten Regelungsstrategie

Die optimierte Regelungsstrategie verhält sich aus regelungstechnischer Sichtweise vergleichbar zu einem sogenannten *Dead Beat Controller* bei digitalen, zeitdiskreten Regelungssystemen, d.h. die vollständige Ausregelung der Regelabweichung eines linearen Systems n -ter Ordnung erfolgt in höchstens n Regelungszyklen. Durch die Modellierung der Regelstrecke als P-Glied ohne Verzögerung wird ein System 0-ter Ordnung geregelt, so dass die Ausregelung der Regelabweichung quasi innerhalb eines einzigen Berechnungszyklus erfolgen kann. Der Regelungsprozess der optimierten Regelungsstrategie erfolgt dabei nicht mehr strikt sequentiell, sondern, nachfolgend der Netzzustandsidentifikation und Netzzustandsanalyse, in einem iterativen Prozess zwischen Regelungsmodell und Verifikationsphase innerhalb des Regelungszyklus. Anders als bei der direkten Regelungsstrategie können am Ende des Regelungszyklus mehrere Stellgrößen gleichzeitig verändert werden.

Ein Überschwingen der Regelgröße wird mit der optimierten Regelungsstrategie vermieden. Sofern die verfügbaren Aktoren nicht bis an die Stellbereichsgrenzen geführt werden, arbeitet die optimierte Regelungsstrategie im Allgemeinen ohne bleibende Regelabweichung, wobei hier ebenso die Einschränkung gilt, dass innerhalb der vorgegebenen Toleranzbänder für die Spannungen an den Netzknoten bzw. die Auslastung einzelner Betriebsmittel keine gezielte Regelung der Regelgrößen erfolgt. Durch die Verifikation der Sollwert-Vorgaben ist der Systemzustand nach der Stellgrößenänderung jedoch vorab bekannt.

Die optimierte Regelungsstrategie für Niederspannungsnetze hat die möglichst schnelle Ausregelung von Grenzwertverletzungen zum Ziel, wobei als Nebenbedingung dazu möglichst

wenige Regelungsbefehle an die einzelnen Aktoren weitergeleitet werden sollen. Gegenüber der direkten Regelungsstrategie sind dazu ein deutlich höherer Berechnungsaufwand und eine iterative Verknüpfung von Regelungsmodell und Leistungsflussberechnung erforderlich. Als Unterscheidungsmerkmal beider Strategien gilt in erster Linie die Verifikation der Sollwert-Vorgaben. Jedoch hat die optimierte Regelung höhere Anforderungen an die zur Verfügung stehenden dynamischen Eingangsgrößen, um möglichst effektiv regeln zu können.

2.8 Vergleich und Bewertung der Regelungsstrategien

Die beiden entwickelten Regelungsstrategien wurden in verschiedenen Netzbelastungsszenarien untersucht. Der Fokus bei den Untersuchungen lag dabei insbesondere auf Unterschieden hinsichtlich Komplexität, Prozessablaufverhalten der Algorithmen, Anzahl der erforderlichen Regelungseingriffe und der Zeit bis zur Ausregelung einer gegebenen Grenzwertverletzung. Die Verifikation der Regelungsstrategien anhand von Simulationen ist in Abschnitt 3.4 beschrieben. In den folgenden Abschnitten werden die systemtheoretischen Unterschiede dargestellt.

2.8.1 Komplexitätsbetrachtung

Wie in den vorherigen Abschnitten dargestellt wurde, unterscheiden sich die beiden Regelungsstrategien im Wesentlichen durch die Verifikationsphase für Sollwert-Vorgaben. Dazu ist im Fall der optimierten Regelungsstrategie eine Iteration zwischen dem dreistufigen Regelungsmodell und einer Leistungsflussberechnung erforderlich, bis geeignete Sollwert-Vorgaben bestimmt wurden.

Diese Iteration erhöht die Prozesskomplexität der optimierten Regelungsstrategie im Vergleich zur direkten Regelungsstrategie. Sofern die beiden Strategien für die praktische Applikation realisiert werden sollen, müssen die damit verbundenen Eigenschaften hinsichtlich der Auswahl der Automatisierungsplattform und der Prozessrechner, des Programmierungsaufwands, der Testbarkeit und der Wartbarkeit berücksichtigt werden. Die Realisierung beider Strategien für die praktische Applikation in Niederspannungsnetzen der öffentlichen Energieversorgung bedingt besonders hohe Ansprüche an die Tests und die Verifikation der Algorithmen und des Gesamtsystems. Ein hoher Anteil dieser Tests muss durch Simulationen erfolgen, da einerseits Tests in realen Netzen ggfs. die Versorgungszuverlässigkeit beeinträchtigen können und andererseits der Nachbau realer Netze zu Testzwecken sehr aufwändig und aufgrund unterschiedlicher Netzstrukturen nur bedingt sinnvoll wäre.

Der stringente und einfachere Prozessablauf der direkten Regelung hat Vorteile hinsichtlich der Programmierung und Testbarkeit der Algorithmen gegenüber der komplexeren, optimierten Regelungsstrategie. Zusätzlich erhöht sich statistisch die Fehleranfälligkeit von Software in

Abhängigkeit der Komplexität, da zusätzlicher Programmcode erforderlich ist sowie ggfs. eine komplexere Interaktion einzelner Schnittstellen und Module untereinander erfolgt. Die Komplexität von Software sowie die resultierenden Kriterien wie Wartbarkeit, Testbarkeit etc. können mittels sog. Softwaremetriken bewertet und damit vergleichbar gemacht werden [ISB_98], [McC_76].

2.8.2 Prozessablaufverhalten

Der Prozessablauf beider Regelungsstrategien unterscheidet sich bedingt durch die Iteration im Laufzeitverhalten, der Zeit bis zur Ausregelung der Grenzwertverletzungen sowie im Rückstufungsverhalten angeregter Aktoren. Letztlich müssen jedoch beide Strategien eine technisch wirksame Spannungs- und Leistungsregelung für Niederspannungsnetze realisieren.

Sollen die beiden Regelungsstrategien in einem Automatisierungssystem realisiert werden, wie in Abschnitt 3.3 dargestellt, muss das Prozessablaufverhalten hinsichtlich der Laufzeit analysiert werden.

Durch den stringenten, sequentiellen Ablauf der direkten Regelungsstrategie ist das Laufzeitverhalten sehr gut prognostizierbar. In der Automatisierungstechnik werden häufig Prozessrechner mit zyklischer Ablaufsteuerung genutzt, wobei für jeden Zyklus eine definierte Rechenzeit nicht überschritten werden darf. Im Fall der direkten Regelungsstrategie erfolgt nach der Identifikation und Analyse des Netzzustands die Identifikation des aktuell geeignetsten Aktors und schließlich die Berechnung und Ausgabe des Regelungsbefehls. Die Aktivitätszeit $t_{act,direct}$, d.h. die Gesamtrechenzeit dieser Prozessschritte, setzt sich aus den Laufzeiten der einzelnen Prozessschritte zusammen, wobei der Berechnungsaufwand der einzelnen Prozessschritte aufgrund identischer Rechenschritte in jedem Zyklus gleich ist. Die Aktivitätszeit der einzelnen Prozessschritte hängt dabei direkt mit der Leistungsfähigkeit des Prozessrechners zusammen, wobei hier nur die tatsächliche Berechnungszeit der Algorithmen berücksichtigt wird. Die Latenzzeiten der Prozessdatenaufbereitung werden nicht betrachtet, da diese sowohl für die direkte als auch für die optimierte Regelungsstrategie identisch sind.

Bei der optimierten Regelungsstrategie ist die Vorhersage der Aktivitätszeit $t_{act,opt}$ komplexer. Grundsätzlich sind die Berechnungsabläufe in den einzelnen Prozessschritten identisch zur direkten Regelungsstrategie, so dass die Annahmen für die Rechenzeiten der einzelnen Prozessschritte übernommen werden können. Gleichzeitig führt die Iteration zwischen Regelungsmodul und Leistungsflussberechnung jedoch zu einem unvorhersehbaren Anstieg der Aktivitätszeit, da die Iteration im Allgemeinen nicht auf Basis einer definierten Iterationsschranke gesteuert wird, sondern durch das Auffinden der bestmöglichen Lösung der vorliegenden Grenzwertverletzungen. Erst wenn nach einer maximalen Anzahl $n_{v,max}$ von Iterationsschritten keine Lösungsmöglichkeit gefunden werden kann, wird die Iteration abgebrochen. Die Lösungsmöglichkeit und damit die Anzahl der erforderlichen

Iterationsschritte n_v hängt jedoch von Art und Ausprägung der Grenzwertverletzungen, Anzahl und Position verfügbarer Aktoren sowie des nutzbaren Stellbereichs der Aktoren ab. Die Aktivitätszeit der optimierten Regelung kann demnach ein Vielfaches der Aktivitätszeit der direkten Regelung betragen, jedoch sind die Grenzwertverletzungen, ausreichende Regelungsmöglichkeiten vorausgesetzt, bereits innerhalb eines Prozesszyklus ausgeregelt. Abbildung 2.18 zeigt schematisch das Laufzeitverhalten beider Regelungsstrategien im Vergleich.

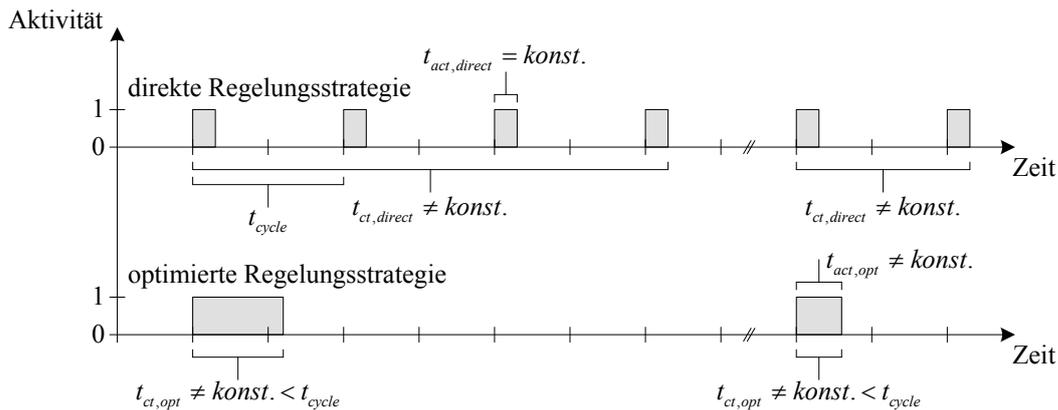


Abbildung 2.18: Vergleich des Laufzeitverhaltens beider Regelungsstrategien

Die Aktivitätszeit wird durch die Leistungsfähigkeit des Prozessrechners definiert. Das Aufrufintervall t_{cycle} der Regelung hängt von den Anforderungen an die Ausregelzeiten ab. Die minimal mögliche Aufrufzeit ist durch die Reaktionsgeschwindigkeit der Aktoren sowie durch die Latenzzeiten der Prozessdatenaufbereitung vorgegeben, die wiederum von unterlagerten Latenzzeiten wie beispielsweise einer erforderlichen Kommunikationsinfrastruktur für die Messwertübertragung etc. vorgegeben ist. Das höchst zulässige Aufrufintervall ist durch technische Vorgaben hinsichtlich der Ausregelung der Grenzwertverletzungen vorgegeben, beispielsweise von der maximal zulässigen Überlastungszeit einzelner Betriebsmittel. In den folgenden Kapiteln werden diese Zusammenhänge im Rahmen der konkreten Realisierung beider Strategien in einem dezentralen Automatisierungssystem nochmals betrachtet. Die Ausregelzeit für Grenzwertverletzungen bei der direkten Regelungsstrategie hängt maßgeblich vom Aufrufintervall ab, d.h. für große Aufrufintervalle t_{cycle} ist die Ausregelzeit $t_{ct,direct}$ ggfs. hoch. Für die direkte Regelungsstrategie lässt sich die Aktivitätszeit $t_{act,direct}$ gemäß Gleichung (2.61) und die Ausregelzeit $t_{ct,direct}$ entsprechend Gleichung (2.62) berechnen, wenn Latenzzeiten für die Sollwert-Übertragung und Sollwert-Ausführung vernachlässigt werden:

$$t_{act,direct} = t_{GSI} + t_{GSA} + t_{ctrl} \quad (2.61)$$

$$t_{ct,direct} = (n_{cycle} - 1) \cdot t_{cycle} + t_{act,direct} \quad (2.62)$$

Im Fall der optimierten Regelungsstrategie lassen sich die Aktivitätszeit $t_{act,opt}$ und die Ausregelzeit $t_{ct,opt}$ entsprechend Gleichung (2.63) und Gleichung (2.64) beschreiben:

$$t_{act,opt} = t_{GSI} + t_{GSA} + n_v \cdot (t_{ctrl} + t_{GSI} + t_{GSA}) \quad (2.63)$$

$$t_{ct,opt} = t_{act,opt} \quad (2.64)$$

Ein weiterer signifikanter Unterschied zwischen beiden Strategien ergibt sich durch die Art der Rückstufung von Aktoren auf die Standard-Sollwerte. Wie bereits dargestellt wurde, sollte nach Ausregelung von Grenzwertverletzungen durch die direkte Regelungsstrategie eine definierte Hysterese-Zeit t_{hyst} beachtet werden, in der keine Rückstufung von Aktoren erfolgt, um die Wahrscheinlichkeit einer erneuten Grenzwertverletzung zu minimieren. Der sequentielle Ablauf und die Systemeigenschaften der direkten Regelung führen dazu, dass nach Ablauf der Hysterese-Zeit die Aktoren gemäß der Vorgehensweise in Abschnitt 2.6 stufenweise zurückgesetzt werden. Da anders als bei der optimierten Regelung keine erneute Leistungsflussberechnung stattfindet, kann der Rückstufungsvorgang eines Aktors je nach aktuellem Netzzustand zu einer erneuten Grenzwertverletzung führen, die dann wieder ausgeregelt werden muss. In Abschnitt 3.3.1 werden Vorgaben zur Hysterese-Zeit für die direkte Regelungsstrategie erläutert.

Die optimierte Regelung ist bei der Rückstufung von Aktoren deutlich robuster, da alle berechneten Sollwerte, also auch das Rückstufen einzelner Aktoren, durch eine Leistungsflussberechnung verifiziert, d.h. die Auswirkungen prognostiziert werden. Wie in Abschnitt 2.7 beschrieben ist damit theoretisch keine Hysterese-Zeit erforderlich, da eine Rückstufung, die eine erneute Grenzwertverletzung verursacht, nicht ausgeführt wird. Da die Prognose des Leistungsflusses im Fall der Rückstufung im Allgemeinen auf Basis der maximal möglichen Auswirkung erfolgt, kann die Rückstufung jedoch in einzelnen Situationen verzögert werden. Sofern beispielsweise ein Actor die Wirkleistungseinspeisung in vier Stufen (P_r , $0,6 \cdot P_r$, $0,3 \cdot P_r$ und 0) regeln kann, erfolgt die Rückstufung von $P = 0,3 \cdot P_r$ auf $P = 0,6 \cdot P_r$ unter der Annahme, dass nach Rückstufung tatsächlich $P = 0,6 \cdot P_r$ am entsprechenden Netzknoten eingespeist wird – im Fall von Photovoltaik-Anlagen muss dies jedoch aufgrund verminderter Einstrahlungsleistung nicht zwingend zutreffen. Um diesen Nachteil zu vermeiden, wurde im Rahmen der Realisierung der optimierten Regelungsstrategie eine Option zur Messung der aktuellen Einspeiseleistung einer bzw. mehrerer ungesteuerter Photovoltaik-Anlagen als Referenzmessung implementiert. Sofern derartige Messungen vorhanden sind, werden die Auswirkungen der Rückstufung von Photovoltaik-Anlagen auf den Netzzustand anhand der aktuellen Einspeiseleistung der Referenzanlagen approximiert, um den Rückstufungsprozess weiter zu optimieren.

2.8.3 Bewertung der Regelungsstrategien

Die entwickelten Regelungsstrategien haben jeweils spezifische Vor- und Nachteile hinsichtlich der Prozesskomplexität, des Prozessablaufverhaltens, der Berechnungsdauer und Ausregelzeit im Fall von Grenzwertverletzungen sowie des Rückstufungsprozesses.

Die optimierte Regelungsstrategie ermöglicht ein gezielteres und schnelleres Ausregeln von Grenzwertverletzungen, was jedoch eine höhere Prozesskomplexität und einen höheren Rechenaufwand bedingt. Für die praktische Applikation sind jedoch beide Regelungsstrategien interessant, so dass beide Strategien auch für das dezentrale Automatisierungskonzept umgesetzt wurden. Die direkte Regelung hat dabei insbesondere bei den ersten Tests in der praktischen Applikation aufgrund der besseren Vorhersehbarkeit des Prozessablaufs Vorteile, um das Systemverhalten in der Realität beobachten zu können. Zudem benötigt die direkte Regelung weniger Rückführungen von Prozesswerten. Für die Tests in der praktischen Applikation wurde daher zunächst die direkte Regelungsstrategie, nach ersten Erfahrungswerten dann auch die optimierte Regelungsstrategie eingesetzt. Die Auswahl einer Regelungsstrategie für die praktische Applikation erfolgt neben technischen Randbedingungen durch die Verfügbarkeit der erforderlichen Prozesswerte entsprechend der individuell gewünschten Betriebsführung des Netzbetreibers.

Die optimierte Regelungsstrategie bietet gegenüber der direkten Regelungsstrategie noch ein zusätzliches Weiterentwicklungspotential, insbesondere hinsichtlich einer Gesamtoptimierung des Netzzustands im Niederspannungsnetz. So können zukünftig auch Methoden des sogenannten *Optimal Power Flow* [Tog_98] für die Verteilungsnetze interessant werden, wenn entsprechende Stellmöglichkeiten gegeben sind und die Optimierungsrechnungen dezentral in Netzautomatisierungssystemen durchgeführt werden können.

2.9 Auswahl von Akteuren in der Projektierungsphase

Die bisher dargestellten Überlegungen haben vorausgesetzt, dass grundsätzlich entsprechende Netzkomponenten und Netzteilnehmer für den Regelungsprozess zur Verfügung stehen. In der praktischen Applikation, d.h. im realen Netzbetrieb, wird mittelfristig jedoch nur eine geringe Anzahl von Akteuren zur Verfügung stehen, sowohl aus wirtschaftlichen aber auch aus technischen Gründen. Die einzelnen dezentralen Erzeugungsanlagen weisen eine hohe technische Heterogenität auf, die gemäß EEG [EEG_12] verpflichtende Umsetzung des Einspeisemanagements ist zudem häufig nur mit herstellereinspezifischen Lösungen möglich und noch nicht einheitlich standardisiert. Die dezentralen Erzeugungsanlagen müssen daher mittels geeigneter Schnittstelle für eine generalisierte Nutzung und Ansteuerbarkeit durch den Netzbetreiber bzw. durch ein Netzautomatisierungssystem verfügbar gemacht werden. Darüber

hinaus sind bisher kaum steuerbare Verbraucher oder Speichermöglichkeiten in den Niederspannungsnetzen präsent.

Zur möglichst effektiven Nutzung der entwickelten Regelungsstrategien ist es daher in der Planungs- und Projektierungsphase eines Netzautomatisierungssystems erforderlich, die geeignetsten Standorte für steuerbare Netzteilnehmer zu bestimmen und die entsprechenden Netzteilnehmer bzw. Anlagen dann mit der erforderlichen Automatisierungstechnik auszustatten. Um die geeignetsten Standorte für Aktoren zu identifizieren, bieten sich die bereits in den vorherigen Abschnitten entwickelten Methoden zur Sensitivitätsanalyse an. Damit wird eine Bewertung der Auswirkungen einer Leistungsanpassung einzelner Netzteilnehmer auf das Spannungsniveau an einzelnen Netzknoten und die Leistungsflüsse im Niederspannungsnetz im Vorfeld einer konkreten Realisierung möglich.

2.9.1 Sensitivitätsanalysen zur Positionierung von Aktoren

Um Verletzungen des Spannungsbands an der oberen Grenze zu beheben, können sowohl die eingespeiste Leistung reduziert als auch die verbrauchte Leistung erhöht werden. Da aktuell kaum steuerbare Verbraucher mit hoher Leistung, die für derartige Zielstellungen genutzt werden können, etabliert sind, liegt der Fokus auf der Reduzierung der eingespeisten Leistung. Um die Netzknoten mit der potentiell höchsten Grenzwertverletzung zu identifizieren, bietet sich eine Leistungsflussberechnung an, bei der der Leistungsbezug aller Netzteilnehmer zu Null und die Einspeisung aller dezentralen Erzeugungsanlagen mit der jeweiligen Bemessungsleistung P_i angenommen werden. Damit ist unmittelbar ersichtlich, ob und an welchen Netzknoten eine Verletzung des zulässigen Spannungstoleranzbands an der oberen Grenze auftreten kann.

Zusätzlich kann, sofern ein regelbarer Ortsnetztransformator bzw. ein leistungselektronischer Spannungsregler eingesetzt wird, analysiert werden, ob der Stellbereich des Spannungsreglers ausreichend groß ist, um die Spannungsbandverletzung zu beheben. Sofern weitere Maßnahmen zur Behebung der Grenzwertverletzung erforderlich sind, können auf Basis dieser Szenario-Rechnung die kritischen Netzknoten identifiziert werden.

Auf Basis der in Abschnitt 2.5.2 dargestellten Sensitivitätsanalyse kann der Netzknoten ermittelt werden, an dem die Bereitstellung induktiver Blindleistung bzw. die Reduzierung der eingespeisten Wirkleistung den größtmöglichen Effekt auf die Spannung an den jeweils kritischen Netzknoten bewirkt. Es ist offensichtlich, dass eine Leistungsanpassung an den Netzteilnehmern an den kritischsten Knoten selbst zur wirkungsvollsten Behebung der Grenzwertverletzung führt, so dass diese Netzteilnehmer bevorzugt ausgewählt werden sollten, um mit entsprechender Aktorik ausgerüstet zu werden. Sofern dies aus technischen oder vertragsrechtlichen Gründen nicht möglich ist, kann anhand der Sensitivität der umliegenden Netzknoten der nächstmögliche geeignete Standort bestimmt werden.

Die Methodik kann analog zur Bestimmung des geeignetsten Netzteilnehmers im Fall von Spannungsbandverletzungen an der unteren Grenze genutzt werden. Für die Szenario-Rechnung zur Bestimmung der kritischsten Netzknoten werden dann die Leistungseinspeisung von dezentralen Erzeugungsanlagen zu Null und die bezogene Leistung von Netzteilnehmern mit einem definierten Planungswert für den jeweiligen Netzteilnehmer angenommen.

2.9.2 Positionierungsvorgaben für Aktoren

Die Sensitivitätsanalyse stellt eine geeignete Methode zur Positionierung von Aktoren dar. Allerdings berücksichtigt die Methode in der dargestellten Form nur die netzseitige Sensitivität. Wie in den Herleitungen zur Leistungsänderung in Abschnitt 2.3 und 2.4 bzw. Abschnitt 2.5.2 gezeigt wurde, hat die Höhe der Leistungsänderung eine signifikante Auswirkung auf die Spannung an den einzelnen Netzknoten. Daher bietet bei ansonsten gleicher oder sehr ähnlicher netzseitiger Sensitivität derjenige Netzteilnehmer den höheren Mehrwert, der über einen größeren und gleichzeitig kleinschrittiger justierbaren Stellbereich verfügt. Der mögliche Stellbereich hängt jedoch maßgeblich von den technischen Möglichkeiten des Netzteilnehmers ab. Verfügen beispielsweise zwei Netzknoten über die identische Sensitivität hinsichtlich einer Wirkleistungsanpassung, wobei ein Netzteilnehmer eine Wirkleistungsanpassung nur in zwei Stufen ($0 \cdot P_r$ und $1 \cdot P_r$), der andere Netzteilnehmer jedoch eine Wirkleistungsanpassung in 10%-Stufen bezogen auf P_r ermöglicht, sollte letztgenannter Netzteilnehmer als Akteur genutzt werden, wenn die Bemessungsleistungen in einer ähnlichen Größenordnung liegen. In der Praxis ergibt sich diese Einschränkung beispielsweise durch die Ansteuermöglichkeiten von Wechselrichtern etc. Ebenso kann ein Netzteilnehmer, der zwar eine kleinere Sensitivitätskennzahl hinsichtlich des betrachteten Netzknotens aufweist, jedoch über einen größeren Stellbereich für Leistungsänderungen verfügt, eine insgesamt bessere Regelbarkeit gewährleisten. Als zusätzliches Auswahlkriterium bietet sich daher das Produkt aus Leistungsänderung und Sensitivitätskennzahl an, sofern die Sensitivitätskennzahlen ähnlich sind:

$$\max \left\{ \Delta P_k \cdot s_{P,jk}, \Delta Q_k \cdot s_{Q,jk} \mid_{k=1..n} \right\} \quad (2.65)$$

Die Positionierung von Aktoren kann daher nicht durch eine allgemeine Positionierungsvorgabe erfolgen, sondern ist von den vorgenannten Parametern abhängig.

3 Autarke Regelung im Rahmen eines dezentralen Automatisierungskonzepts

Die im vorangegangenen Kapitel entwickelten Regelungsstrategien sind in einem autark arbeitenden, dezentralen Automatisierungssystem für Niederspannungsnetze realisiert worden. Dieses System kann unabhängig von einer übergeordneten Instanz den aktuellen Zustand eines Niederspannungsnetzes überwachen und bei Bedarf durch gezielte Regelungseingriffe den sicheren Betriebszustand hinsichtlich der Einhaltung des Spannungstoleranzbands und der Betriebsmittelauslastung aufrechterhalten.

Der erste Abschnitt dieses Kapitels befasst sich mit dem grundlegenden Konzept des dezentralen Automatisierungssystems für Niederspannungsnetze. Im zweiten Abschnitt werden die für eine zuverlässige Regelung erforderlichen Identifikationsmethoden für Netzzustand und Netztopologie dargestellt, die eine ausreichend genaue Entscheidungsgrundlage für die Regelung einzelner Komponenten ermöglichen. Anschließend wird im dritten Abschnitt die praktische Realisierung der entwickelten Regelungsstrategien beschrieben. Im vierten Abschnitt wird gezeigt, wie die Algorithmen zur autarken Spannungs- und Leistungsregelung in einer Simulationsumgebung verifiziert wurden.

3.1 Dezentrales Automatisierungssystem für Niederspannungsnetze

Die Realisierung von automatisierten Überwachungs- und Regelungsfunktionen für technische Prozesse ist allgemein mit zwei unterschiedlichen Konzepten möglich: Einerseits können Überwachungs- und Regelungsfunktionen an einem zentralen Punkt durch ein entsprechendes Automatisierungssystem abgebildet, andererseits durch mehrere dedizierte, dezentral arbeitende Automatisierungssysteme realisiert werden. Beide Ansätze sind in der Praxis etabliert und haben applikationsspezifische Vor- und Nachteile. Die Primärregelung des Verbundnetzes beispielsweise erfolgt dezentral, da besonders schnelle Regelungseingriffe erforderlich sind und durch die dezentrale Auslegung Ausfälle einzelner Teilsysteme nur geringe Auswirkungen haben, die Sekundärregelung erfolgt zeitlich verzögert durch eine zentrale Regelung des Netzzustands und löst die Primärregelung nach einem definierten Zeitraum ab [Sch_06].

Eine zentrale Realisierung erfordert die Übertragung und Zusammenführung aller für die Überwachung und Regelung notwendigen Messgrößen in das zentrale Automatisierungssystem sowie die Rückübertragung der Sollwerte an die Stellglieder bzw. an die entsprechende Aktorik. Bei komplexen Prozessen sind dazu leistungsfähige Systeme erforderlich, die eine hohe Anzahl von Eingangs- und Ausgangssignalen gleichzeitig verarbeiten können. Sofern eine Störung am zentralen Automatisierungssystem auftritt und keine Redundanzen vorhanden sind, wirkt sich

die Störung auf den gesamten Prozess bzw. das gesamte System aus. Gleichzeitig bietet der zentrale Ansatz jedoch Vorteile hinsichtlich Konfiguration und Wartungsmöglichkeiten, da diese typischerweise nur am zentralen Automatisierungssystem erfolgen müssen.

Bei einem dezentralen Automatisierungskonzept können Übertragungswege für Mess- und Sollwerte kürzer gehalten werden, da der Gesamtprozess in mehrere, ggfs. unabhängige Teilprozesse aufgliedert wird. Mess- und Sollwerte müssen daher nur an das für den jeweiligen Teilprozess zuständige Automatisierungssystem übertragen werden. Zudem werden innerhalb des Prozesses dedizierte Systeme eingesetzt, die hinsichtlich der Leistungsfähigkeit geringere Anforderungen erfüllen müssen als ein zentrales Automatisierungssystem. Gleichzeitig führt der Ausfall eines dezentralen Automatisierungssystems, in Abhängigkeit des Prozesses, nicht zwingend zu einer vollständigen Prozessunterbrechung. Demgegenüber erfordern dezentrale Automatisierungskonzepte einen höheren Aufwand hinsichtlich Konfiguration und Wartung, da mehrere Systeme verwaltet werden müssen, die ggfs. voneinander abhängig sind.

Für die Automatisierung von Niederspannungsnetzen wurde im Rahmen dieser Arbeit unter Berücksichtigung der Netzcharakteristika und der derzeitigen technischen Möglichkeiten bewusst ein dezentraler Ansatz gewählt. Dies ist einerseits durch die hohe Anzahl von Niederspannungsnetzen in Deutschland begründet – für größere Netzbetreiber ist ein zentraler Ansatz mit hohen Anforderungen an die Leistungsfähigkeit des Automatisierungssystems verbunden. Andererseits bietet sich die hierarchische Strukturierung der elektrischen Energieversorgung mit mehreren Spannungsebenen explizit für einen dezentralen Automatisierungsansatz an. Niederspannungsnetze sind über Ortsnetztransformatoren mit dem Mittelspannungsnetz verbunden, zudem wird die Mehrheit der Niederspannungsnetze nicht vermascht betrieben, so dass maximal eine geringfügige gegenseitige Beeinflussung der Niederspannungsnetze untereinander besteht. Für die Automatisierung von Niederspannungsnetzen ist daher ein dezentrales Konzept mit dedizierten Automatisierungssystemen in den einzelnen Ortsnetzstationen besonders geeignet [Hüb_12]. Für Infrastruktursysteme der öffentlichen Versorgung, vor allem für elektrische Netze, gelten zudem besonders hohe Anforderungen hinsichtlich der Zuverlässigkeit [SKM_10], [Kha_12]. Bedingt durch das dezentrale Automatisierungskonzept sind die Auswirkungen eines Ausfalls von Komponenten im Vergleich zu einem zentralisierten Ansatz wesentlich geringer, da nur ein begrenzter Netzbereich betroffen ist – die weiterhin verfügbaren Automatisierungssysteme in anderen Netzbereichen können unabhängig weiter betrieben werden.

Vor diesem Hintergrund wurde ein Automatisierungskonzept für Niederspannungsnetze entwickelt, das die autarke Überwachung des Netzes ermöglicht und im Fall von Grenzwertüberschreitungen hinsichtlich des zulässigen Spannungsbands bzw. der zulässigen Betriebsmittelauslastung gezielt regelnd eingreift. Die zentrale Komponente dieses Konzepts ist ein in die Ortsnetzstationen integrierbares Automatisierungsgerät, auf dem Algorithmen zur

Identifikation des Netzzustands und zur Regelung von Netzkomponenten und Netzteilnehmern implementiert sind. Zur möglichst genauen Identifikation des Netzzustands ist Messtechnik im Niederspannungsnetz erforderlich. Da eine vollständige Ausrüstung aller Netzanschlusspunkte mit Messtechnik aus wirtschaftlichen Überlegungen nicht realisierbar ist, wurde ein Verfahren entwickelt, das mit möglichst wenigen Messpunkten eine hinreichend genaue Abbildung des aktuellen Netzzustands ermöglicht und eine zuverlässige Entscheidungsgrundlage für ggfs. erforderliche Regelungseingriffe bietet [NOZ_11], [NOZ_12a], [ONZ_12], [ONS_13], [Neu_13]. Das Konzept der dezentralen Netzautomatisierung für Niederspannungsnetze ist in Abbildung 3.1 beispielhaft dargestellt.

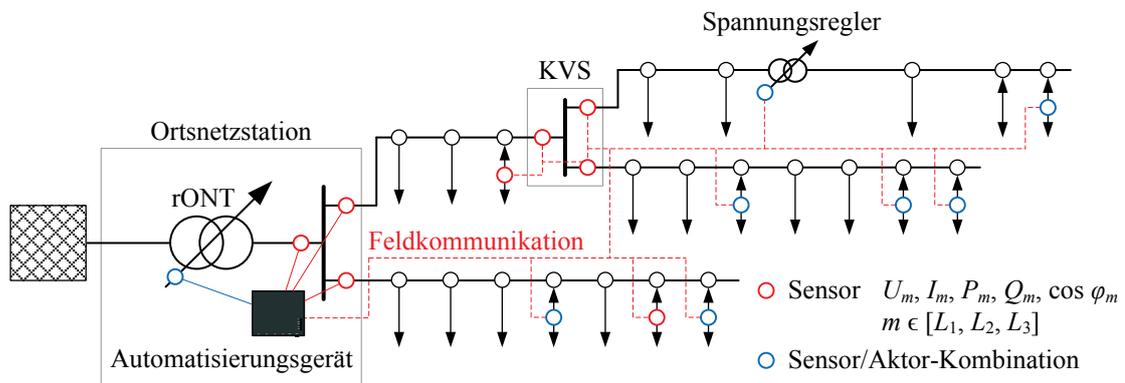


Abbildung 3.1: Konzept der dezentralen Netzautomatisierung für Niederspannungsnetze

Das Automatisierungsgerät in der Ortsnetzstation führt die Algorithmen zur Identifikation des Netzzustands und zur Regelung von Netzkomponenten und Netzteilnehmern im zyklischen Betrieb aus. Für die Identifikation des Netzzustands müssen Messwerte von mehreren Knoten des Netzes an das Automatisierungsgerät übertragen und ausgewertet werden. Einerseits erfolgen Messungen an Komponenten innerhalb der Ortsnetzstation, beispielsweise am Transformatorabgang und an Abgängen der Niederspannungshauptverteilung, andererseits an relevanten Netzverknüpfungspunkten wie Kabelverteilerschränken und Netzanschlusspunkten, beispielsweise an dezentralen Einspeisern. Die innerhalb des Niederspannungsnetzes erfassten Messwerte werden über eine dedizierte Feldkommunikationsinfrastruktur an das Automatisierungsgerät in der Ortsnetzstation übertragen. Die Gesamtheit aller Messwertgeber (Sensoren) ermöglicht in Kombination mit einem Estimationsalgorithmus die Identifikation des aktuellen Netzzustands (vgl. Abschnitt 3.2). Sofern kritische Netzzustände hinsichtlich der Betriebssicherheit des Niederspannungsnetzes erkannt werden, berechnet der Regelungsalgorithmus geeignete Gegenmaßnahmen, um den sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten. Dazu können, wie zuvor dargestellt, ansteuerbare Netzkomponenten wie regelbare Ortsnetztransformatoren und leistungselektronische Spannungsregler sowie steuerbare Netzteilnehmer wie dezentrale Einspeiser, steuerbare Verbraucher oder Speichereinheiten über die Feldkommunikationsinfrastruktur genutzt werden.

Das Automatisierungskonzept ist für einen vollständig autarken Betrieb ausgelegt, d.h. eine Kommunikationsanbindung an Leit- oder Verwaltungssysteme des Netzbetreibers ist prinzipiell nicht notwendig. Die Anbindung an überlagerte, zentrale Systeme des Netzbetreibers bietet jedoch einige Vorteile für den Betrieb des Gesamtsystems, so dass entsprechende Schnittstellen vorgesehen sind [ONZ_12], [NOU_13].

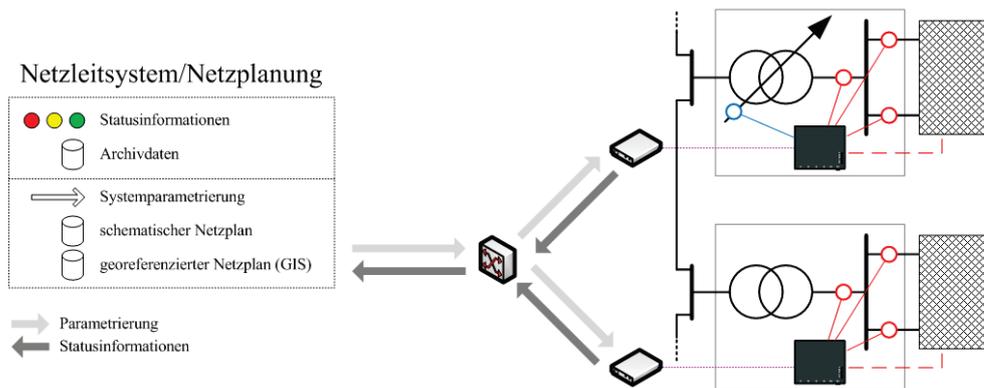


Abbildung 3.2: Anbindung des dezentralen Automatisierungssystems an übergeordnete Instanzen

Durch eine Konfigurations- und Wartungsschnittstelle kann das Automatisierungssystem aus der Leitstelle bzw. dem Verwaltungssystem des Netzbetreibers heraus parametriert und gewartet werden. Dazu zählt die Bereitstellung bzw. die Aktualisierung der für die Netzzustandsidentifikation erforderlichen Netzdaten, die Parametrierung von Sensoren und Aktoren sowie Wartungsaufgaben wie Systemaktualisierungen etc.

Eine Schnittstelle für die Bereitstellung von Statusinformationen kann zur Abfrage und Integration entsprechender Indikatoren in die überlagerten Systeme des Netzbetreibers genutzt werden. Dabei stehen zwei Informationskanäle zur Verfügung: Das Automatisierungsgerät in der Ortsnetzstation stellt einerseits durch die Algorithmen berechnete, kumulierte Informationen zum aktuellen Netzzustand und ggfs. erfolgten Regelungseingriffen bereit, die im Leitsystem übersichtlich, beispielsweise durch eine Statusampel, dargestellt werden können. Über einen weiteren Informationskanal werden andererseits der Laufzeitstatus des Systems und Status der Kommunikationsinfrastruktur, Sensoren und Aktoren zur Verfügung gestellt. Dies hat den Vorteil, dass dem Netzbetreiber alle relevanten Informationen zu Netzzustand und Systemstatus in komprimierter Form auf einen Blick ersichtlich und ggfs. erforderliche Handlungsmaßnahmen wie Entstörung etc. ableitbar sind, ohne dass alle Messwerte direkt an die Netzleitstelle übertragen werden müssen. Das Datenaufkommen für die Leitsystemkommunikationsinfrastruktur wird somit auf ein Minimum reduziert. Optional können jedoch über eine Archivierungsschnittstelle einzelne Messwerte direkt aufgezeichnet, an das Leitsystem übertragen und ausgewertet werden. Die Archivierungsfunktion ist zudem für die Protokollierung von Regelungseingriffen und des zu diesem Zeitpunkt vorliegenden Netzzustands erforderlich.

3.2 Identifikation von Netzzustand und Netztopologie

Die Identifikation des aktuellen Netzzustands ist eine grundlegende Voraussetzung für daraus ableitbare, zeitkritische netztechnische Prozesse. Der Netzzustand umfasst als primäre Zustandsgröße einen eindeutig bestimmten Zustandsvektor, der die Effektivwertzeiger der komplexen Knotenspannungen des betrachteten Niederspannungsnetzes enthält [Neu_13], [Wol_08]. Aus diesem Zustandsvektor lassen sich unter Berücksichtigung der Netztopologie alle weiteren sekundären Zustandsgrößen, beispielsweise die Zweigströme bzw. die Leistungsflüsse im Netz berechnen. In den folgenden Abschnitten wird dargestellt, welche Anforderungen hinsichtlich der Zustandsidentifikation im Kontext des dezentralen Automatisierungskonzepts erfüllt werden müssen, um eine kontinuierliche Überwachung des Netzzustands zu realisieren.

3.2.1 Anforderungen an die Zustandsidentifikation

Zur Identifikation des aktuellen Zustands elektrischer Netze gibt es zahlreiche Verfahren. Sie unterscheiden sich im Wesentlichen durch die Relation der zur Verfügung stehenden Messwerte zu den gesuchten Netzzustandsgrößen. Die Anzahl der gesuchten Netzzustandsgrößen ist durch die Netztopologie eindeutig bestimmt. Die Netzzustandsgrößen lassen sich durch Lösung des Netzgleichungssystems, wie in Abschnitt 2.1.2 dargestellt, ermitteln. In Abhängigkeit der zur Verfügung stehenden Messwerte, die zur Lösung des Gleichungssystems heran gezogen werden, ist das Gleichungssystem unterbestimmt, exakt bestimmt oder überbestimmt [Neu_13], [Mer_08].

Für die Bestimmung des aktuellen Netzzustands in einem Netzautomatisierungssystem sind deterministische Verfahren, d.h. Verfahren, bei denen alle Messwerte unabhängig voneinander und nicht redundant sind, in der Praxis ungeeignet, da die Lösung des Netzgleichungssystems nur dann ermittelt werden kann, wenn alle Messwerte vorliegen. Im Fall eines Ausfalls von Messwertgebern kann dann der Netzzustand nicht mehr bestimmt werden. Die Anwendung dieser deterministischen Verfahren ist daher üblicherweise auf Netzplanungsaufgaben beschränkt. Demgegenüber stehen Ausgleichsverfahren zur Lösung eines überbestimmten Netzgleichungssystems. Redundante Messwerte werden zur Minimierung der Auswirkungen von in der praktischen Applikation immer vorhandenen Messfehlern genutzt. Ein typisches Verfahren zur Lösung überbestimmter Netzgleichungssysteme ist die sogenannte *State Estimation* [Osw_13]. Verfahren für überbestimmte Gleichungssysteme werden vorwiegend auf Transportnetzebene genutzt, da hier im Allgemeinen eine hohe Anzahl an Messwertgebern zur Verfügung steht und eine Redundanz hinsichtlich der Ausfallsicherheit und Versorgungszuverlässigkeit von besonderer Bedeutung ist. Bei unterbestimmten Gleichungssystemen müssen zur Lösung die fehlenden Zustandsgrößen durch geeignete

Methoden approximiert werden, beispielsweise durch eine Ersatzwertbildung. Die Qualität des Approximationsverfahrens entscheidet über die Genauigkeit der Netzzustandsidentifikation.

Aus wirtschaftlichen Überlegungen heraus ist ableitbar, dass für Niederspannungsnetze aktuell eine vollständige bzw. sogar redundante Messtopologie nicht realisierbar ist. Daher sind für die Identifikation des Netzzustands in Niederspannungsnetzen zwingend Approximationsverfahren erforderlich, um die fehlenden Zustandsgrößen auszugleichen. Anders als in höheren Spannungsebenen muss zudem die unsymmetrische Belastung der Vierleiternetze auf der Niederspannungsebene berücksichtigt werden. Der Netzzustand muss daher für jeden Außenleiter L_1, L_2, L_3 sowie den PEN-Leiter bestimmt werden. Die einphasige Ersatzbetrachtung für symmetrisch belastete Netze ist für Niederspannungsnetze im Rahmen einer ausreichend genauen Netzzustandsidentifikation nicht zulässig [Neu_13], [VFM_04].

3.2.2 Kontinuierliche Überwachung des Netzzustands

Zur Realisierung einer kontinuierlichen Netzzustandsidentifikation für Niederspannungsnetze wurde ein entsprechender Algorithmus für das dezentrale Automatisierungssystem entwickelt und implementiert. Die Entwicklung und die Eigenschaften des Verfahrens sind in [Neu_13] im Detail dargestellt. Der Algorithmus genügt den beschriebenen Anforderungen an eine dezentrale und autarke Zustandsüberwachung von Niederspannungsnetzen. Dazu zählen die Nutzung eines Approximationsverfahrens zur Berücksichtigung des unterbestimmten Netzgleichungssystems, eine phasenselektive Berechnung des Netzzustands sowie für derartige Algorithmen geltende Anforderungen hinsichtlich Berechnungsdauer und Robustheit.

Zur Identifikation des Netzzustands sind neben statischen Parametern aktuelle Prozesswerte erforderlich. Die Eingangs- und Ausgangsgrößen des Algorithmus gemäß [Neu_13] sind in Abbildung 3.3 dargestellt.

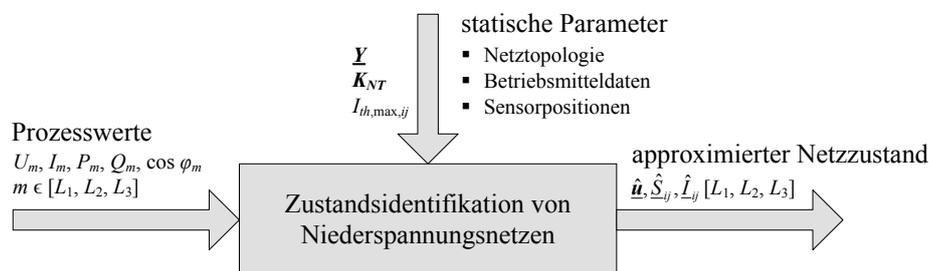


Abbildung 3.3: Eingangs- und Ausgangsgrößen des Algorithmus zur Netzzustandsidentifikation

Zu den statischen Parametern zählen die in Abschnitt 2.1.2 dargestellten Netzdaten, wobei hier die Größen Widerstandsbelag R'_{ij} , Reaktanzbelag X'_{ij} , Leitungslänge l_{ij} und thermischer Grenzstrom $I_{th,max,ij}$ des Leitungsabschnitts zwischen Knoten i und j von Bedeutung sind, um die Netztopologie abzubilden. Die Verschaltung der einzelnen Leitungsabschnitte wird durch

die Knoten-Klemmen-Inzidenzmatrix \mathbf{K}_{NT} beschrieben, so dass die Netztopologie schließlich in Form der Knotenadmittanzmatrix \mathbf{Y} vorliegt. Weiterhin müssen Schaltzustände des Netzes sowie die Positionen von Sensoren bekannt sein. Zu den Prozesswerten zählen die Messwerte der Sensoren, d.h. die primären Messwerte Spannung $U_{i,m}$ und Zweigströme $I_{ij,m}$ sowie die daraus abgeleiteten sekundären Messwerte von Wirkleistung $P_{ij,m}$, Blindleistung $Q_{ij,m}$ und des Phasenwinkels $\varphi_{ij,m}$ bzw. $\cos\varphi_{ij,m}$, jeweils für alle Phasen L_1, L_2, L_3 .

Durch die Approximation der fehlenden Zustandsgrößen liefert der Algorithmus als Ausgangsgrößen dann den vollständigen, approximierten primären Zustandsvektor $\hat{\mathbf{u}}$ der Knotenspannungen \hat{U}_i sowie die sekundären Zustandsvektoren für Zweigströme \hat{I}_{ij} bzw. Leistungsflüsse \hat{S}_{ij} .

Hinsichtlich des Laufzeitverhaltens für die Netzzustandsidentifikation muss berücksichtigt werden, dass die zyklische Überwachung des Netzzustands mindestens so schnell erfolgen muss, dass kritische Netzzustände rechtzeitig erkannt und entsprechende Gegenmaßnahmen eingeleitet werden können. Dabei gelten die in Abschnitt 2.1.1 dargestellten Grenzwerte für das tolerierte Spannungsband, d.h. im Allgemeinen $U_{tb,max} = U_n + 10\%$ bzw. $U_{tb,min} = U_n - 10\%$ [DKE_11]. Die Auslastung der Betriebsmittel darf die durch die Betriebsmittelspezifikationen gegebenen Grenzen, beispielsweise den zulässigen Dauerbetriebsstrom $I_{th,max}$, nicht dauerhaft überschreiten. Kurzfristige Grenzwertüberschreitungen, beispielsweise eine Kabelauslastung von 110%, können mitunter zulässig sein [Neu_13]. Da das dezentrale Automatisierungssystem nicht als Schutzsystem ausgelegt wurde, entfällt die Betrachtung des Kurzschlussverhaltens. Kurzschlüsse im Netz werden weiterhin durch die vorhandenen Sicherungseinrichtungen ausreichend schnell ausgeschaltet.

3.2.3 Veränderungen der Netztopologie

Während des Netzbetriebs können Schalthandlungen aufgrund geplanter oder ungeplanter Ereignisse erforderlich werden. Im Fall von planbaren Wartungsarbeiten an einzelnen Netzabschnitten werden beispielsweise einzelne Hausanschlüsse über andere Netzabschnitte versorgt, um eine kontinuierliche Versorgung zu gewährleisten. Im Fall von Störungen im Netz werden einzelne Netzabschnitte vollständig freigeschaltet, um die Störung zu beheben. Die mit diesen Situationen verbundenen Schalthandlungen bewirken folglich auch eine Änderung der Netztopologie.

Die zuverlässige und korrekte Identifikation des Netzzustands gelingt allerdings nur dann, wenn die den Berechnungen zugrunde liegende Netztopologie auch der tatsächlich im Netz realisierten Topologie entspricht. Sofern sich die reale Netztopologie ändert, muss auch die im Automatisierungssystem hinterlegte Netztopologie für die Netzzustandsidentifikation aktualisiert werden. Unter Berücksichtigung des dezentralen Automatisierungskonzepts müssen dabei zwei wesentliche Faktoren berücksichtigt werden: Anders als bei einem zentralisierten

Konzept, bei dem Datenverwaltung, Datenaufbereitung bzw. Datenpflege sowie die darauf aufbauenden Berechnungen an einem zentralen Punkt, ggfs. sogar in einem einzigen System konzentriert erfolgen, ist die Datenverwaltung bei einem dezentralen Konzept von der eigentlichen Netzzustandsidentifikation getrennt. Die aktualisierten Netzdaten müssen daher an das dezentrale System übertragen werden. Der zweite, deutlich entscheidendere Faktor ist jedoch die Datenverwaltung generell. Anders als in den Transportnetzen, wo die Netztopologie detailliert, aktuell und digitalisiert in den Leitsystemen vorhanden ist, sind vollständig aufbereitete, digitalisierte, aktuelle und auf Richtigkeit geprüfte Netzdaten in den Niederspannungsnetzen häufig nicht gegeben. Zusätzlich nimmt die Aktualisierung der Netzdaten aufgrund von Schalthandlungen Zeit in Anspruch. Während des Zeitraums, in dem keine gültigen Netztopologiedaten vorliegen, müssen die Netzzustandsidentifikation und damit auch die Regelungsfunktionen entweder ausgesetzt oder ein Berechnungsfehler und damit ggfs. falsche Schlussfolgerungen hinsichtlich erforderlicher Regelungseingriffe akzeptiert werden.

Um diesem Umstand zu begegnen, wurde das Automatisierungssystem um einen Algorithmus zur automatischen Erkennung von Änderungen der Netztopologie erweitert. Das Verfahren basiert auf der Berechnung von Fehlerraten mit einer nachgelagerten Wahrscheinlichkeitsberechnung zur Auswahl der aktuell gültigen Topologie [Neu_13], [ONZ_13]. Zur Funktion des Verfahrens werden im Zuge der Inbetriebnahme des Automatisierungssystems die häufigsten und für die Netztopologie relevanten Topologiekombinationen ermittelt, die im Fall von Wartungsarbeiten im Netz mit hoher Wahrscheinlichkeit zum Einsatz kommen. Die Topologiedatensätze werden in einer Datenbank auf dem Automatisierungssystem abgespeichert. Durch eine zyklische Überprüfung der aktuellen Fehlerrate des Algorithmus für die Netzzustandsidentifikation kann die aktuell gültige Netztopologie zuverlässig ermittelt werden. Das Verfahren ist in [Neu_13] und [ONZ_13] im Detail beschrieben. Zwar ist zur Anwendung des Verfahrens die ex-ante-Determinierung von sinnvollen Netztopologien erforderlich, so dass prinzipiell nicht alle möglichen Kombinationen untersucht werden, jedoch ermöglicht das Verfahren ohne zusätzlichen Aufwand die zuverlässige Auswahl der aktuellen Netztopologie aus den hinterlegten Topologiemodellen.

3.3 Realisierung der Regelungsstrategien im Automatisierungssystem

Die in Kapitel 2 entwickelten Regelungsstrategien sollten in einem praxistauglichen Ansatz realisiert und in das dezentrale Automatisierungssystem integriert werden. Dazu wurden die Algorithmen für die Identifikation von Netzzustand und Netztopologie sowie die beiden neu entwickelten Regelungsstrategien als Softwaremodul in das Automatisierungsgerät in der Ortsnetzstation implementiert, das den zentralen Bestandteil des Gesamtsystems darstellt. Das System wurde dabei konsequent für einen zyklischen Betrieb mit Quasi-Echtzeit-Verhalten, d.h. Zyklus- und Reaktionszeiten im Bereich weniger Sekunden, ausgelegt. Die Spezifikationen des

Automatisierungssystems sowie die ersten Untersuchungen des Konzepts in der praktischen Applikation sind in Kapitel 4 beschrieben.

Prinzipiell werden, wie bei gleichartigen Prozesssystemen üblich, drei elementare Grundzustände des Automatisierungssystems unterschieden:

- Initialisierung
- zyklischer Betrieb
- Deinitialisierung

Die Initialisierungsphase dient der Vorbereitung des zyklischen Betriebs und wird unmittelbar nach Systemstart durchlaufen. In dieser Phase werden die statischen Netzdaten aufbereitet und die Basisinformationen (Anzahl, Position, Eigenschaften) von Sensoren und Aktoren im Netz ausgewertet und auf Validität geprüft. Weiterhin werden zur Optimierung der Laufzeit im zyklischen Betrieb statische Parameter und Daten (Admittanz- und Sensitivitätsmatrizen, Vorfaktorisierungen, Routenberechnungen etc.) vorab berechnet, um den Rechenzeitbedarf im zyklischen Betrieb zu minimieren. Nach Abschluss der Initialisierungsphase befindet sich das System in einem definierten Zustand und wechselt in den zyklischen Betrieb.

Der zyklische Betrieb realisiert die kontinuierliche Identifikation des Netzzustands und der Netztopologie. Die Prozesswerte, insbesondere Messwerte der Sensoren aber auch aktuelle Statusinformationen der Aktoren, werden in einem zeitsynchronisierten Prozessabbild erfasst und auf Validität überprüft. Anschließend erfolgt die Netzzustandsidentifikation und Netzzustandsanalyse anhand der aktuellen Messwerte. Sofern alle Regelgrößen im zulässigen Toleranzbereich liegen, werden die Messwerte im Allgemeinen verworfen und die Zustandsidentifikation pausiert bis zum nächsten Zyklusbeginn. Liegen Regelgrößen außerhalb des zulässigen Toleranzbereichs, werden die aktuellen Messwerte archiviert und der Regelungsprozess entsprechend der gewählten Regelungsstrategie nachgelagert ausgeführt. Die berechneten Sollwerte für einzelne Aktoren werden im Prozessabbild der Ausgänge abgelegt und zum Ende des aktuellen Zyklus an die Aktoren übertragen. Die Funktionsweise entspricht dabei einer zyklusorientierten SPS, für erste Tests wurde ein Zyklusintervall von 10 Sekunden realisiert.

Die Deinitialisierungsphase dient zum definierten Abschalten des Systems und überführt alle Aktoren in einen definierten Zustand. Das Automatisierungssystem ist für den dauerhaften Betrieb ausgelegt, eine Abschaltung erfolgt nur für Konfigurations- oder Wartungsarbeiten. Die Deinitialisierungsphase ist für die Netzzustandsidentifikation und den Regelungsprozess nur von untergeordneter Bedeutung und wird daher im Folgenden nicht weiter betrachtet.

Das Prozessablaufdiagramm der Implementierung ist in Abbildung 3.4 dargestellt.

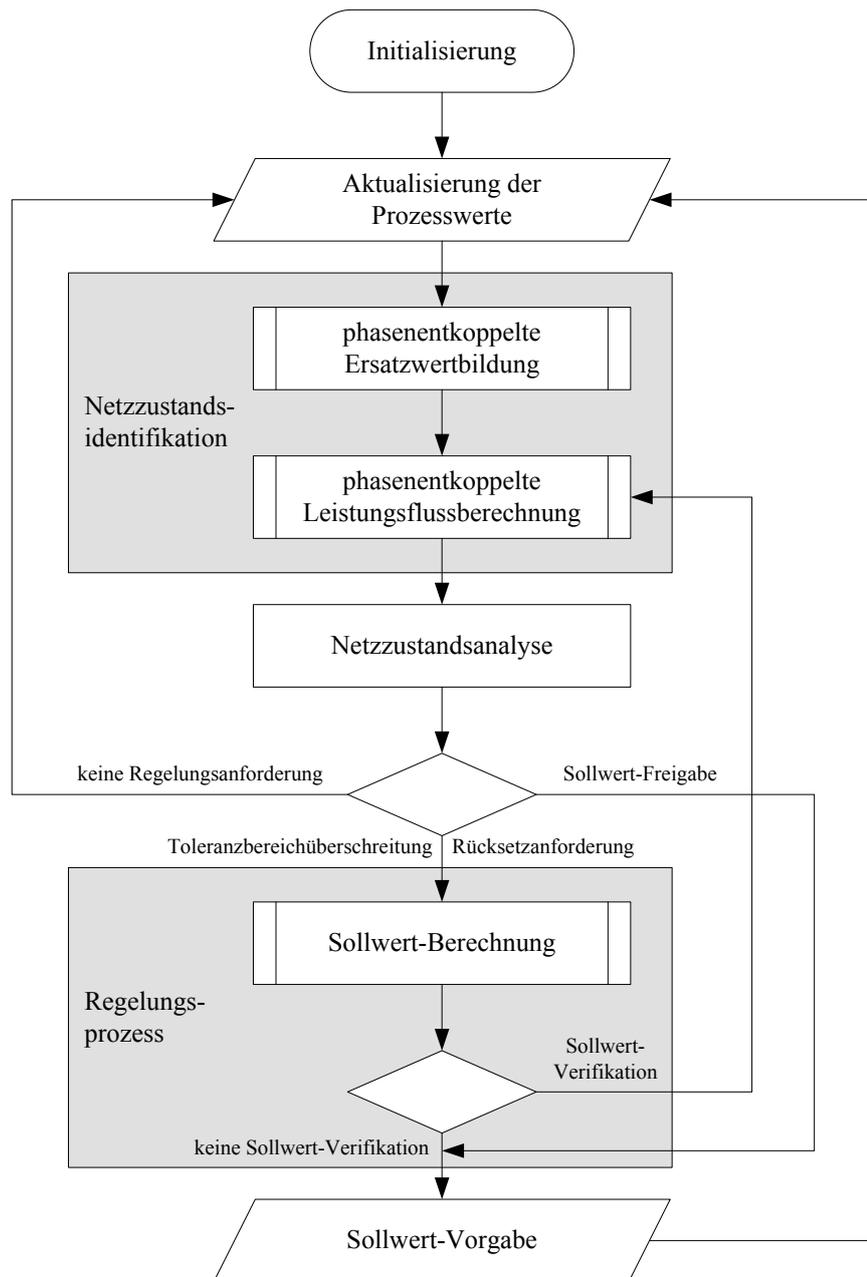


Abbildung 3.4: Prozessablaufdiagramm des dezentralen Automatisierungssystems

Für weitere Informationen zur Netzzustandsidentifikation sei auf [Neu_13] verwiesen. In den folgenden beiden Abschnitten wird die Realisierung der beiden in Kapitel 2 entwickelten Regelungsstrategien innerhalb des Automatisierungssystems im Detail vorgestellt.

3.3.1 Direkte Regelung

Die direkte Regelungsstrategie wurde mit den in Abschnitt 2.6 beschriebenen Eigenschaften für das dezentrale Automatisierungssystem umgesetzt. Zusätzlich zu diesen Eigenschaften wurden für die praktische Applikation des Systems zwei Ablaufsteuerungsfunktionen ergänzt, um die Robustheit des Systems zu steigern. Auf diese Funktionen soll nachfolgend kurz eingegangen werden.

In der praktischen Applikation können keine idealisierten Bedingungen angenommen werden, d.h. es können transiente Vorgänge wie kurzzeitige Spannungsspitzen, hohe Einschaltströme etc. auftreten, die im ungünstigsten Fall die Zustandsidentifikation und die anschließende Zustandsanalyse negativ beeinflussen. Dadurch werden ggfs. Grenzwertverletzungen identifiziert, die nur für einen sehr kurzen Zeitraum vorliegen und dementsprechend unkritisch sind. Um eine Überreaktion des Reglers zu vermeiden, wurde eine optionale Beobachtungsfunktion realisiert, so dass Grenzwertverletzungen zunächst für einen definierten Zeitraum $t_{observe}$ beobachtet werden können, bevor die Regelung ausgeführt wird. Bestehen Grenzwertverletzungen über den Beobachtungszeitraum hinaus, wird der Regelungsprozess gestartet. Wenn die Grenzwertverletzungen innerhalb des Beobachtungszeitraums nicht mehr bestehen, erfolgt kein Regelungseingriff. Die Festlegung des Beobachtungszeitraums erfolgt in Abhängigkeit der Anforderungen an die Reaktionszeit des Automatisierungssystems, in ersten Tests wurde der Beobachtungszeitraum auf 30 Sekunden festgelegt.

Im Fall von Spannungsbandverletzungen werden aufgrund der direkten Regelungsstrategie die Stufen zur direkten Spannungsregelung, zur Blindleistungsregelung und zur Wirkleistungsregelung strikt hierarchisch durchlaufen. Der Übergang von der direkten Spannungsregelung zur Blindleistungsregelung erfolgt nur dann, wenn entweder keine geeigneten Spannungsregler zur Verfügung stehen oder alle verfügbaren Spannungsregler ihre Regelbereichsgrenzen erreicht haben. Gleichermaßen erfolgt der Übergang von der Blindleistungs- zur Wirkleistungsregelung nur dann, wenn entweder keine geeigneten Aktoren für die Blindleistungsregelung zur Verfügung stehen oder alle Aktoren die Grenzen des Blindleistungsregelbereichs erreicht haben. Im Fall von Betriebsmittelüberlastungen steht lediglich die Wirkleistungsregelung zur Verfügung, um die Überlastung möglichst schnell beseitigen zu können. Nach Berechnung eines Sollwerts in einer der drei Stufen wird dieser Sollwert direkt an den entsprechenden Aktor ausgegeben. Die weiteren Stufen des Regelungsmodells werden nicht durchlaufen. Die Auswirkungen des neuen Sollwerts werden nach Ausführung durch den entsprechenden Aktor bei der erneuten Netzzustandsidentifikation im nächsten Zyklus ersichtlich. Entweder ist die Grenzwertverletzung bereits behoben oder das Regelungsmodul wird erneut zur Generierung eines Sollwerts aufgerufen.

Kann eine Grenzwertverletzung nicht ausgeregelt werden, beispielsweise weil keine geeigneten Aktoren zur Verfügung stehen oder geeignete Aktoren ihre Stellbereichsgrenzen bereits erreicht haben, ist eine Auslösung der Schutzeinrichtungen des Netzes bzw. der Netzteilnehmer wahrscheinlich. Um den Netzbetreiber auf diesen Zustand hinzuweisen, erfolgt eine Statusmeldung an das übergeordnete Leitsystem, sofern eine entsprechende Anbindung besteht.

Wurden Aktoren in ihrer Leistungseinspeisung bzw. in ihrer Leistungsaufnahme beeinflusst, muss diese Beeinflussung zurückgesetzt werden, wenn die Netzlast-Situation dies zulässt. Eine Rücknahme der durchgeführten Leistungsanpassungen unmittelbar nach Behebung der Grenzwertverletzung wird aber aufgrund einer annähernd gleichbleibenden Netzlast mit hoher

Wahrscheinlichkeit zu einer erneuten Grenzwertverletzung führen. Um ein konstantes Umschalten zwischen zwei Zuständen zu vermeiden, wurde eine Hysterese-Funktionalität realisiert, die eine Rückstufung einzelner Aktoren für einen definierten Zeitraum verhindert und damit beide Prozesse zeitlich entkoppelt. Die Hysterese-Zeit t_{hyst} , beispielsweise 10 Minuten, wird vom Zeitraum der Behebung einer Grenzwertverletzung an ausgewertet. Nach Ablauf der Hysterese-Zeit wird die Rücksetzung stufenweise wie in Abschnitt 2.6 dargestellt durchgeführt, bis alle Netzteilnehmer-Aktoren ihre Standard-Sollwerte wieder erreicht haben und keine erneute Grenzwertverletzung auftritt.

Der Ablauf der direkten Spannungs- und Leistungsregelung ist in Abbildung 3.5 dargestellt.

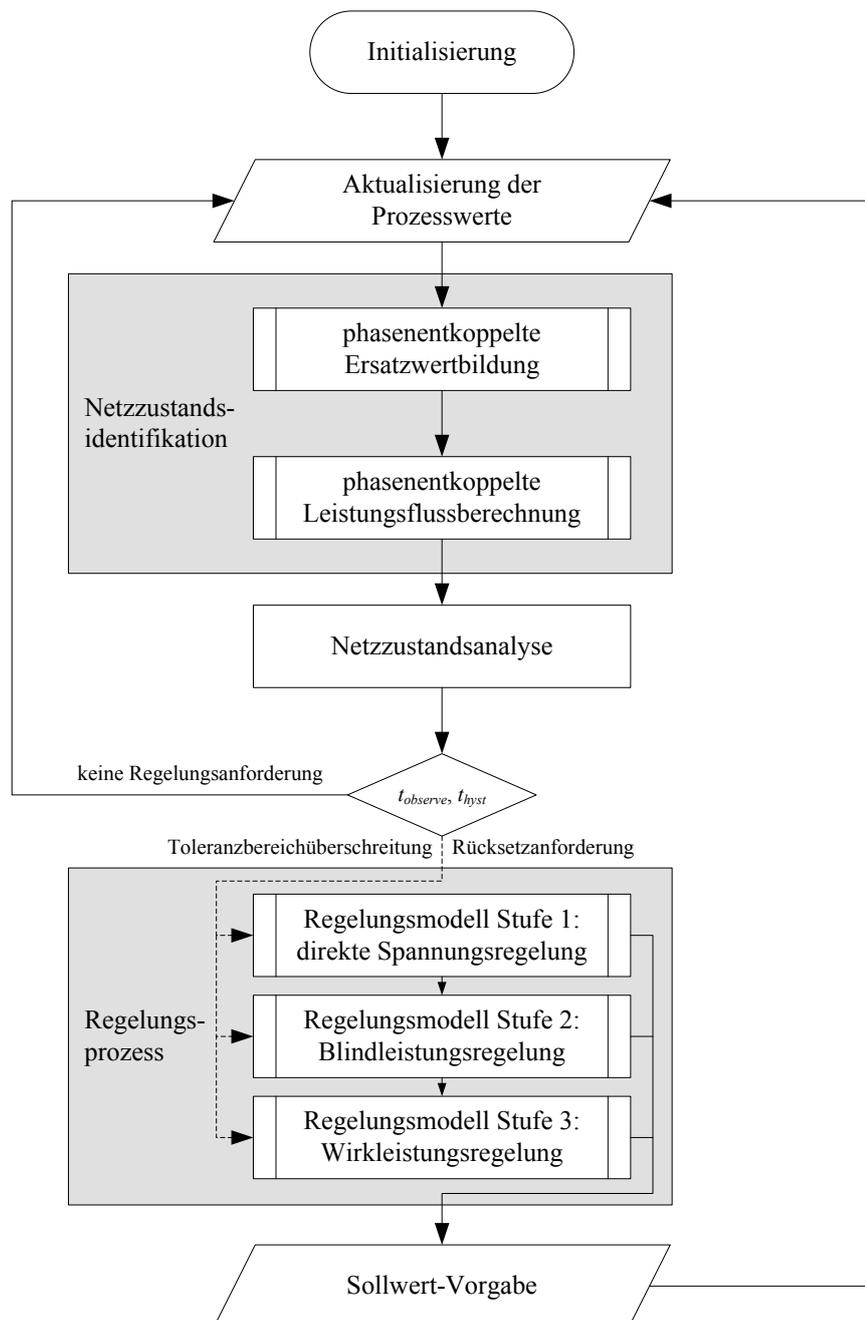


Abbildung 3.5: Direkte Spannungs- und Leistungsregelung in Niederspannungsnetzen

Die Ausregelzeiten der direkten Regelungsstrategie sind, wie in Abschnitt 2.8 dargestellt, im Wesentlichen von der Zyklus-Intervallzeit t_{cycle} abhängig, d.h. eine kürzere Intervallzeit führt zu einer schnelleren Behebung der Grenzwertverletzungen.

3.3.2 Optimierte Regelung

Aufbauend auf der Implementierung der direkten Regelungsstrategie wurde die erweiterte, optimierte Regelungsstrategie entsprechend Abschnitt 2.7 implementiert. Zur Vermeidung von Überreaktionen des Reglers auf transiente Grenzwertverletzungen steht auch für die optimierte Regelungsstrategie die optionale Beobachtungsfunktion zur Verfügung.

Nach Aufruf des Regelungsmoduls wird zunächst entsprechend des dreistufigen Regelungsmodells ein Sollwert berechnet. Der errechnete Sollwert wird dann in einer erneuten Leistungsflussberechnung für den entsprechenden Aktor berücksichtigt. Damit wird in der Netzzustandsanalyse ersichtlich, ob der Regelungseingriff die Grenzwertverletzung beheben konnte oder ob weitere Regelungseingriffe erforderlich sind. Im erstgenannten Fall wird der berechnete Sollwert an den Aktor übergeben, im letztgenannten Fall erfolgt ein erneuter Aufruf des Regelungsmoduls unter Berücksichtigung der bereits errechneten Sollwerte. Das Verfahren wird iterativ wiederholt, bis eine ausreichende Lösungsmöglichkeit determiniert wurde. Die so berechneten Regelungseingriffe werden dann kumuliert an die einzelnen Aktoren ausgegeben.

Identisch zur direkten Regelungsstrategie ist eine Auslösung der Schutzeinrichtungen des Netzes bzw. der Netzteilnehmer wahrscheinlich, wenn keine geeigneten Sollwerte berechnet werden können, um die Grenzwertverletzungen zu beheben. Es erfolgt dann analog eine Benachrichtigung des Netzbetreibers über eine entsprechende Statusmeldung.

Anders als bei der direkten Regelungsstrategie ist eine Hysterese-Funktion prinzipiell nicht erforderlich. Da die Auswirkungen von Sollwerten vor Ausgabe an die einzelnen Aktoren berechnet werden, kann bei ausstehenden Rücksetzanforderungen für Aktoren kontinuierlich der Rückstufungsprozess durchlaufen werden, da entsprechende Sollwerte nur dann ausgegeben werden, wenn der aktuelle Netzzustand dies zulässt.

Die Prozessrealisierung der optimierten Regelungsstrategie ist in Abbildung 3.6 dargestellt.

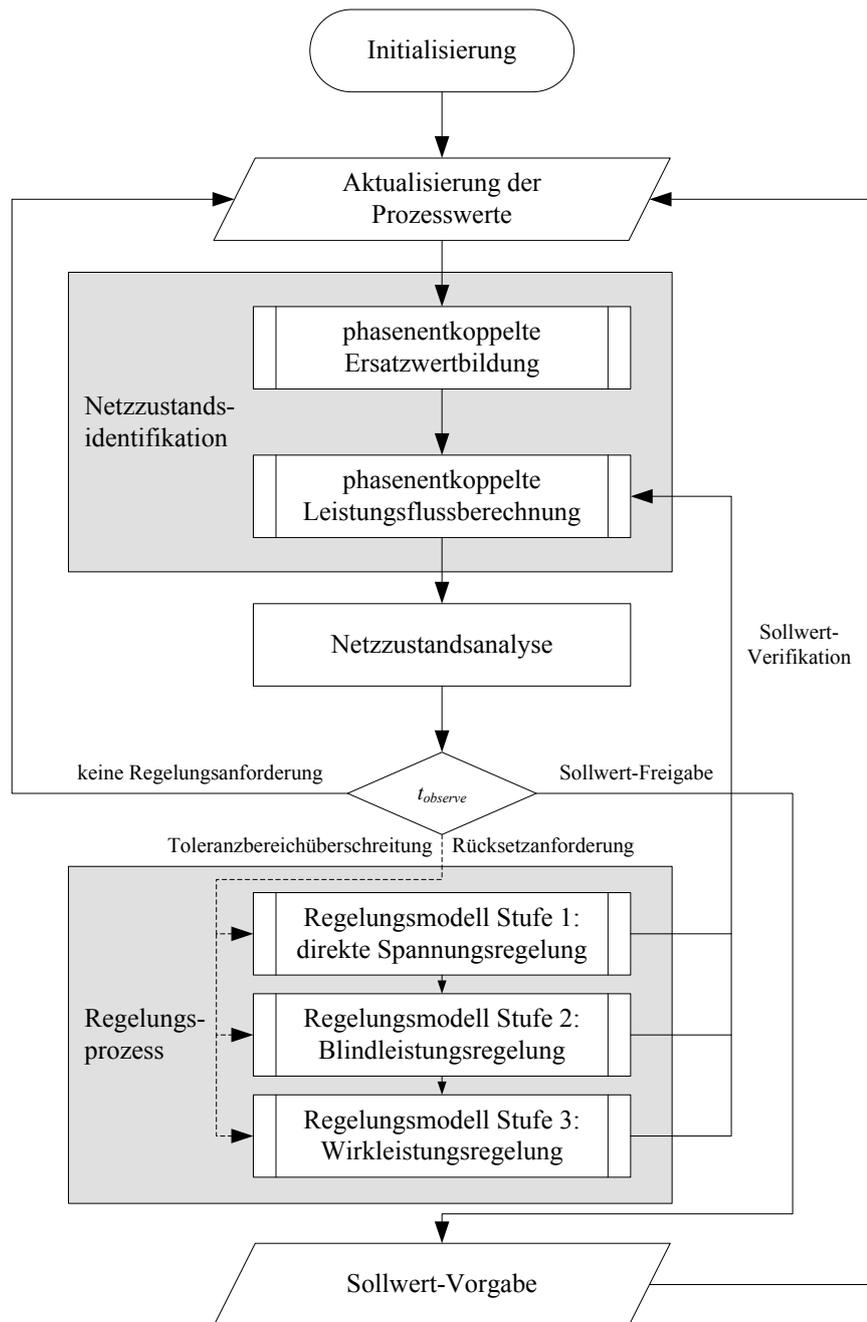


Abbildung 3.6: Optimierte Spannungs- und Leistungsregelung in Niederspannungsnetzen

Die Implementierung der optimierten Regelungsstrategie ist bedingt durch die zusätzliche Verifikationsfunktionalität komplexer und erfordert mehr Rechenzeit. Als Vorteil ist jedoch zu erkennen, dass eine zielführende Lösungsmöglichkeit für die aktuelle Grenzwertverletzung bereits innerhalb eines Zyklus-Intervalls t_{cycle} ermittelt werden kann und damit die Ausregelzeit ggfs. deutlich kürzer ist als bei der direkten Regelungsstrategie.

3.4 Verifikation der realisierten Regelungsstrategien

Die in Abschnitt 3.3 beschriebene Realisierung der beiden Regelungsstrategien musste in umfangreichen Tests auf Funktionsfähigkeit, Geschwindigkeit und Robustheit getestet werden. Diese Verifikation der realisierten Regelungsstrategien diente gleichzeitig als Vorbereitung von Tests in der praktischen Applikation in realen Testnetzen. Der Testaufwand ist besonders hoch, da das Automatisierungssystem im öffentlichen elektrischen Energieversorgungsnetz eingesetzt wird. Die Wahrscheinlichkeit eines Fehlers in der Implementierung muss daher so weit wie möglich minimiert werden.

Für eine zielgerichtete Verifikation der Regelungsstrategien wurde eine Simulationsumgebung entwickelt, die den Betrieb des Automatisierungssystems in Testnetzen möglichst realitätsnah emuliert. Dazu wurde der Betrieb in mehreren Testnetzen, die aus realen Netzen abgeleitet sind, mit Hilfe von definierten Simulationsszenarien untersucht. Die Definition dieser Szenarien ermöglicht eine wiederkehrende Prüfung unter bekannten und stets gleichen Voraussetzungen zur Untersuchung des Prozessablaufs sowie des Laufzeitverhaltens in unterschiedlichen Situationen.

Um die Interaktionen des Gesamtsystems, also das Zusammenwirken zwischen Hardwarekomponenten (Sensorik, Feldkommunikation, Aktorik etc.) und den entwickelten Softwaremodulen zu testen, wurde zusätzlich als Vorbereitung auf die Testreihen in realen Netzen von den Industriepartnern ein Laboraufbau für einzelne Funktionstests realisiert, auf den an dieser Stelle aber nicht im Detail eingegangen wird.

Nachfolgend werden die Eigenschaften und Funktionen der Simulationsumgebung, Aufbau und Struktur der Testnetze, die einzelnen Simulationsszenarien und die Ergebnisse der Testreihen dargestellt.

3.4.1 Eigenschaften und Funktionen der Simulationsumgebung

Die Simulationsumgebung dient der Nachbildung des realen Netzbetriebs durch numerische Simulation und übernimmt somit unter anderem die Funktion eines Netzsimulators. Die Software wurde unter Verwendung von MATLAB entwickelt und ist die Basis für verschiedene Funktionstests der Implementierung des hier dargestellten Automatisierungssystems.

Die Algorithmen des dezentralen Automatisierungssystems können mittels Emulation ohne die Hardware des Zielsystems als virtuelle Instanz ausgeführt werden, die sich dabei in der Simulation identisch zum realen Verhalten auf dem Zielsystem verhält. Diese virtuelle Instanz des Automatisierungssystems interagiert mit der Simulationsumgebung durch den zyklischen Austausch von Mess- und Sollwerten, die dann in den jeweiligen Systemen verarbeitet werden

und somit die Simulation des Automatisierungssystems in einer dynamischen Umgebung ermöglichen.

Der Ablauf bzw. die Interaktion zwischen überlagerter Simulationsumgebung und virtueller Instanz des Automatisierungssystems ist in Abbildung 3.7 dargestellt.

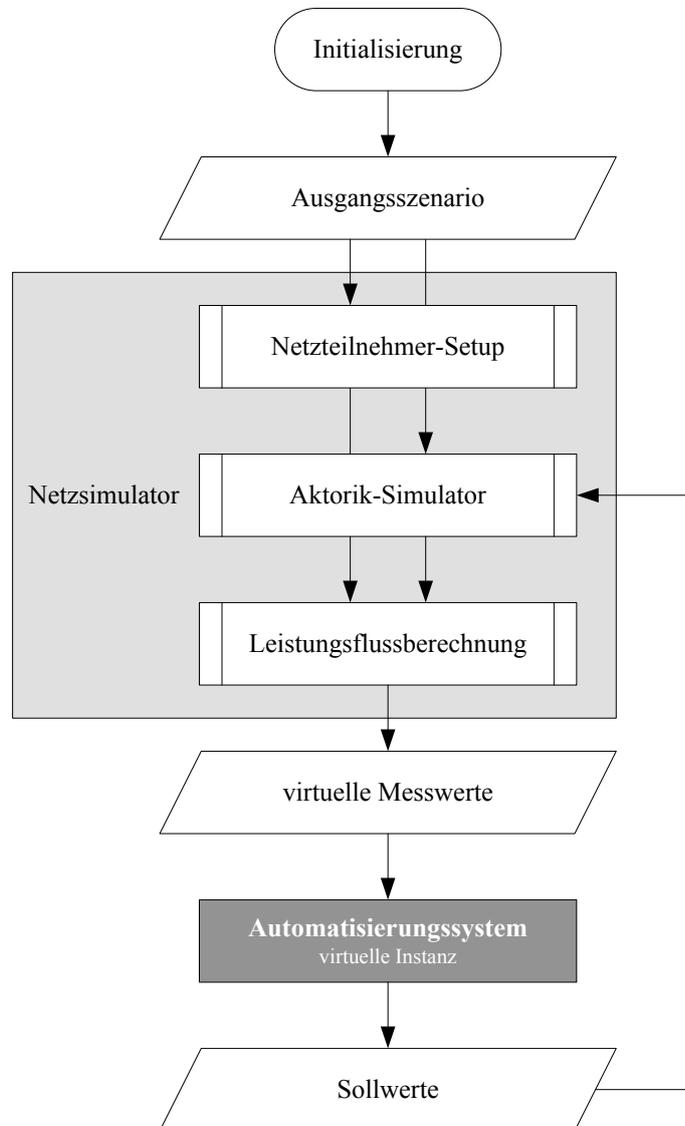


Abbildung 3.7: Architektur der Simulationsumgebung und Interaktion mit dem Automatisierungssystem

Um Messwerte an die virtuelle Instanz des Automatisierungssystems übergeben zu können, müssen die aktuellen Leistungsflussgrößen des Netzsimulators an den Netzknoten und Netzzweigen exportiert werden, an denen in der Systemprojektierung Sensoren positioniert sind. Diese virtuellen Messwerte der Simulationsumgebung werden dann als Prozessdaten an die virtuelle Instanz übergeben. Das Automatisierungssystem führt die in Abschnitt 3.3 dargestellten Prozessabläufe für die beiden realisierten Regelungsstrategien aus und gibt nach einem Zyklusdurchlauf eventuell berechnete Sollwerte aus, die in der überlagerten Simulationsumgebung entsprechend umgesetzt werden, so dass beispielsweise ein regelbarer

Ortsnetztransformator angesteuert wird oder die Blindleistung bzw. Wirkleistung eines Netzteilnehmers beeinflusst wird. Durch eine erneute Leistungsflussberechnung im Netzsimulator der überlagerten Simulationsumgebung können die dann veränderten virtuellen Messwerte für einen erneuten Prozessdurchlauf des Automatisierungssystems exportiert werden. Im zyklischen Ablauf kann so das Echtzeitverhalten des Systems abgebildet werden.

Für die Verifikation der Regelungsstrategien sollte im ersten Schritt nur das Regelungsmodul des dezentralen Automatisierungssystems unabhängig von der Estimationsqualität der Netzzustandsidentifikation getestet werden. Aus diesem Grund wurden die im Folgenden dargestellten Testnetze für die Simulation so projiziert, dass jeder Netzteilnehmer und die Ortsnetzstationen mit Sensoren ausgerüstet werden. Somit steht der Netzzustandsidentifikation ein vollständiger, exakter Eingangsdatensatz zur Verfügung und die Ersatzwertbildung, deren Estimationsqualität bereits in [Neu_13] analysiert wurde, wird nicht durchgeführt.

Um einen möglichst realitätsnahen, dynamischen Netzbetrieb nachzubilden, sind spezifische und zeitlich variable Verbrauchs- und Erzeugungsprofile für jeden Netzteilnehmer erforderlich. Damit eignen sich einerseits fest vorgegebene, statische Lastprofile wie beispielsweise die BDEW-Standardlastprofile nicht für die Simulation, da diese Profile nur für eine kumulierte Netzteilnehmeranzahl gültig sind. Eine vollständig dynamische, stochastische Simulation des Verbrauchs- und Einspeiseverhaltens einzelner Netzteilnehmer eignet sich andererseits zwar für Funktionstests der Netzzustandsidentifikation [NOZ_12a], [NOZ_12b], [Neu_13], zur Verifikation der Regelungsstrategien sind derartige stochastische Szenarien jedoch nur bedingt geeignet, da eine wiederkehrende Simulation mit identischen Eingangsparametern nicht möglich ist. Auf Basis dieser Überlegungen werden für die Tests des Regelungsmoduls daher verschiedene definierte Ausgangsszenarien zu Beginn der einzelnen Simulationsdurchläufe genutzt, um gezielt Grenzwertverletzungen zu erzeugen, die durch das Automatisierungssystem ausgegeregelt werden müssen (vgl. Abschnitt 3.4.3).

Die Regelungseingriffe des Automatisierungssystems werden ebenso wie die Interaktion mit der Simulationsumgebung protokolliert. Durch die Erstellung der Ausgangsszenarien ist im Voraus bekannt, welche Regelungseingriffe die jeweiligen Grenzwertverletzungen am effektivsten beheben. Durch Analyse der berechneten Sollwerte und Vergleich mit den zu erwartenden Sollwerten können dann im Nachgang die einzelnen Regelungsschritte und folglich der gesamte Regelungsprozess verifiziert werden.

3.4.2 Aufbau und Struktur der Testnetze

Für die Verifikation der Regelungsstrategien wurde das Laufzeitverhalten in mehreren Testnetzen mit Hilfe der Simulationsumgebung und definierten Testszenarien analysiert. Dazu kamen sowohl vereinfachte, mit bestimmten Eigenschaften versehene synthetische Testnetze als auch real existierende Niederspannungsnetze mehrerer Netzbetreiber zum Einsatz. Im

Folgenden werden Aufbau und Struktur von zwei ausgewählten Testnetzen vorgestellt. Testnetz 1 ist ein synthetisches Testnetz, Testnetz 2 basiert auf einem real existierenden Niederspannungsnetz eines regionalen Verteilungsnetzbetreibers in Deutschland.

Testnetz 1

Der Fokus bei den Tests mit dem synthetischen Netz lag nicht auf der Darstellung eines möglichst realistischen Netzbetriebs, sondern auf der Abbildung einer möglichst großen Anzahl unterschiedlicher Testszenarien mit erheblichen Auswirkungen auf das Netz. Dazu werden in diesem Netz Leitungen mit unterdurchschnittlicher Übertragungskapazität genutzt, da somit Grenzwertverletzungen schneller und mit höheren Auswirkungen auftreten. Die Topologie des synthetischen Testnetzes ist in Abbildung 3.8 dargestellt.

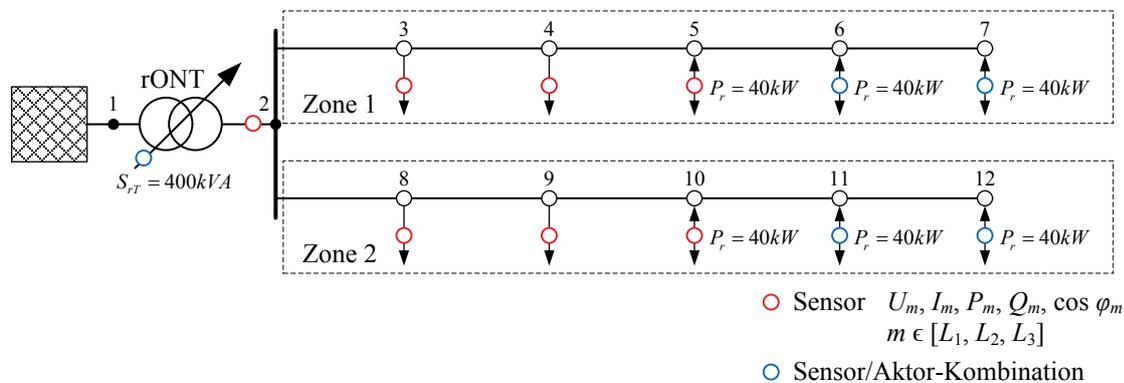


Abbildung 3.8: Testnetz 1 – Topologie

Das Netz verfügt über zwei Netzstränge, die von der Transformator-Sammelschiene abgehen, und ist ein hybrides Netz mit Freileitungs- und Kabelanteil. In Netzstrang 1 (Zone 1) wird ein Niederspannungskabel genutzt, in Netzstrang 2 (Zone 2) kommt eine Freileitung zum Einsatz. Alle Leitungsabschnitte haben eine Länge von $l=100m$. Durch die geringen Leitungsquerschnitte treten Spannungsbandverletzungen und Betriebsmittelüberlastungen bereits bei kleineren Leistungen auf. Insgesamt sind zehn Netzteilnehmer an das Netz angeschlossen, jeweils fünf Netzteilnehmer pro Netzstrang. Darüber hinaus stehen fünf Aktoren zur Verfügung, ein regelbarer Ortsnetztransformator sowie vier steuerbare dezentrale Erzeugungsanlagen, die gemäß den Vorgaben in Abschnitt 2.9 positioniert wurden. Die wesentlichen Parameter und Kennzahlen des Netzes sowie der Aktoren sind im Anhang in Abschnitt 8.2 aufgelistet.

Testnetz 2

Das Testnetz 2 repräsentiert ein Niederspannungsnetz in einer ländlichen Umgebung. Netzteilnehmer sind sowohl normale Wohnhäuser als auch landwirtschaftliche Betriebe, die über dezentrale Erzeugungsanlagen verfügen. Gegenüber dem realen Niederspannungsnetz wurden zusätzliche dezentrale Erzeugungsanlagen hinzugefügt bzw. die installierte Leistung

bestehender Anlagen angehoben, um einen Zubau regenerativer Einspeiser zu simulieren und eine höhere Auslastung des Netzes zu erreichen. Abbildung 3.9 zeigt die Topologie des Netzes und die Positionen von dezentralen Erzeugungsanlagen.

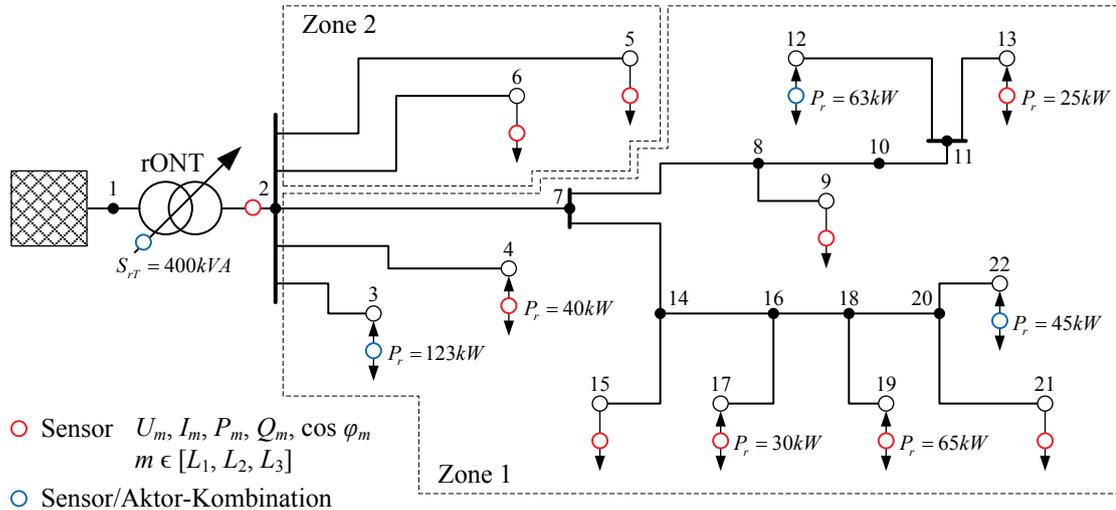


Abbildung 3.9: Testnetz 2 – Topologie

Auch das zweite Testnetz ist ein hybrides Netz mit Freileitungs- und Kabelabschnitten. Insgesamt stehen vier Aktoren zur Verfügung, ein regelbarer Ortsnetztransformator sowie drei steuerbare dezentrale Erzeugungsanlagen, die gemäß den Vorgaben in Abschnitt 2.9 positioniert wurden. Weitere Parameter des Netzes und der Aktoren finden sich in Abschnitt 8.2 im Anhang.

3.4.3 Test des dezentralen Automatisierungssystems in der Simulationsumgebung

Für den Test des dezentralen Automatisierungssystems in der Simulationsumgebung ist die Reproduzierbarkeit der Ausgangssituationen von hoher Bedeutung, um den Prozessablauf der einzelnen Regelungsstrategien unter identischen Voraussetzungen darzustellen sowie einen Vergleich beider Strategien zu ermöglichen. Grundsätzlich sind durch die Simulationsumgebung beliebige Testszenarien möglich, das Automatisierungssystem wurde so entwickelt, dass sowohl Spannungsbandverletzungen an der oberen Grenze als auch an der unteren Grenze ausgeregelt werden können. Um eine übersichtliche Darstellung zu ermöglichen, werden an dieser Stelle drei Testszenarien vorgestellt, deren Fokus auf den aktuell weitaus häufiger auftretenden Spannungsbandverletzungen an der oberen Grenze sowie auf Betriebsmittelüberlastungen liegt. Die Szenarien verursachen als Ausgangssituation für den Simulationsdurchlauf entsprechende Grenzwertverletzungen im Netz, die durch die Netzzustandsidentifikation erkannt und von der Regelung ausgeregelt werden müssen. Als Ausgangssituation für die Aktoren wird immer eine Standardsollwertvorgabe hergestellt, d.h. der Stufenschalter des regelbaren Ortsnetztransformators steht in Neutralstellung $s_{OLTC}^* = 0$, alle Netzteilnehmer haben die Freigabe zur Einspeisung der vollen Bemessungsleistung $P = P_r$ und

sind auf $\cos\varphi^* = 1$ geregelt. In einem vierten Testszenario wird der Rückstufungsprozess für Aktoren dargestellt.

Für alle folgenden Ergebnisse gilt, dass der erste Regelungszyklus die erstmalige Erkennung des kritischen Netzzustands umfasst, wobei keine Beobachtungszeit vorgegeben ist ($t_{observe} = 0$). Innerhalb des ersten Regelungszyklus werden dann der erste Regelungsbefehl im Fall der direkten Regelungsstrategie bzw. mehrere Regelungsbefehle im Fall der optimierten Regelungsstrategie berechnet, so dass zu Beginn des zweiten Regelungszyklus die Auswirkungen des ersten Zyklus auf den Netzzustand sichtbar sind. Zunächst wird das erste Testszenario an Testnetz 1 und Testnetz 2 dargestellt, danach folgen das zweite, dritte und vierte Testszenario, jeweils dargestellt für beide Testnetze. Im vierten Testszenario wird die Hysterese-Zeit nicht berücksichtigt ($t_{hyst} = 0$), so dass der erste Regelungszyklus die Erkennung des unkritischen Netzzustands umfasst und die Rücksetzanforderung unmittelbar ausgeführt wird.

Szenario 1: niedrige Verbraucherlast, hohe dezentrale Einspeisung

In Testszenario 1 wird ein grundsätzlich geringer, konstanter Verbrauch von $S = 2kVA$ mit $\cos\varphi = 0,98_{ind}$ für alle Netzteilnehmer ohne dezentrale Erzeugungsanlage angesetzt. Für alle Netzteilnehmer mit dezentraler Erzeugungsanlage gilt ein Gleichzeitigkeitsfaktor von $g_{PV} = 1$ und die dezentralen Erzeugungsanlagen speisen $P = 0,9 \cdot P_r$ der jeweiligen Anlagen-Bemessungsleistung bei $\cos\varphi^* = 1$ in das Netz ein. Das Szenario dient zur Simulation von Spannungsbandverletzungen an der oberen Grenze, die Betriebsmittelauslastung ist für dieses Szenario nicht relevant.

Testnetz 1, Szenario 1

Bedingt durch die hohe dezentrale Einspeisung entsteht eine Spannungsbandverletzung an der oberen Grenze an den Netzknoten 6, 7, 11 und 12. Gemäß dem dreistufigen Regelungsmodell und der direkten Regelungsstrategie wird zunächst der Stufenschalter des regelbaren Ortsnetztransformators aus der Neutralstellung 0 heraus um eine Stufe heruntergestuft ($s_{OLTC}^* = -1 \hat{=} \Delta U = -0,02 \cdot U_n$). Damit sind die Grenzwertverletzungen an den Knoten 6 und 7 bereits behoben, bestehen jedoch weiterhin an Knoten 11 und 12. Da die Regelbereichsgrenze des Stufenschalters erreicht wurde, muss im nächsten Regelungszyklus eine Blindleistungsregelung an Knoten 12 auf $\cos\varphi_{12}^* = 0,95_{ind}$ genutzt werden, wobei auch bei diesem Netzteilnehmer dann die Blindleistungsregelbereichsgrenze erreicht wird. Abschließend wird eine Blindleistungsregelung an Netzknoten 11 auf $\cos\varphi_{11}^* = 0,95_{ind}$ durchgeführt und die Grenzwertverletzung damit nach 3 Regelungszyklen ausgeregelt. Abbildung 3.10 zeigt die Abweichung der Netzspannung von der Nennspannung U_n an allen Netzknoten für die durchgeführten Regelungszyklen, Tabelle 3.1 listet die relevanten Sollwert-Vorgaben der einzelnen Regelungszyklen auf, alle sonstigen Sollwerte bleiben unverändert.

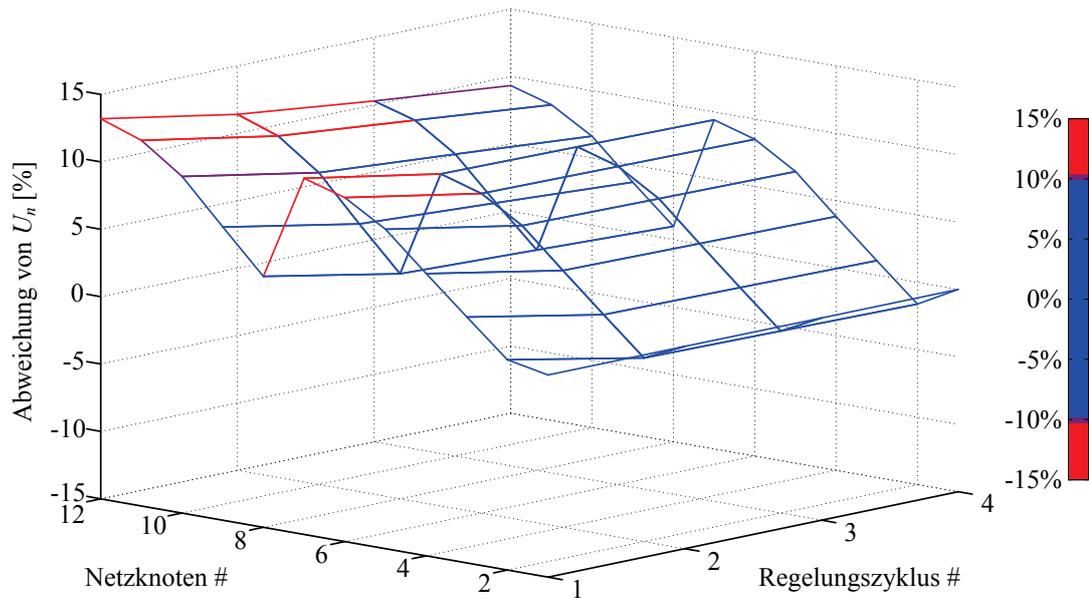


Abbildung 3.10: Ausregelungsvorgang Testnetz 1, Szenario 1, direkte Regelungsstrategie

Tabelle 3.1: Sollwert-Vorgaben Testnetz 1, Szenario 1, direkte Regelungsstrategie

Zyklus #	Sollwert-Vorgabe vor Regelung	Sollwert-Vorgabe nach Regelung
1	$s_{OLTC}^* = 0 \hat{=} \Delta U = 0$	$s_{OLTC}^* = -1 \hat{=} \Delta U = -0,02 \cdot U_n$
2	$P_{12}^* = P_{12,r}, \cos \varphi_{12}^* = 1$	$P_{12}^* = P_{12,r}, \cos \varphi_{12}^* = 0,95_{ind}$
3	$P_{11}^* = P_{11,r}, \cos \varphi_{11}^* = 1$	$P_{11}^* = P_{11,r}, \cos \varphi_{11}^* = 0,95_{ind}$

Zu beachten ist auch, dass die Blindleistungsregelung in Zone 2 in diesem Beispiel nur einen sehr geringen Einfluss auf das Spannungsniveau in Zone 1 hat.

Zur Bewertung der Ausregelzeit werden im Folgenden entsprechend der in Abschnitt 2.8 dargestellten Überlegungen auf Basis von Erfahrungswerten die Berechnungszeiten für die Netzzustandsidentifikation mit $t_{GSI} = 1s$, für die Netzzustandsanalyse mit $t_{GSA} = 0,5s$ und für den Regelungsprozess mit $t_{ctrl} = 0,5s$ angenommen, wobei diese Annahme eine Vereinfachung darstellt. Das Aufrufintervall ist $t_{cycle} = 10s$, die Zeit zur Umsetzung der Sollwert-Vorgaben durch die Aktoren wird nicht betrachtet. Damit ist gemäß Gleichung (2.62) die Ausregelzeit in diesem Szenario näherungsweise $t_{ct,direct} = 22s$.

Für die optimierte Regelungsstrategie ergibt sich in diesem Szenario ein identisches Ergebnis hinsichtlich der berechneten Regelungsbefehle, jedoch bereits nach einem Regelungszyklus, wie in Abbildung 3.11 dargestellt wird. Intern wurden 3 Iterationsschritte durchlaufen. Unter den gleichen Annahmen für die Berechnungszeiten der einzelnen Prozessschritte ergibt sich die Ausregelzeit im Fall der optimierten Regelungsstrategie entsprechend Gleichung (2.64) zu ca. $t_{ct,opt} = 7,5s$.

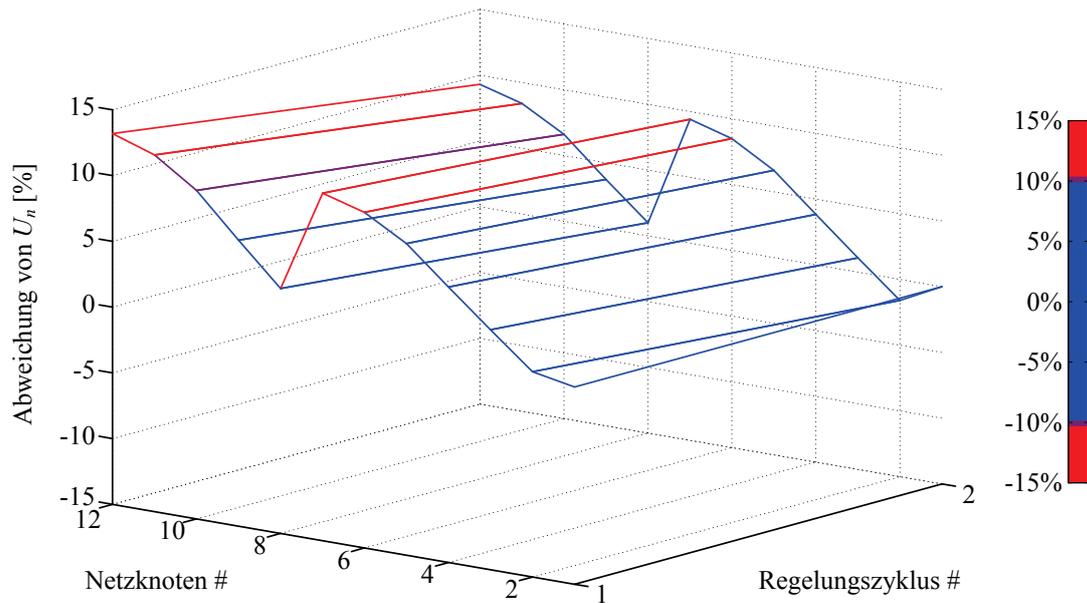


Abbildung 3.11: Ausregelungsvorgang Testnetz 1, Szenario 1, optimierte Regelungsstrategie

Tabelle 3.2: Sollwert-Vorgaben Testnetz 1, Szenario 1, optimierte Regelungsstrategie

Zyklus #	Sollwert-Vorgabe vor Regelung	Sollwert-Vorgabe nach Regelung
1	$s_{OLTC}^* = 0 \hat{=} \Delta U = 0$	$s_{OLTC}^* = -1 \hat{=} \Delta U = -0,02 \cdot U_n$
	$P_{12}^* = P_{12,r}, \cos \varphi_{12}^* = 1$	$P_{12}^* = P_{12,r}, \cos \varphi_{12}^* = 0,95_{ind}$
	$P_{11}^* = P_{11,r}, \cos \varphi_{11}^* = 1$	$P_{11}^* = P_{11,r}, \cos \varphi_{11}^* = 0,95_{ind}$

Testnetz 2, Szenario 1

Die hohe Einspeiseleistung verursacht eine Grenzwertverletzung an der oberen Grenze an den Netzknoten 11-13 und 16-22. Die Ansteuerung des Stufenschalters des regelbaren Ortsnetztransformators aus der Neutralstellung 0 heraus um eine Stufe herunter ($s_{OLTC}^* = -1 \hat{=} \Delta U = -0,02 \cdot U_n$) behebt die Grenzwertverletzungen an den Knoten 11, 13 und 16. Die jetzt vorliegende höchste Grenzwertverletzung besteht an Knoten 22, so dass zunächst eine Blindleistungsregelung an den Knoten 22 und 12 auf $\cos \varphi^* = 0,95_{ind}$ erfolgt. Da der Blindleistungsregelbereich ausgereizt ist, erfolgt abschließend eine Wirkleistungsreduzierung an Knoten 22 von $P_{22}^* = P_{22,r}$ (real $P_{22} = 0,9 \cdot P_{22,r}$) auf $P_{22}^* = 0,6 \cdot P_{22,r}$, so dass alle Grenzwertverletzungen nach 4 Regelungszyklen behoben sind. Abbildung 3.12 zeigt den Regelungsprozess für die direkte Regelungsstrategie, die einzelnen Sollwerte sind in Tabelle 3.3 gelistet.

In diesem Netz hat die Blindleistungsregelung an Netzknoten 12 einen, wenn auch geringfügigen, positiven Einfluss auf das Spannungsniveau am kritischsten Netzknoten 22, so dass der entsprechende Aktor an Netzknoten 12 auch für den Ausregelungsprozess genutzt werden kann, obwohl er an einem anderen Abzweig im Netz angeschlossen ist.

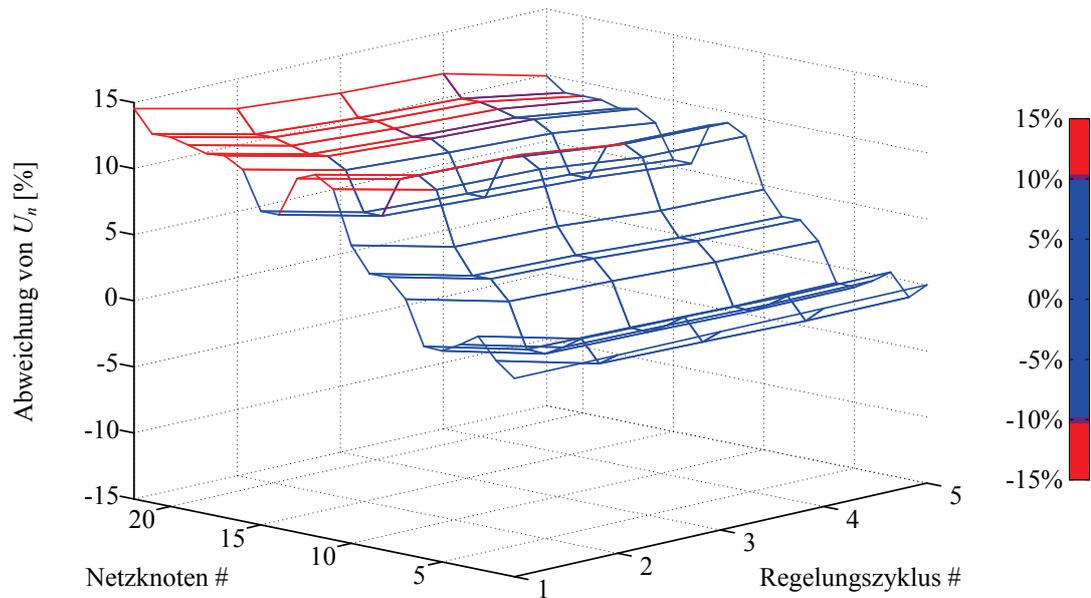


Abbildung 3.12: Ausregelungsvorgang Testnetz 2, Szenario 1, direkte Regelungsstrategie

Tabelle 3.3: Sollwert-Vorgaben Testnetz 2, Szenario 1, direkte Regelungsstrategie

Zyklus #	Sollwert-Vorgabe vor Regelung	Sollwert-Vorgabe nach Regelung
1	$s_{OLTC}^* = 0 \hat{=} \Delta U = 0$	$s_{OLTC}^* = -1 \hat{=} \Delta U = -0,02 \cdot U_n$
2	$P_{22}^* = P_{22,r}, \cos \varphi_{22}^* = 1$	$P_{22}^* = P_{22,r}, \cos \varphi_{22}^* = 0,95_{ind}$
3	$P_{12}^* = P_{12,r}, \cos \varphi_{12}^* = 1$	$P_{12}^* = P_{12,r}, \cos \varphi_{12}^* = 0,95_{ind}$
4	$P_{22}^* = P_{22,r}, \cos \varphi_{22}^* = 0,95_{ind}$	$P_{22}^* = 0,6 \cdot P_{22,r}, \cos \varphi_{22}^* = 0,95_{ind}$

Die optimierte Regelungsstrategie führt zur identischen Sollwert-Vorgabe.

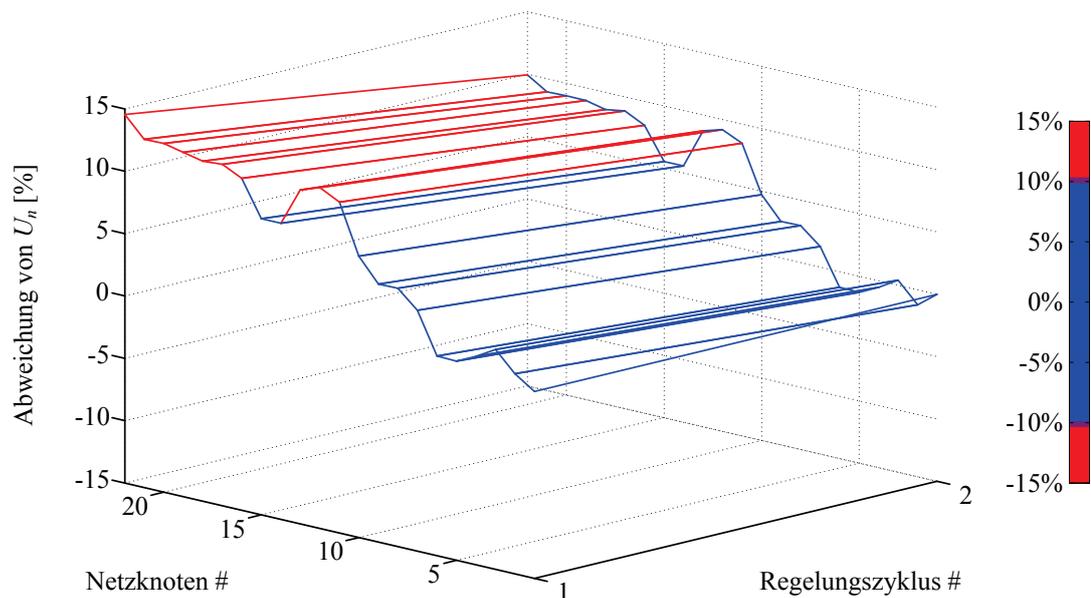


Abbildung 3.13: Ausregelungsvorgang Testnetz 2, Szenario 1, optimierte Regelungsstrategie

Tabelle 3.4: Sollwert-Vorgaben Testnetz 2, Szenario 1, optimierte Regelungsstrategie

Zyklus #	Sollwert-Vorgabe vor Regelung	Sollwert-Vorgabe nach Regelung
1	$s_{OLTC}^* = 0 \hat{=} \Delta U = 0$	$s_{OLTC}^* = -1 \hat{=} \Delta U = -0,02 \cdot U_n$
	$P_{12}^* = P_{12,r}, \cos \varphi_{12}^* = 1$	$P_{12}^* = P_{12,r}, \cos \varphi_{12}^* = 0,95_{ind}$
	$P_{22}^* = P_{22,r}, \cos \varphi_{22}^* = 1$	$P_{22}^* = 0,6 \cdot P_{22,r}, \cos \varphi_{22}^* = 0,95_{ind}$

Intern wurden 4 Iterationsschritte durchlaufen. Die Ausregelzeiten ergeben sich damit im Vergleich zu ca. $t_{ct,direct} = 32s$ bzw. ca. $t_{ct,opt} = 9,5s$.

Szenario 2: maximale Netzlast (hohe Verbraucherlast, hohe dezentrale Einspeisung)

In Testszenario 2 wird eine maximale Netzlast simuliert. Alle Netzteilnehmer ohne dezentrale Erzeugungsanlage beziehen eine hohe Verbrauchsleistung von $S = 25kVA$ bei $\cos \varphi = 0,95_{ind}$. Für alle Netzteilnehmer mit dezentraler Erzeugungsanlage gilt ein Gleichzeitigkeitsfaktor von $g_{PV} = 1$, die dezentralen Erzeugungsanlagen speisen $P = 0,9 \cdot P_r$ der jeweiligen Anlagen-Bemessungsleistung in das Netz ein. Damit wird ein maximaler Leistungsfluss in den einzelnen Netzsträngen simuliert, die zu einer Betriebsmittelüberlastung einzelner Leitungsabschnitte führen. Da bedingt durch die hohe dezentrale Einspeisung auch eine Spannungsbandverletzung auftritt, die Überlastung jedoch nur durch eine Wirkleistungsreduzierung behoben werden kann, müssen die erste und zweite Stufe des Regelungsmodells übersprungen werden.

Testnetz 1, Szenario 2

Das Belastungsszenario 2 verursacht in Testnetz 1 eine Überlastung von ca. 20% in den Netzzweigen 4-5 (zwischen Knoten 4 und 5) sowie 9-10 (zwischen Knoten 9 und 10). Die Überlastung kann nur durch eine Wirkleistungsreduzierung der dezentralen Erzeugungsanlagen behoben werden. Die direkte Regelungsstrategie berechnet eine Leistungsreduzierung für den Akteur an Netzknoten 6 auf zunächst $P_6^* = 0,6 \cdot P_{6,r}$, da die höchste Überlastung auf Netzzweig 4-5 auftritt. Anschließend erfolgt eine Sollwert-Vorgabe für den Akteur an Knoten 11 auf $P_{11}^* = 0,6 \cdot P_{11,r}$, da die höchste Überlastung auf Netzzweig 9-10 auftritt. Da die Überlastungen auf beiden Netzzweigen zwar reduziert, jedoch noch nicht behoben wurden, erfolgen weitere Sollwert-Vorgaben auf $P_6^* = 0,3 \cdot P_{6,r}$ und $P_{11}^* = 0,3 \cdot P_{11,r}$, so dass schließlich alle Überlastungen vollständig ausgeregelt sind. Insgesamt wird die Überlastsituation nach 4 Regelungszyklen ausgeregelt. Abbildung 3.14 zeigt den Regelungsprozess für die direkte Regelungsstrategie, Tabelle 3.5 listet die berechneten Sollwert-Vorgaben auf. Die Ausregelzeit ergibt sich zu ca. $t_{ct,direct} = 32s$.

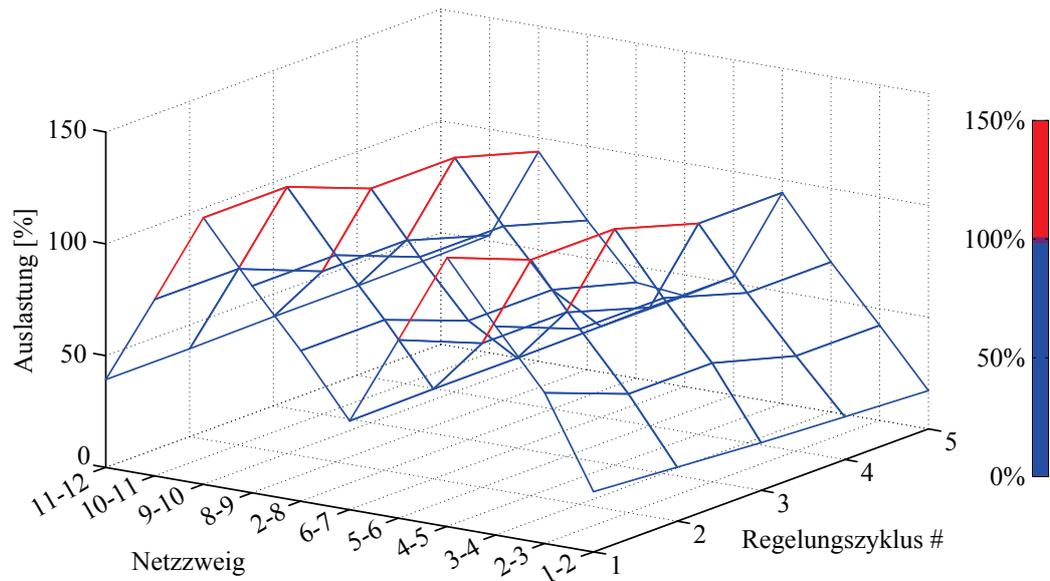


Abbildung 3.14: Ausregelungsvorgang Testnetz 1, Szenario 2, direkte Regelungsstrategie

Tabelle 3.5: Sollwert-Vorgaben Testnetz 1, Szenario 2, direkte Regelungsstrategie

Zyklus #	Sollwert-Vorgabe vor Regelung	Sollwert-Vorgabe nach Regelung
1	$P_6^* = P_{6,r}, \cos \varphi_6^* = 1$	$P_6^* = 0,6 \cdot P_{6,r}, \cos \varphi_6^* = 1$
2	$P_{11}^* = P_{11,r}, \cos \varphi_{11}^* = 1$	$P_{11}^* = 0,6 \cdot P_{11,r}, \cos \varphi_{11}^* = 1$
3	$P_6^* = 0,6 \cdot P_{6,r}, \cos \varphi_6^* = 1$	$P_6^* = 0,3 \cdot P_{6,r}, \cos \varphi_6^* = 1$
4	$P_{11}^* = 0,6 \cdot P_{11,r}, \cos \varphi_{11}^* = 1$	$P_{11}^* = 0,3 \cdot P_{11,r}, \cos \varphi_{11}^* = 1$

Der Regelungsprozess für die optimierte Regelungsstrategie ist in Abbildung 3.15, die Sollwert-Vorgaben sind in Tabelle 3.6 dargestellt.

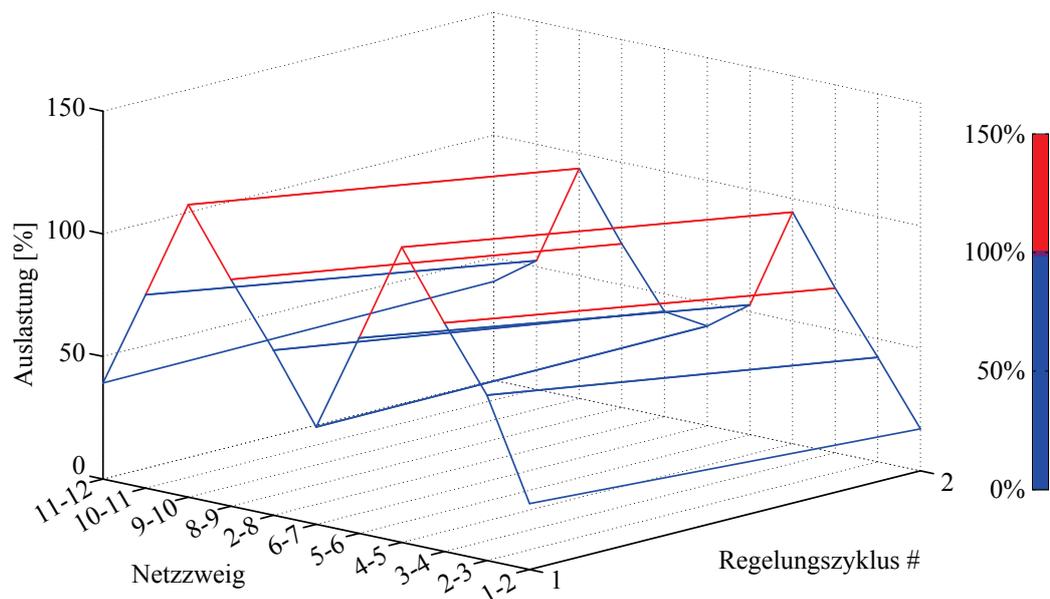


Abbildung 3.15: Ausregelungsvorgang Testnetz 1, Szenario 2, optimierte Regelungsstrategie

Tabelle 3.6: Sollwert-Vorgaben Testnetz 1, Szenario 2, optimierte Regelungsstrategie

Zyklus #	Sollwert-Vorgabe vor Regelung	Sollwert-Vorgabe nach Regelung
1	$P_6^* = P_{6,r}, \cos \varphi_6^* = 1$	$P_6^* = 0,3 \cdot P_{6,r}, \cos \varphi_6^* = 1$
	$P_{11}^* = P_{11,r}, \cos \varphi_{11}^* = 1$	$P_{11}^* = 0,3 \cdot P_{11,r}, \cos \varphi_{11}^* = 1$

Auch in diesem Szenario wird durch die optimierte Regelungsstrategie die Ausregelung der Überlastungssituation bereits innerhalb eines Regelungszyklus mit den identischen Sollwerten berechnet. Es wurden 4 interne Iterationsschritte benötigt, d.h. die Ausregelzeit beträgt ca. $t_{ct,opt} = 9,5s$.

An diesem Beispiel zeigt sich deutlich der Vorteil der optimierten Regelungsstrategie hinsichtlich des Ausregelungsvorgangs, da mehrere Aktoren gleichzeitig angesteuert werden können und somit voneinander unabhängige Grenzwertverletzungen innerhalb eines Zyklus behoben werden können.

Testnetz 2, Szenario 2

In Testnetz 2 führt die vorliegende Belastungssituation zu einer Überlastung des Netzzweigs 20-22 von ca. 6% durch die eingespeiste Leistung an Netzknoten 22. Eine Wirkleistungsreduzierung auf $P_{22}^* = 0,6 \cdot P_{22,r}$ behebt die Überlastsituation bereits nach einem Regelungszyklus, die Ausregelzeit ergibt sich damit zu ca. $t_{ct,direct} = 2s$.

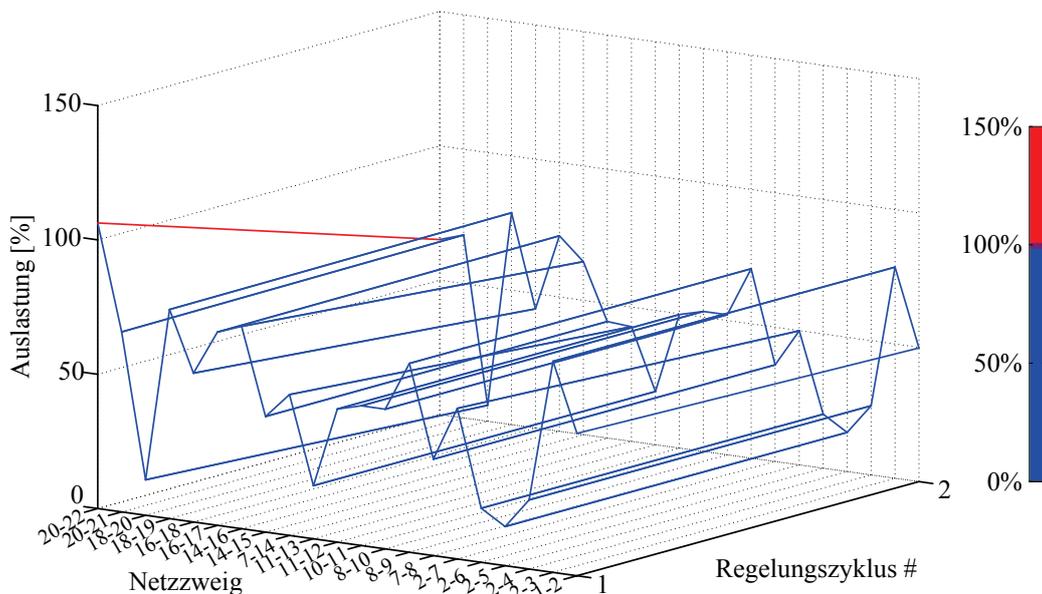
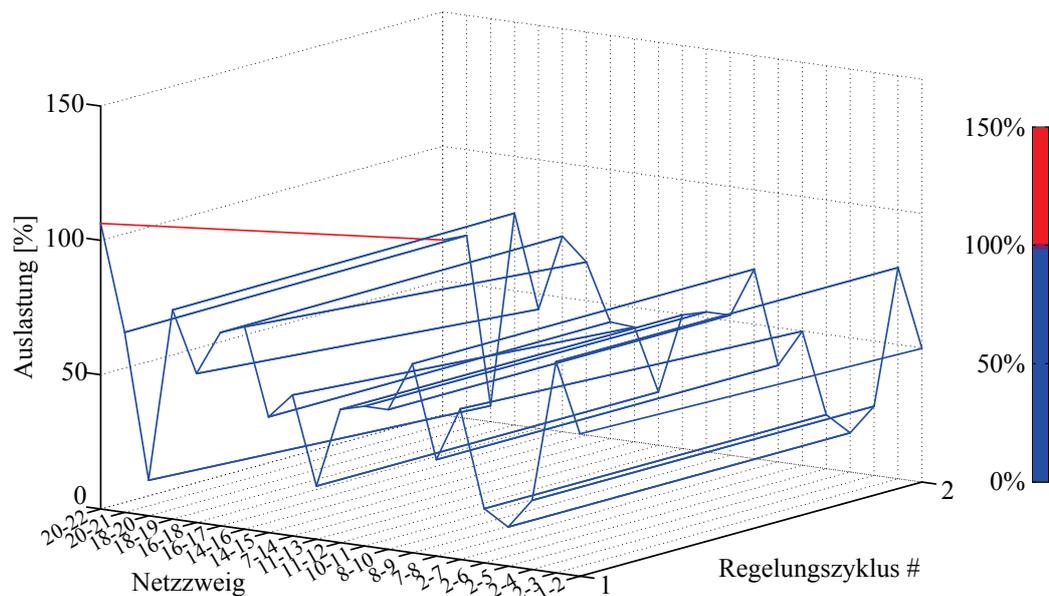
**Abbildung 3.16:** Ausregelungsvorgang Testnetz 2, Szenario 2, direkte Regelungsstrategie

Tabelle 3.7: Sollwert-Vorgaben Testnetz 2, Szenario 2, direkte Regelungsstrategie

Zyklus #	Sollwert-Vorgabe vor Regelung	Sollwert-Vorgabe nach Regelung
1	$P_{22}^* = P_{22,r}, \cos \varphi_{22}^* = 1$	$P_{22}^* = 0,6 \cdot P_{22,r}, \cos \varphi_{22}^* = 1$

Die optimierte Regelungsstrategie führt zum identischen Regelungsbefehl innerhalb eines Zyklus ($t_{ct,opt} = 3,5s$). In diesem Fall regelt die direkte Regelungsstrategie die Grenzwertverletzung bedingt durch die fehlende Verifikationsphase minimal schneller aus.

**Abbildung 3.17:** Ausregelungsvorgang Testnetz 2, Szenario 2, optimierte Regelungsstrategie**Tabelle 3.8:** Sollwert-Vorgaben Testnetz 2, Szenario 2, optimierte Regelungsstrategie

Zyklus #	Sollwert-Vorgabe vor Regelung	Sollwert-Vorgabe nach Regelung
1	$P_{22}^* = P_{22,r}, \cos \varphi_{22}^* = 1$	$P_{22}^* = 0,6 \cdot P_{22,r}, \cos \varphi_{22}^* = 1$

Szenario 3: ungleichmäßige Netzlast

Das Testszenario 3 wurde zur Auslösung gegensätzlicher Regelungsanforderungen erstellt. In Zone 1 der Testnetze beziehen die Netzteilnehmer ohne dezentrale Erzeugungsanlage eine geringe Verbraucherleistung von $S = 2kVA$ bei $\cos \varphi = 0,98_{ind}$, gleichzeitig ist der Einspeisefaktor der dezentralen Erzeugungsanlagen mit $P = 0,9 \cdot P_r$ ($g_{PV} = 1$) in Zone 1 sehr hoch. Demgegenüber beziehen alle Netzteilnehmer in Zone 2 eine hohe Verbraucherleistung von $S = 17kVA$ bei $\cos \varphi = 0,95_{ind}$ in Testnetz 1 respektive an Netzknoten 5 $S_5 = 200kVA$ bei $\cos \varphi = 0,9_{ind}$ (motorischer Hochleistungsverbraucher) in Testnetz 2, die dezentralen Erzeugungsanlagen dieser Zone (sofern vorhanden) sind nicht mit dem Netz verbunden. Damit entsteht in beiden Testnetzen ein Belastungsszenario, das in Zone 1 eine

Spannungsbandverletzung im oberen Grenzbereich verursacht, in Zone 2 entsteht gleichzeitig eine Spannungsbandverletzung im unteren Grenzbereich. In diesem Szenario können die Unterschiede zwischen direkter und optimierter Regelungsstrategie gut dargestellt werden. Das Szenario erfordert zunächst ein konstantes Spannungsniveau an der Sammelschiene des Ortsnetztransformators, d.h. der regelbare Ortsnetztransformator kann in diesem Szenario eingangs nicht zur Ausregelung der Spannungsbandverletzung genutzt werden. Da keine regelbaren Verbraucher im Netz vorhanden sind und ggfs. vorhandene dezentrale Erzeugungsanlagen in Zone 2 nicht verbunden sind und damit keine kapazitive Blindleistung bereitstellen können, muss zunächst die Spannungsbandverletzung an der oberen Grenze durch die Regelung von Netzteilnehmern behoben werden, danach kann der regelbare Ortsnetztransformator genutzt werden, um die Spannungsbandverletzung an der unteren Grenze zu korrigieren. Die Betriebsmittelauslastung ist in diesem Szenario nicht relevant.

Testnetz 1, Szenario 3

Das dritte Belastungsszenario löst eine Spannungsbandverletzung gleichzeitig an der oberen und unteren Grenze aus und führt damit zu gegensätzlichen Regelungsanforderungen. Der regelbare Ortsnetztransformator kann somit zunächst nicht für den Ausregelungsprozess genutzt werden. Da in Zone 2 in diesem Szenario keine regelbaren Netzteilnehmer angeschlossen sind, kann die Grenzwertverletzung in dieser Zone nicht ausregelt werden. Da jedoch beispielsweise eine Leistungsreduzierung in Zone 1 den Netzzustand in Zone 2 negativ beeinflussen könnte, darf ein entsprechender Regelungsbefehl nur nach vorheriger Verifikation ausgegeben werden. Die direkte Regelungsstrategie kann das dargestellte Szenario daher nicht ausregeln.

Mit der optimierten Regelungsstrategie ist eine Ausregelung der Grenzwertverletzungen jedoch möglich. Zunächst wird durch Blindleistungsregelung auf $\cos \varphi^* = 0,95_{ind}$ an den Netzknoten 7 und 6 in Zone 1 die Spannungsbandverletzung an der oberen Grenze ausgeregelt. Anschließend wird durch Heraufstufung des Stufenschalters um eine Stufe ($s_{OLTC}^* = +1 \hat{=} \Delta U = +0,02 \cdot U_n$) die Spannungsbandverletzung an der unteren Grenze ausgeregelt. Da durch die Heraufstufung des Stufenschalters das zulässige Spannungsband in Zone 1 erneut überschritten wird, jedoch keine Blindleistungsregelreserve mehr vorhanden ist, erfolgt eine Wirkleistungsreduzierung an Netzknoten 7, zunächst auf $P_7^* = 0,6 \cdot P_{7,r}$, abschließend auf $P_7^* = 0,3 \cdot P_{7,r}$, so dass keine Grenzwertverletzung mehr besteht. Die in diesem Iterationsprozess berechneten Regelungsbefehle werden dann gleichzeitig an die entsprechenden Aktoren ausgegeben. Für die optimierte Regelung wurden insgesamt 6 Iterationsschritte benötigt. Die Ausregelzeit lässt sich demnach mit näherungsweise $t_{ct,opt} = 13,5s$ angeben. Abbildung 3.18 zeigt das Ergebnis des Regelungsprozesses, Tabelle 3.9 listet die tatsächlich ausgegebenen Sollwert-Vorgaben auf.

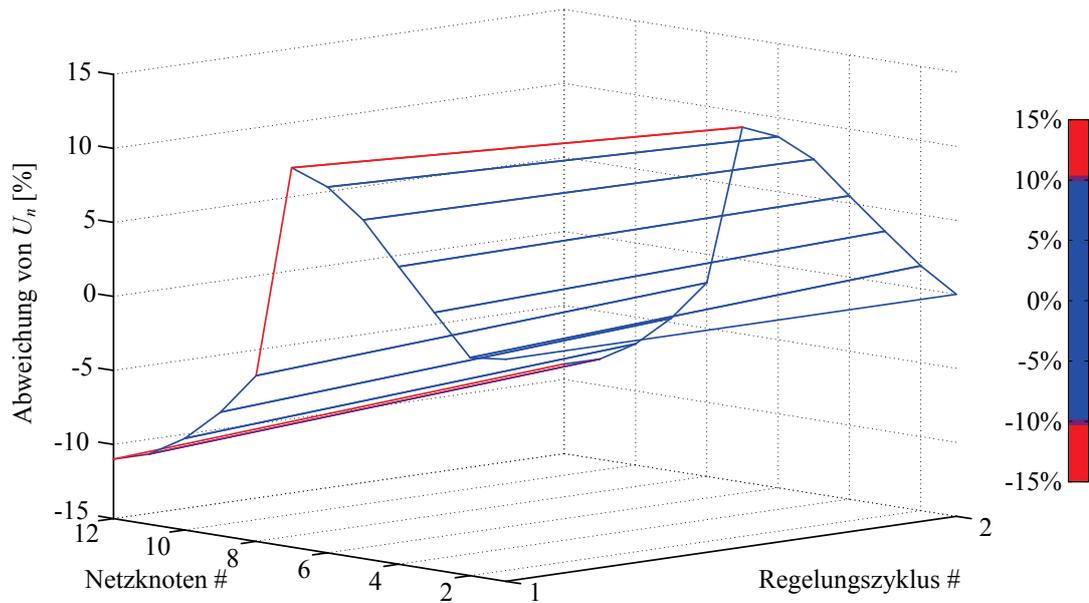


Abbildung 3.18: Ausregelungsvorgang Testnetz 1, Szenario 3, optimierte Regelungsstrategie

Tabelle 3.9: Sollwert-Vorgaben Testnetz 1, Szenario 3, optimierte Regelungsstrategie

Zyklus #	Sollwert-Vorgabe vor Regelung	Sollwert-Vorgabe nach Regelung
1	$s_{OLTC}^* = 0 \hat{=} \Delta U = 0$	$s_{OLTC}^* = +1 \hat{=} \Delta U = +0,02 \cdot U_n$
	$P_6^* = P_{6,r}, \cos \varphi_6^* = 1$	$P_6^* = P_{6,r}, \cos \varphi_6^* = 0,95_{ind}$
	$P_7^* = P_{7,r}, \cos \varphi_7^* = 1$	$P_7^* = 0,3 \cdot P_{7,r}, \cos \varphi_7^* = 0,95_{ind}$

Testnetz 2, Szenario 3

Die bereits dargestellte Einschränkung für die direkte Regelungsstrategie gilt auch für die vorliegende Belastungssituation in Testnetz 2. Da eine Blindleistungsregelung bzw. Leistungsreduzierung in Zone 1 ggfs. zu einer negativen Auswirkung auf Zone 2 führen kann, darf ohne vorherige Verifikation kein Regelungsbefehl ausgegeben werden. Die direkte Regelungsstrategie kann die Grenzwertverletzungen daher nicht ausregeln.

Durch die optimierte Regelungsstrategie wird intern zunächst durch Blindleistungsregelung auf $\cos \varphi^* = 0,95_{ind}$ an den Netzknoten 22, 12 und 3 und eine Wirkleistungsreduzierung an Netzknoten 22 auf zunächst $P_{22}^* = 0,6 \cdot P_{22,r}$ und anschließend $P_{22}^* = 0,3 \cdot P_{22,r}$ die Spannungsbandverletzung an der oberen Grenze korrigiert. Anschließend wird der Stufenschalter des Ortsnetztransformators heraufgestuft ($s_{OLTC}^* = +1 \hat{=} \Delta U = +0,02 \cdot U_n$), was die Spannungsbandverletzung an der unteren Grenze behebt, jedoch zu erneuten Grenzwertverletzungen in Zone 1 führen würde. Dies wird durch weitere Wirkleistungsreduzierung an Netzknoten 12 auf $P_{12}^* = 0,6 \cdot P_{12,r}$ und an Netzknoten 22 auf $P_{22}^* = 0 \cdot P_{22,r}$ vermieden. Nach insgesamt 9 Iterationsschritten ($t_{ct,opt} = 19,5s$) wurde die finale

Regelungslösung berechnet und die entsprechenden Sollwerte kumuliert an die Aktoren ausgegeben. Das Ergebnis ist in Abbildung 3.19 dargestellt.

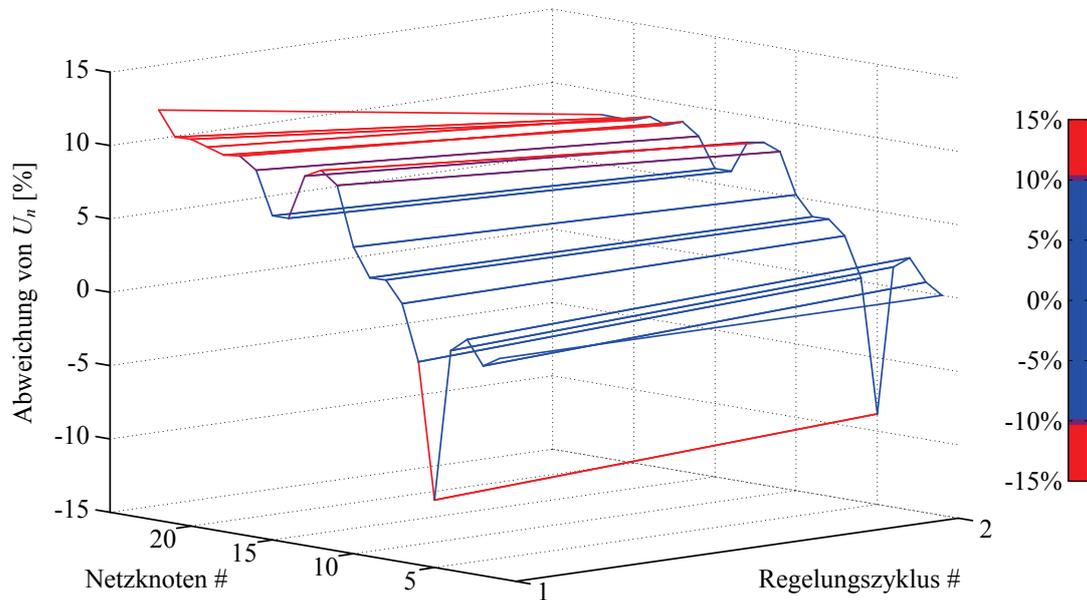


Abbildung 3.19: Ausregelungsvorgang Testnetz 2, Szenario 3, optimierte Regelungsstrategie

Tabelle 3.10: Sollwert-Vorgaben Testnetz 2, Szenario 3, optimierte Regelungsstrategie

Zyklus #	Sollwert-Vorgabe vor Regelung	Sollwert-Vorgabe nach Regelung
1	$s_{OLTC}^* = 0 \hat{=} \Delta U = 0$	$s_{OLTC}^* = +1 \hat{=} \Delta U = +0,02 \cdot U_n$
	$P_3^* = P_{3,r}, \cos \varphi_3^* = 1$	$P_3^* = P_{3,r}, \cos \varphi_3^* = 0,95_{ind}$
	$P_{12}^* = P_{12,r}, \cos \varphi_{12}^* = 1$	$P_{12}^* = 0,6 \cdot P_{12,r}, \cos \varphi_6^* = 0,95_{ind}$
	$P_{22}^* = P_{22,r}, \cos \varphi_{22}^* = 1$	$P_{22}^* = 0 \cdot P_{22,r}, \cos \varphi_{22}^* = 0,95_{ind}$

Die Ergebnisse zeigen, dass die optimierte Regelungsstrategie auch dieses Szenario zuverlässig ausregeln kann. Bei komplexeren Netzzuständen bzw. Grenzwertverletzungen steigt die Anzahl der erforderlichen Iterationsschritte jedoch deutlich an.

Szenario 4: Rücksetzanforderung

Mit Testszenario 4 soll der Rückstufungsprozess der beiden Regelungsstrategien verdeutlicht werden. Für alle Netzteilnehmer ohne dezentrale Erzeugungsanlage wird ein konstanter Verbrauch von $S = 2kVA$ mit $\cos \varphi = 0,98_{ind}$ angesetzt, für alle Netzteilnehmer mit dezentraler Erzeugungsanlage gilt ein Gleichzeitigkeitsfaktor von $g_{PV} = 1$. Die Photovoltaik-Anlagen speisen aufgrund einer verminderten Sonneneinstrahlung $P = 0,5 \cdot P_r$ der jeweiligen Anlagen-Bemessungsleistung in das Netz ein. Durch eine zuvor höhere Sonneneinstrahlung und dadurch auftretende Spannungsbandverletzungen wurden einzelne Aktoren per Sollwert-Vorgabe in der Wirkleistungseinspeisung heruntergeregelt. Diese Wirkleistungsreduzierung muss nun

rückgängig gemacht werden. Die regelbaren Ortsnetztransformatoren in beiden Testnetzen stehen im Ausgangspunkt dieses Szenarios auf der Neutralstellung 0, die Betriebsmittelauslastung ist für dieses Szenario nicht relevant.

Testnetz 1, Szenario 4

In der Ausgangssituation von Testszenario 4 sind die Sollwert-Vorgaben der Aktoren an den Netzknoten 6, 7 und 11 identisch mit den jeweiligen Standard-Sollwert-Vorgaben, d.h. die Freigabe zur Einspeisung der Bemessungsleistung $P^* = P_r$ bei $\cos \varphi^* = 1$. Die Sollwerte für den Aktor an Netzknoten 12 wurden durch eine zuvor ausgeregelte Spannungsbandverletzung mit $P_{12}^* = 0,3 \cdot P_{12,r}$ bei $\cos \varphi_{12}^* = 0,95_{ind}$ vorgegeben. Da im aktuellen Netzzustand keine Spannungsbandverletzung vorliegt, wird der Aktor an Knoten 12 auf die Standard-Sollwerte zurückgestuft. Zunächst wird die Wirkleistungsreduzierung schrittweise von $P_{12}^* = 0,3 \cdot P_{12,r}$ auf $P_{12}^* = 0,6 \cdot P_{12,r}$ und $P_{12}^* = P_{12,r}$ aufgehoben, abschließend wird die Blindleistungsbereitstellung aufgehoben. Zu beachten ist, dass sich der Netzzustand vom zweiten zum dritten Regelungszyklus nicht ändert, da die aktuelle Sonneneinstrahlung ca. $P_{12} = 0,5 \cdot P_{12,r}$ entspricht. Die Zeit bis zur Rücksetzung auf die Standard-Sollwerte lässt sich auch in diesem Fall entsprechend Gleichung (2.62) zu $t_{ct,direct} = 22s$ berechnen.

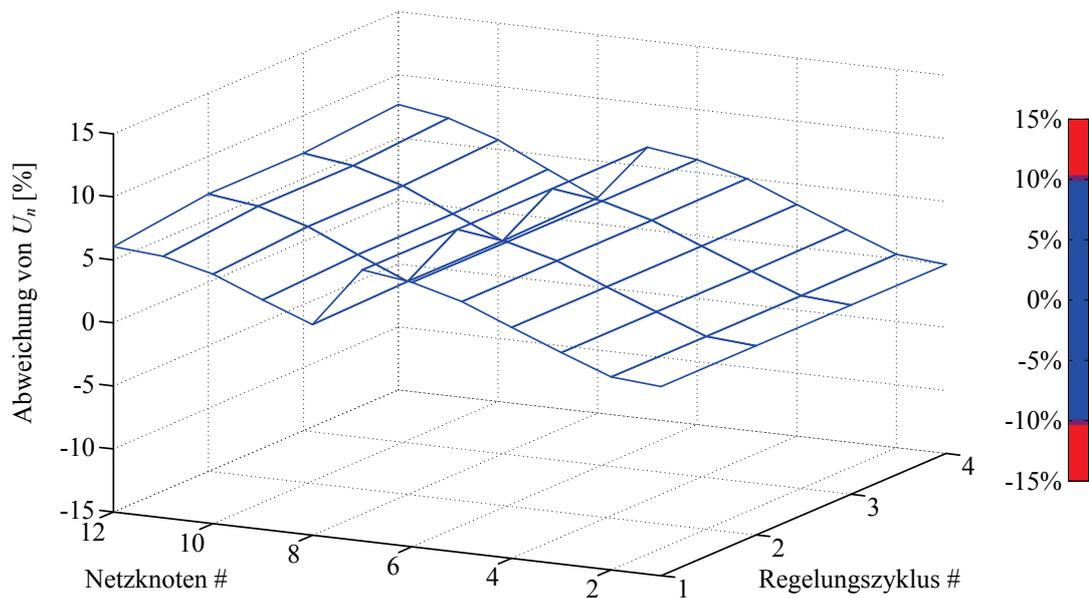


Abbildung 3.20: Rückstufungsprozess Testnetz 1, Szenario 4, direkte Regelungsstrategie

Tabelle 3.11: Sollwert-Vorgaben Testnetz 1, Szenario 4, direkte Regelungsstrategie

Zyklus #	Sollwert-Vorgabe vor Regelung	Sollwert-Vorgabe nach Regelung
1	$P_{12}^* = 0,3 \cdot P_{12,r}, \cos \varphi_{12}^* = 0,95_{ind}$	$P_{12}^* = 0,6 \cdot P_{12,r}, \cos \varphi_{12}^* = 0,95_{ind}$
2	$P_{12}^* = 0,6 \cdot P_{12,r}, \cos \varphi_{12}^* = 0,95_{ind}$	$P_{12}^* = P_{12,r}, \cos \varphi_{12}^* = 0,95_{ind}$
3	$P_{12}^* = P_{12,r}, \cos \varphi_{12}^* = 0,95_{ind}$	$P_{12}^* = P_{12,r}, \cos \varphi_{12}^* = 1$

Die optimierte Regelungsstrategie führt zu einer identischen Sollwert-Vorgabe innerhalb eines Zyklus. Jedoch wurden intern lediglich zwei Iterationen benötigt, da durch die Messung der eingespeisten Leistung an den unregulierten Photovoltaik-Anlagen an Netzknoten 5 und 10 die tatsächliche Einspeiseleistung bekannt ist. Die Rücksetzung der Wirkleistungsreduzierung erfolgt damit intern direkt von $P_{12}^* = 0,3 \cdot P_{12,r}$ auf $P_{12}^* = P_{12,r}$. Abbildung 3.21 stellt den Rückstufungsprozess für die optimierte Regelungsstrategie dar, Tabelle 3.12 listet die Sollwert-Vorgabe für den Aktor an Netzknoten 12 auf. Die Rücksetzzeit beträgt ca. $t_{ct,opt} = 5,5s$.

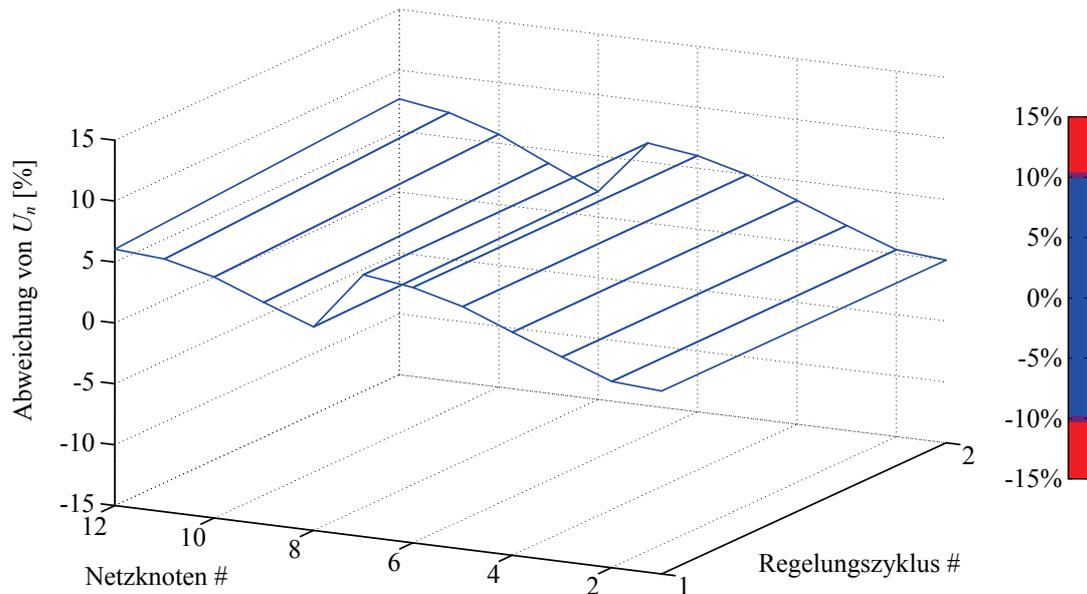


Abbildung 3.21: Rückstufungsprozess Testnetz 1, Szenario 4, optimierte Regelungsstrategie

Tabelle 3.12: Sollwert-Vorgaben Testnetz 1, Szenario 4, optimierte Regelungsstrategie

Zyklus #	Sollwert-Vorgabe vor Regelung	Sollwert-Vorgabe nach Regelung
1	$P_{12}^* = 0,3 \cdot P_{12,r}, \cos \varphi_{12}^* = 0,95_{ind}$	$P_{12}^* = P_{12,r}, \cos \varphi_{12}^* = 1$

Bedingt durch die Rückführung von Messwerten einzelner Aktoren kann die optimierte Regelungsstrategie in diesem Fall den Rückstufungsprozess effektiver und damit schneller durchführen als die direkte Regelungsstrategie.

Testnetz 2, Szenario 4

Nach Ausregelung einer Spannungsbandverletzung an der oberen Grenze entsprechen die Sollwert-Vorgaben der Aktoren an den Netzknoten 12 ($P_{12}^* = P_{12,r}, \cos \varphi_{12}^* = 0,95_{ind}$) und 22 ($P_{22}^* = 0,6 \cdot P_{22,r}, \cos \varphi_{22}^* = 0,95_{ind}$) nicht den Sollwerten für einen unregulierten Betrieb. Da keine Spannungsbandverletzung mehr vorliegt, muss die Wirkleistungsreduzierung an Knoten 22 und die Blindleistungsbereitstellung beider Aktoren aufgehoben werden. Im Rückstufungsprozess der direkten Regelungsstrategie wird daher zunächst die Wirkleistungsreduzierung durch

$P_{22}^* = P_{22,r}$ aufgehoben, anschließend wird der Sollwert für die Blindleistungsregelung an Netzknoten 12 auf $\cos \varphi_{12}^* = 1$ und letztendlich an Knoten 22 auf $\cos \varphi_{22}^* = 1$ zurückgesetzt. Da die aktuell eingespeiste Leistung der Photovoltaik-Anlage an Netzknoten 22 unterhalb der Wirkleistungsbegrenzung von $P_{22}^* = 0,6 \cdot P_{22,r}$ liegt, ändert sich der Netzzustand vom ersten zum zweiten Regelungszyklus nicht, obwohl der Sollwert für die Wirkleistungsregelung verändert wird. Die Zeit bis zum vollständigen Zurücksetzen aller Aktoren auf die Standard-Sollwerte beträgt in diesem Szenario $t_{ct,direct} = 22s$.

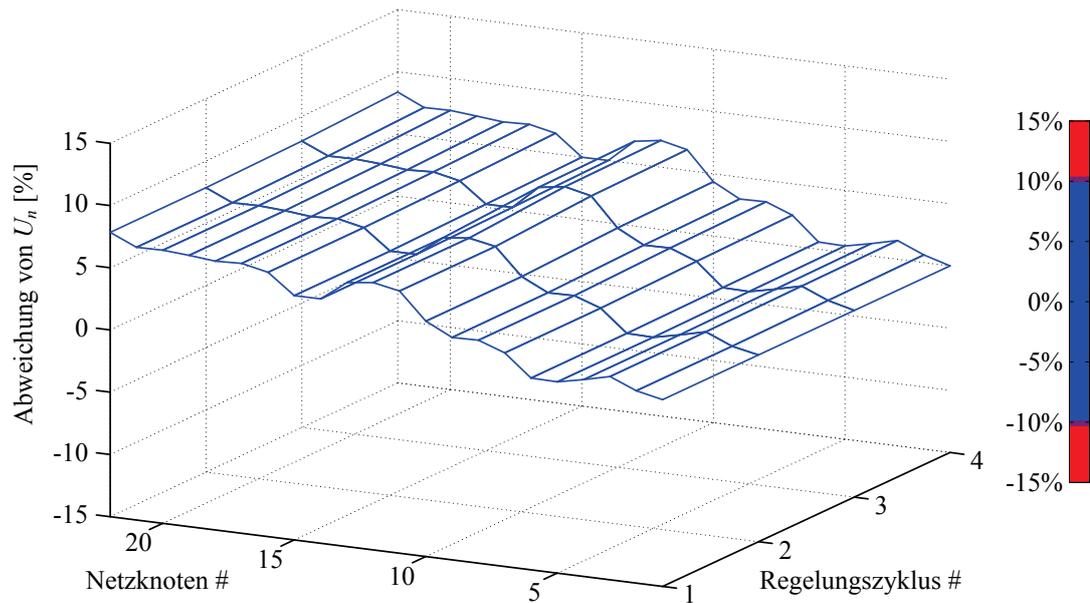


Abbildung 3.22: Rückstufungsprozess Testnetz 2, Szenario 4, direkte Regelungsstrategie

Tabelle 3.13: Sollwert-Vorgaben Testnetz 2, Szenario 4, direkte Regelungsstrategie

Zyklus #	Sollwert-Vorgabe vor Regelung	Sollwert-Vorgabe nach Regelung
1	$P_{22}^* = 0,6 \cdot P_{22,r}, \cos \varphi_{22}^* = 0,95_{ind}$	$P_{22}^* = P_{22,r}, \cos \varphi_{22}^* = 0,95_{ind}$
2	$P_{12}^* = P_{12,r}, \cos \varphi_{12}^* = 0,95_{ind}$	$P_{12}^* = P_{12,r}, \cos \varphi_{12}^* = 1$
3	$P_{22}^* = P_{22,r}, \cos \varphi_{22}^* = 0,95_{ind}$	$P_{22}^* = P_{22,r}, \cos \varphi_{22}^* = 1$

Durch die optimierte Regelungsstrategie werden identische Sollwert-Vorgaben innerhalb eines Regelungszyklus berechnet. Unter den dargestellten Bedingungen ergeben sich in diesem Fall keine Vorteile hinsichtlich des Überspringens von Zwischenstufen durch die Rückführung von zusätzlichen Messwerten der Aktoren. Die Rücksetzzeit beträgt ca. $t_{ct,opt} = 7,5s$. Abbildung 3.23 zeigt den Rückstufungsprozess und die Auswirkungen auf den Netzzustand.

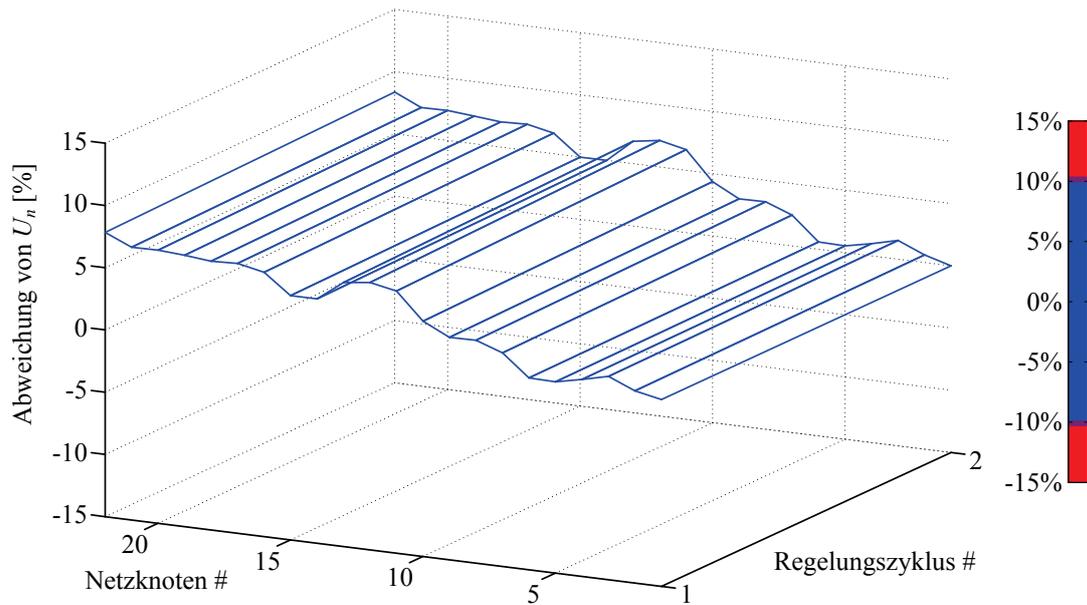


Abbildung 3.23: Rückstufungsprozess Testnetz 2, Szenario 4, optimierte Regelungsstrategie

Tabelle 3.14: Sollwert-Vorgaben Testnetz 2, Szenario 4, optimierte Regelungsstrategie

Zyklus #	Sollwert-Vorgabe vor Regelung	Sollwert-Vorgabe nach Regelung
1	$P_{12}^* = P_{12,r}, \cos \varphi_{12}^* = 0,95_{ind}$	$P_{12}^* = P_{12,r}, \cos \varphi_{12}^* = 1$
	$P_{22}^* = 0,6 \cdot P_{22,r}, \cos \varphi_{22}^* = 0,95_{ind}$	$P_{22}^* = P_{22,r}, \cos \varphi_{22}^* = 1$

3.4.4 Zusammenfassung der Simulationsergebnisse

Entsprechend der Ergebnisse der durchgeführten Simulationen wird deutlich, dass sich die direkte Regelungsstrategie in der Berechnung der Regelungsbefehle identisch zur optimierten Regelungsstrategie verhält. Der wesentliche Unterschied ist die Ausgabe der berechneten Regelungsbefehle in mehreren Zyklen bzw. innerhalb eines einzigen Regelungszyklus im Fall der optimierten Regelung. Die Ausregelzeit der optimierten Regelung ist damit im Allgemeinen kürzer als die Ausregelzeit der direkten Regelung. Da die Simulationsszenarien 1 und 2 die vor dem Hintergrund der gestiegenen Anforderungen an die Verteilungsnetze weitaus häufigsten kritischen Netzsituationen repräsentieren, eignen sich jedoch prinzipiell beide Regelungsstrategien für den Einsatz in der Netzautomatisierung für Niederspannungsnetze. Die Präferenz für eine Strategie hängt mit den Anforderungen an die Ausregelungsgeschwindigkeit und der zulässigen Prozesskomplexität direkt zusammen. Sofern die Anforderungen an die Verteilungsnetze weiter steigen, können in Extremsituationen Netzlasten vergleichbar zu Szenario 3 auftreten [Ein_13], die dann nur durch eine optimierte Regelungsstrategie ausgeregelt werden können.

4 Praktische Applikation des dezentralen Automatisierungssystems

Die in den vorangegangenen Kapiteln vorgestellten Regelungsstrategien und das dezentrale Automatisierungssystem wurden in ersten Tests in der praktischen Applikation unter realen Bedingungen im laufenden Netzbetrieb getestet. Das Ziel der Untersuchungen waren einzelne Verfahrenstests und die Konzeptverifikation sowie die Analyse des Weiterentwicklungsbedarfs und etwaiger Optimierungsmöglichkeiten.

Im ersten Abschnitt werden die Spezifikationen des dezentralen Automatisierungssystems dargestellt. Anschließend folgen die Definition einzelner Verfahrenstests für die praktische Applikation, die Darstellung von Ergebnissen sowie deren Diskussion. Zudem werden wirtschaftliche, regulatorische und rechtliche Aspekte des dezentralen, autarken Automatisierungssystems im Vergleich zu konventionellen Netzausbaumaßnahmen erläutert. Abschließend wird auf die Thematik der Systemdienstleistungen auf Verteilungsnetzebene mit Bezug zum vorgestellten Konzept eingegangen.

4.1 Spezifikationen des Automatisierungssystems

Das in Kapitel 3 beschriebene Automatisierungssystem wurde mit Hardwarekomponenten und Softwareschnittstellen zweier Industriepartner realisiert. Die gerätetechnische Basis des Systems stellen ein Automatisierungsgerät für die Ortsnetzstation, Sensoren (Messwertgeber) für einzelne Anschlusspunkte von Netzteilnehmern bzw. Netzverknüpfungspunkte wie Kabelverteilerschränke sowie Automatisierungsgeräte zur Ansteuerung von Netzkomponenten bzw. Netzteilnehmern (Aktoren) dar. Als Kommunikationsinfrastruktur innerhalb der Niederspannungsnetze dient ein *Broadband-PowerLine*-System (BPL). Das konsekutive Regelungsmodell und die darauf basierenden Regelungsstrategien wurden softwareseitig entsprechend der Darstellung im vorangegangenen Kapitel in das Automatisierungsgerät für die Ortsnetzstation integriert. Darüber hinaus wurden Schnittstellen zur Parametrierung und Überwachung des Systems sowie zur Anbindung an ein übergeordnetes Leitsystem durch die Industriepartner bereitgestellt. Die Kommunikationsanbindung zwischen dem dezentralen Automatisierungssystem und dem übergeordneten Leitsystem wird über öffentliche Mobilfunknetze realisiert. Zur Sicherung aller Kommunikationswege erfolgt der Datenaustausch über zwei voneinander unabhängige, IPsec-verschlüsselte VPN, jeweils für die Feldkommunikation innerhalb des Niederspannungsnetzes sowie für die Weitverkehrskommunikation zur Leitstellenanbindung.

Die folgenden Abschnitte beschreiben die technischen Spezifikationen der einzelnen Systemkomponenten im Detail. Der Fokus liegt dabei auf den für die praktische Applikation

zwingend erforderlichen Automatisierungs-, Mess- und Kommunikationskomponenten. Die Anbindung an ein übergeordnetes Leitsystem ist optional und wird daher hier nicht näher betrachtet, ermöglicht jedoch eine komfortablere Parametrierung und erleichtert, insbesondere im Testbetrieb, die Systemanalyse.

4.1.1 Automatisierungsgerät für Ortsnetzstationen

Die zentrale Komponente des Automatisierungssystems ist das in die Ortsnetzstationen integrierbare Automatisierungsgerät. Die Firmware des Geräts enthält die erforderlichen Schnittstellen für die Feld- und Leitstellenkommunikation sowie Systemfunktionen zur Erfassung von lokalen Messwerten über integrierte Messkarten. Die Algorithmen für die Identifikation von Netzzustand und Netztopologie sowie zur Regelung des Niederspannungsnetzes setzen darauf als Softwaremodul auf. Die Parametrierung des Systems kann lokal oder aus einem zentralen Leitsystem heraus erfolgen.

Das Automatisierungsgerät verfügt in Abhängigkeit der Ausbaustufe über mehrere sowohl analoge als auch binäre E/A-Schnittstellen. Analoge Direktmesskarten ermöglichen die Erfassung von lokalen Spannungs- und Strommesswerten innerhalb der Ortsnetzstation, beispielsweise niederspannungsseitig am Transformatorabgang und an einzelnen Sammelschienenabgängen. Die Spannungsmessung erfolgt dabei direkt in einem Messbereich bis zu $U_{\max} = 300V$ mit einer Genauigkeit von $\pm 0,5\%$ vom Endwert bei $\vartheta_a = 25^\circ C, f = 50Hz$. Die Strommessung erfolgt mit Hilfe von Stromwandlern in einem Messbereich bis $I_n = 1A$ bzw. $I_n = 5A$ sekundärseitig mit einer Genauigkeit von $\pm 0,5\%$ vom jeweiligen Endwert $I_{\max} = 1,5A$ bzw. $I_{\max} = 7,5A$, jeweils bei $\vartheta_a = 25^\circ C, f = 50Hz$, zzgl. der Genauigkeitsklasse der eingesetzten Stromwandler. Alle Messungen erfolgen getrennt für die einzelnen Phasen des Drehstromsystems als Effektivwertmessung. Aus der Spannungs- und Strommessung werden hardwareseitig zusätzliche Netzgrößen wie der Phasenwinkel sowie Wirk-, Blind- und Scheinleistung abgeleitet. Die lokalen Messwerte werden den Berechnungsalgorithmen zur Verfügung gestellt.

Die Algorithmen sind neben den lokalen Messwerten aus der Ortsnetzstation auf weitere Messwerte aus dem Niederspannungsnetz angewiesen, um eine möglichst hohe Berechnungsgenauigkeit und möglichst präzise Regelungseingriffe gewährleisten zu können. Je mehr Messwerte aus dem Niederspannungsnetz zur Verfügung stehen, desto höher wird die Berechnungsgenauigkeit und desto sicherer wird die Entscheidungsgrundlage für erforderliche Regelungseingriffe. Zusätzliche Messwerte können sowohl an Anschlusspunkten von Netzteilnehmern, wie Hausanschlüssen oder dezentralen Erzeugungsanlagen, als auch an Netzverknüpfungspunkten, d.h. Kabelverteilerschränken oder weiteren Ortsnetzstationen innerhalb desselben Niederspannungsnetzes erfasst werden. Die Messwerte müssen vom Ort der Messung an das Automatisierungsgerät in der Ortsnetzstation übertragen werden. Dabei gelten

definierte Anforderungen an die Übertragungsqualität hinsichtlich Signallaufzeiten und Ausfallsicherheit (vgl. Abschnitt 4.1.4). Das Automatisierungsgerät verfügt für die Feldkommunikation über Kommunikationsschnittstellen konform zu den Industriestandards IEC 60870 sowie IEC 61850. Im konkreten Anwendungsfall wird ein auf IEC 61850 basierendes *Sampled-Values*-Verfahren für die Messwertübertragung von Sensoren im Netz genutzt, um die zu übertragende Datenmenge auf ein Minimum zu reduzieren. Die Kommunikationsschnittstellen sind bidirektional ausgelegt und werden gleichfalls für die Übertragung von Sollwerten an die Aktoren genutzt.

Das Automatisierungsgerät wird zum Schutz vor Umgebungsbedingungen, die außerhalb der technischen Spezifikation liegen, in einem Schutzgehäuse montiert. Damit ist auch der Einsatz innerhalb von Kompaktstationen möglich, die jahreszeitbedingten Temperaturschwankungen im Extremfall von $\vartheta_a = -25^\circ\text{C}$ bis $\vartheta_a = +40^\circ\text{C}$ Umgebungstemperatur und mehr ausgesetzt sein können.

4.1.2 Sensoren für Niederspannungsnetze

Um Messwerte von Spannungen und Strömen aus dem Niederspannungsnetz erfassen zu können, wird die erforderliche Messtechnik an zuvor bestimmten Punkten im Netz installiert [Neu_13]. Wie das Automatisierungsgerät innerhalb der Ortsnetzstation müssen auch die zusätzlichen Sensoren im Netz Spannungs- und Strommesswerte phasenselektiv erfassen. Gleichzeitig sind weiter verschärfte Umgebungsbedingungen zu berücksichtigen, da die Montage der Sensoren bevorzugt in Kabelverteilerschränken erfolgt.

Ein entsprechend ausgelegtes, kompaktes und robustes Sensorsystem (Schutzklasse IP52) wurde speziell für diesen Zweck von den Industriepartnern entwickelt. Wie im Fall des Automatisierungsgeräts werden Spannungen direkt im Messbereich bis $U_{\max} = 300\text{V}$ und Ströme über Stromwandler mit $I_n = 1\text{A}$ sekundärseitig mit äquivalenten Genauigkeitsklassen gemessen. Die Sensoren verfügen über eine phasenselektive Spannungsmessung, beispielsweise an der Sammelschiene des Kabelverteilerschranks, sowie bis zu drei phasenselektive Strommessungen an den Kabelverteilerabgängen. Bei Bedarf können mehrere Sensoren kaskadiert werden. Der zulässige Umgebungstemperaturbereich liegt ohne zusätzliche Kühlungs- oder Beheizungsmaßnahmen bei $\vartheta_a = -20^\circ\text{C}$ bis $\vartheta_a = +70^\circ\text{C}$. Die Messwerte werden in einem 1-Sekunden-Intervall von den Sensoren an das Automatisierungsgerät in der Ortsnetzstation übertragen.

Bei Bedarf können die Automatisierungsgeräte, die in der Ortsnetzstation eingesetzt werden, softwareseitig als Sensor konfiguriert werden, so dass die Geräte sich aus Applikationssicht identisch zu den kompakten Sensoreinheiten verhalten. Damit ist es möglich, auch externe Messquellen für Spannungen, Ströme oder Leistungen, die beispielsweise durch Frequenzumrichter von Photovoltaik-Anlagen bereitgestellt werden, durch Nutzung der E/A-

Schnittstellen an die spezifizierten Anforderungen anzupassen und für das Automatisierungssystem zu nutzen.

Um die Installation und Wartung der Sensoren im Netz für den Netzbetrieb möglichst effizient zu realisieren, ist keine Parametrierung der Sensoren erforderlich. Die Identifizierung der einzelnen Sensoren erfolgt via MAC-Adresse, die am Automatisierungsgerät in der Ortsnetzstation registriert wird. Die weitere Konfiguration hinsichtlich Datenflusststeuerung etc. zwischen Sensoren und Automatisierungsgerät erfolgt automatisch.

4.1.3 Aktoren zur Ansteuerung von Netzkomponenten und Netzteilnehmern

Im Fall von Spannungsbandverletzungen oder Betriebsmittelüberlastungen müssen geeignete Regelungseingriffe im Netz erfolgen, um die entsprechenden Regelgrößen wieder in die zulässigen Toleranzbereiche zu führen. Dazu dienen, wie in Kapitel 2 hergeleitet, sowohl steuerbare Netzkomponenten wie Transformatoren oder leistungselektronische Spannungsregler als auch steuerbare Netzteilnehmer, d.h. Verbraucher, dezentrale Erzeugungsanlagen oder zukünftig Energiespeicher. Da der Standardisierungsprozess zur Ansteuerung dieser Geräte noch nicht abgeschlossen ist bzw. sich bisher kein Kommunikationsstandard durchgesetzt hat, gibt es eine hohe Diversität bei der Realisierung. Um die steuerbaren Geräte möglichst vieler Hersteller für das Automatisierungssystem als Akteur nutzbar zu machen, werden Automatisierungsgeräte des Industriepartners als Schnittstelle genutzt. Die Automatisierungsgeräte für Aktoren sind identisch zum Typ des Automatisierungsgeräts für die Ortsnetzstationen, jedoch wird in diesem Fall das Softwaremodul für Netzzustandsidentifikation und Regelung nicht integriert. Die analogen und binären E/A-Schnittstellen des Geräts können dann zur Ansteuerung von Netzkomponenten oder Netzteilnehmern sowie zur Rückführung der für die Regelung erforderlichen Messwerte genutzt werden.

Durch den Einsatz des multifunktionalen Automatisierungsgeräts für Aktoren können zusätzlich über die Messwertkarte Spannungs- und Strommessungen, identisch zu den Sensoren bzw. zur zentralen Messung in der Ortsnetzstation, erfasst werden.

4.1.4 Kommunikationsinfrastruktur

Die Infrastruktur für die Feldkommunikation ist ein zentraler Bestandteil des hier vorgestellten dezentralen Automatisierungssystems für Niederspannungsnetze. Die Übertragung von Messwerten aus dem Netz an das Automatisierungsgerät in der Ortsnetzstation macht eine hinreichend genaue Berechnung des aktuellen Netzzustands erst möglich. Im Fall von Grenzwertverletzungen müssen Sollwerte an einzelne Aktoren im Netz übertragen werden, um das Netz bzw. die Regelgrößen in die zulässigen Toleranzbereiche zurückzuführen.

Es ist offensichtlich, dass eine zuverlässige Kommunikation zwischen dem Automatisierungsgerät in der Ortsnetzstation und den dezentralen Sensoren und Aktoren für die Funktionsfähigkeit des Gesamtsystems essentiell ist. An die Kommunikationsinfrastruktur werden folglich zahlreiche Anforderungen gestellt. Die Kommunikationsverbindungen müssen zuverlässig sein, d.h. Verbindungsunterbrechungen für einen längeren Zeitraum müssen vermieden werden, gleichzeitig dürfen bei der Übertragung keine Daten verloren gehen bzw. verfälscht werden. Damit die Messwerte für die Berechnung des Netzzustands herangezogen werden können, muss eine zeitliche Synchronisierung der Messwerte gegeben sein. Die Erfassung und Übertragung der Messwerte muss innerhalb eines definierten Zeitfensters erfolgen, damit die Messwerte an unterschiedlichen Messstandorten miteinander korrelieren. Zusätzlich darf der Zeitpunkt der Messwertaufnahme nicht zu weit zurück liegen, um einen möglichst aktuellen Netzzustand berechnen zu können. Um eine zeitliche Synchronisierung zu erreichen, müssen alle Messwerte mit einem Zeitstempel versehen werden. Das Automatisierungsgerät in der Ortsnetzstation dient dazu als NTP-Server für die unterlagerten Sensoren und Aktoren. Sofern die Anforderungen an die zeitliche Synchronisierung nicht erfüllt werden, sind die Messwerte als ungültig zu bewerten. Für die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Tests wurde als Erfassungszeitraum ein Intervall von 5 Sekunden gewählt, d.h. der Zeitstempel der einzelnen Messwerte darf untereinander eine Differenz von 5 Sekunden nicht überschreiten. Als weitere Bedingung darf das Erfassungsalter eines einzelnen Messwerts vor Beginn der zyklischen Netzzustandsidentifikation nicht größer als 10 Sekunden sein. Da alle erfassten Messwerte in einem 1-Sekunden-Intervall übertragen werden, kann selbst bei vereinzelt auftretenden *Packet Losses* mit hoher Wahrscheinlichkeit ein gültiger Messdatensatz für die Netzzustandsidentifikation bereitgestellt werden.

Als Infrastruktur für die Feldkommunikation wird ein *Broadband-PowerLine*-System (BPL) genutzt, das die Niederspannungsleitungen als Medium nutzt. Das BPL-System basiert auf dem OFDM-Verfahren in einem Frequenzbereich von 1MHz bis 30MHz . Die Kommunikation der Applikationsschicht erfolgt Ethernet-basiert über IP in einem VPN mit IPsec-Verschlüsselung.

4.2 Verfahrenstests in der praktischen Applikation

Neben den Tests und der Verifikation der Regelungsstrategien in der Simulation musste das Automatisierungssystem auch in der praktischen Applikation im realen Netzbetrieb getestet werden. Die Verfahrenstests mussten dabei so erfolgen, dass der sichere Netzbetrieb und die Versorgungszuverlässigkeit der angeschlossenen Netzteilnehmer keinesfalls gefährdet werden. Die Testbarkeit ist damit im realen Betrieb grundsätzlich eingeschränkt. Dennoch konnten einige Tests durchgeführt werden, um das Regelungsverhalten in der praktischen Applikation zu untersuchen.

4.2.1 Testmöglichkeiten im laufenden Netzbetrieb

Um die Regelungsstrategien zu testen, ohne den sicheren und normgerechten Netzbetrieb zu gefährden, muss eine virtuelle, real nicht existierende Spannungsbandverletzung bzw. Betriebsmittelüberlastung ausgelöst werden. Dies kann abgebildet werden, indem das zulässige Spannungstoleranzband $[U_{tb,min}, U_{tb,max}]$ der Regelung in der Systemparametrierung auf einen Wert $\Delta U < \pm 10\% \cdot U_n$ eingestellt wird und der maximal zulässige Dauerbetriebsstrom $I_{th,max,ij}$ eines Leitungsabschnitts deutlich unterhalb des nominalen Grenzwerts gemäß technischer Leitungsdaten vorgegeben wird. Damit ist gewährleistet, dass der Regler frühzeitig auf die virtuellen, in der Realität nicht existierenden Grenzwertverletzungen reagiert und gleichzeitig im Fall einer nicht auslegungsgemäß arbeitenden Regelung ein ausreichend hoher Abstand zu den kritischen Grenzwerten gemäß DIN EN 50160 bzw. dem maximal zulässigen Betriebsstrom gegeben ist.

Gleichzeitig wurde eine vom dezentralen Automatisierungssystem unabhängige Sicherheitsschaltung an den als Aktor ausgerüsteten dezentralen Erzeugungsanlagen installiert, die die Anlagen bei Spannungen $U > U_n + 10\%$ automatisch vom Netz trennt. Damit ist eine zweite Sicherungsebene gewährleistet. An den Aktoren kann zusätzlich durch manuelle Einstellung eine Sollwertvorgabe für die jeweiligen Stellgrößen Stufenstellung oder Spannungssollwert bzw. Wirk- und Blindleistung vorgenommen werden. Als dritte Sicherungsebene hinsichtlich der Spannungsbandverletzung stehen die Schutzsysteme der dezentralen Erzeugungsanlagen, beispielsweise der Wechselrichter von Photovoltaik-Anlagen, zur Verfügung, die in Abhängigkeit der Netzanschlussbedingungen die Anlagen bei Überschreitung einer vorgegebenen Spannung $U > U_n + 10\%$ für einen definierten Zeitraum vom Netz trennen.

Die Grenzwertverletzungen können dann zu Testzwecken ausgelöst werden, indem die mit Aktorik ausgerüsteten dezentralen Erzeugungsanlagen zugeschaltet werden, so dass eine Spannungsbandverletzung bzw. Betriebsmittelüberlastung aus Sicht des dezentralen Automatisierungssystems auftritt. Sofern die eingespeiste Leistung nicht ausreichend hoch ist, kann mit Hilfe eines zusätzlich angeschlossenen Diesel-Aggregats zusätzlich Scheinleistung am Netzknoten einer dezentralen Erzeugungsanlage eingespeist werden.

4.2.2 Test der Regelung im realen Niederspannungsnetz

Für den Test wurde das in Abschnitt 3.4.2 dargestellte Testnetz 2 genutzt, wobei hier in der Realität weniger dezentrale Erzeugungsanlagen zur Verfügung stehen als in den Simulationen in Kapitel 3. Zudem wurden lediglich zwei dezentrale Erzeugungsanlagen mit entsprechender Aktorik zur Blindleistungs- und Wirkleistungsregelung ausgerüstet. Ein regelbarer Ortsnetztransformator bzw. ein leistungselektronischer Spannungsregler stand im Testnetz nicht

zur Verfügung, so dass die erste Stufe des Regelungsmodells nicht nutzbar war. Abbildung 4.1 zeigt die Konfiguration des Automatisierungssystems im realen Aufbau von Testnetz 2.

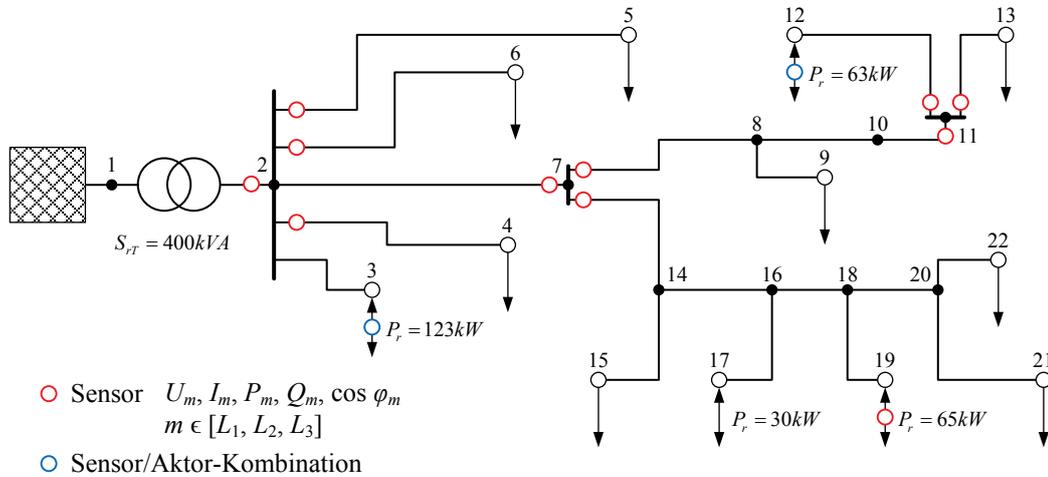


Abbildung 4.1: Konfiguration des Automatisierungssystems im realen Testaufbau

Erkennbar ist auch, dass, anders als in der Simulation, nicht jeder Netzteilnehmer mit Sensorik ausgerüstet ist, so dass im realen Verfahrenstest auch das in [Neu_13] entwickelte Verfahren zur Netzzustandsidentifikation mit Ersatzwertbildung für fehlende Messwerte zum Einsatz kommt. Vor diesem Hintergrund muss berücksichtigt werden, dass die Identifikation des Netzzustands mit Hilfe von Ersatzwerten stets einen Estimationsfehler f_{est} aufweist. Zudem verfälschen inhärente Messfehler der realen Messungen die Zustandsidentifikation. Da die zuverlässige Regelung des Niederspannungsnetzes jedoch einen exakt bestimmten Netzzustand erfordert, müssen diese Einschränkungen berücksichtigt werden. Der Estimationsfehler f_{est} der Netzzustandsidentifikation lässt sich für jedes Netz individuell im Rahmen der Systemprojektion bestimmen [Neu_13], der Messfehler f_m ist durch die Spezifikation des Automatisierungssystems gegeben. Um unerkannte kritische Netzzustände durch Mess- oder Estimationsfehler auszuschließen, können die zulässigen Toleranzbereiche der Regelung, beispielsweise für das zulässige Spannungsband $[U_{tb,min}, U_{tb,max}]$, gegenüber der Normvorgabe $[U_n - 10\%, U_n + 10\%]$ eingeschränkt werden:

$$U_{tb,min} = U_n - (0,1 - (f_{est} + f_m)) \cdot U_n \quad (4.1)$$

$$U_{tb,max} = U_n + (0,1 - (f_{est} + f_m)) \cdot U_n \quad (4.2)$$

Damit erfolgen Regelungseingriffe zwar früher, jedoch werden die Toleranzbereiche trotz Mess- oder Estimationsfehlern eingehalten.

Die Stellbereiche der beiden im Testnetz verfügbaren Aktoren sind in Tabelle 4.1 zusammengefasst. Durch technische Einschränkungen der Ansteuermöglichkeiten am Ort von Aktor 1 sind nur $P_3 = 92,5kW$ der installierten Bemessungsleistung von $P_{3,r} = 123kW$ regelbar.

Tabelle 4.1: Stellbereich der Aktoren in Testnetz 2

Aktor	Netzknoten	Leistung	Regelbereich Wirkleistung	Regelbereich Blindleistung
1	3	$P_3 = 92,5kW$	$0 \leq P_3^* \leq P_3$ direkte Sollwertvorgabe. (1% Schrittweite) Standard-Sollwert: $P_3^* = P_3$	$\cos \varphi_3^* = 1$, $\cos \varphi_3^* = \pm 0,95$, $\cos \varphi_3^* = \pm 0,90$ Standard-Sollwert: $\cos \varphi_3^* = 1$
2	12	$P_{12,r} = 63kW$	$0 \leq P_{12}^* \leq P_{12,r}$ in 4 Stufen (100%, 60%, 30%, 0%) Standard-Sollwert: $P_{12}^* = P_{12,r}$	$\cos \varphi_{12}^* = 1$, $\cos \varphi_{12}^* = 0,95_{ind}$, $\cos \varphi_{12}^* = 0,90_{ind}$, $\cos \varphi_{12}^* = 0,85_{ind}$ Standard-Sollwert: $\cos \varphi_{12}^* = 1$

Der Wirkleistungsregelbereich von Aktor 1 steht durch die Möglichkeit einer direkten Sollwertvorgabe in einer Schrittweite von 1% zur Verfügung. Um eine zu kleinschrittige Sollwertvorgabe zu vermeiden, wird der Sollwert P_3^* durch den Regelalgorithmus in diesem Fall mit einer Schrittweite von 10% vorgegeben. Der Blindleistungsregelbereich von Aktor 1 umfasst sowohl die Bereitstellung induktiver als auch kapazitiver Blindleistung, wobei der Sollwert $\cos \varphi_3^*$ für den Leistungsfaktor in einer Schrittweite von 0,05 vorgegeben werden kann. Der Sollwert P_{12}^* für die Wirkleistung von Aktor 2 kann in vier fest vorgegebenen Stufen bezogen auf die Bemessungsleistung der Photovoltaik-Anlage vorgegeben werden, der Aktor kann induktive Blindleistung in einem Bereich zwischen $\cos \varphi_{12}^* = 1$ und $\cos \varphi_{12}^* = 0,85_{ind}$ in einer Schrittweite von 0,05 bereitstellen.

4.2.3 Testsznarien und Testergebnisse

Für die ersten Verfahrenstests in der dargestellten Konfiguration wurde ein zulässiges Spannungstoleranzband von $[U_n - 6\%, U_n + 6\%]$ und ein maximaler Dauerbetriebsstrom für einzelne Leitungsabschnitte von $I_{max,ij} = 0,5 \cdot I_{th,max,ij}$ im Regler parametrisiert. Die Regelungsstrategien des Automatisierungssystems wurden dann in verschiedenen Testsznarien untersucht. Durch die Einschränkungen des realen Netzbetriebs konnten die Bedingungen der einzelnen Testsznarien nicht exakt vorgegeben werden, beispielsweise eine konkrete Leistungseinspeisung durch eine Photovoltaik-Anlage, da diese Größen im realen Betrieb der wetterabhängigen Volatilität unterliegen. Ebenso konnte das Verhalten von Hausanschlüssen

und landwirtschaftlichen Betrieben im dargestellten Niederspannungsnetz nicht beeinflusst werden. Es wurden daher einerseits vereinfachte Einzeltests durchgeführt, bei denen Ausgangssituationen ähnlich zu den Simulationstests in Abschnitt 3.4.3 durch gezieltes Zu- und Abschalten der Photovoltaik-Anlagen hergestellt wurden und die Regelung dann bis zur Ausregelung bzw. Rückstufung in der jeweiligen Situation beobachtet wurde, andererseits erfolgte eine kontinuierliche Beobachtung des Verhaltens des Automatisierungssystems über einen längeren Zeitraum im autarken Betrieb, ohne definierte Ausgangssituationen herzustellen.

Nachfolgenden werden ausgewählte Testergebnisse für die Ausregelung von Spannungsbandverletzungen an Aktor 2 dargestellt, da Überschreitungen des zulässigen Spannungstoleranzbands aufgrund der Einspeisung von Photovoltaik-Anlagen aktuell die weitaus häufigsten Grenzwertverletzungen in Niederspannungsnetzen darstellen [Bül_12]. In den beiden folgenden Diagrammen ist der stationäre Zustand des Regelungssystems, d.h. der Netzzustand nach Umsetzung der Sollwert-Vorgaben, dargestellt, das Übergangsverhalten ist nicht abgebildet.

Abbildung 4.2 zeigt die für die Regelung von Aktor 2 relevanten Ist- und Sollwerte am entsprechenden Netzanschlusspunkt im Verlauf einzelner Regelungszyklen der direkten Regelungsstrategie. Zu den Istwerten zählen die gemessenen Spannungen der einzelnen Phasen $U_{12,L1,m}$, $U_{12,L2,m}$, $U_{12,L3,m}$ sowie die eingespeiste Wirkleistung $P_{12,m}$ und die bereitgestellte Blindleistung $Q_{12,m}$ an Netzknoten 12. Zudem sind die durch die Regelung für Aktor 2 vorgegebenen Sollwerte P_{12}^* bzw. $\cos \varphi_{12}^*$ dargestellt. Das Diagramm zeigt die Ausregelung von zwei Spannungsbandverletzungen und die Rückstufung der Blindleistungsbereitstellung, die einzelnen Regelungsprozesse waren zeitlich voneinander entkoppelt.

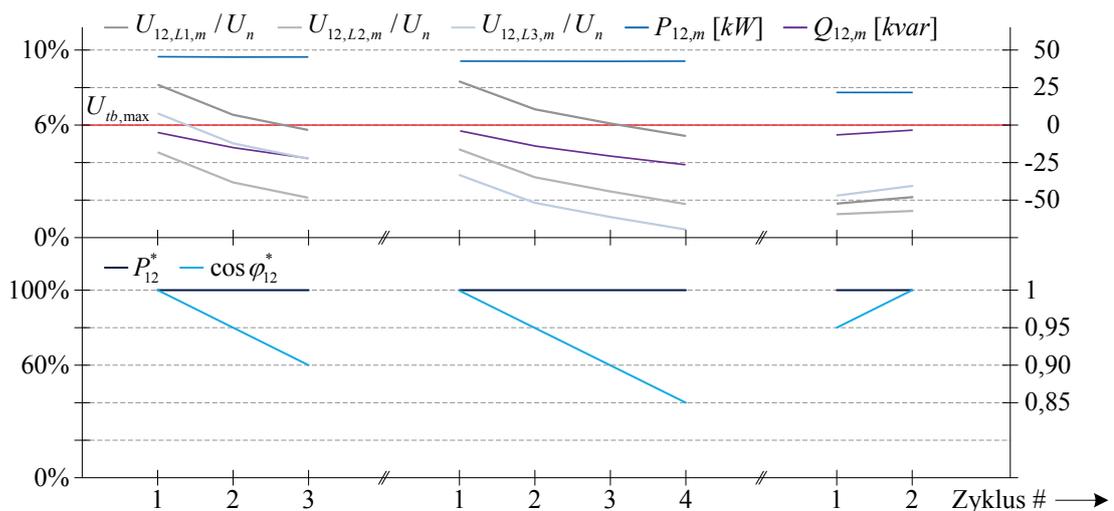


Abbildung 4.2: Verhalten der direkten Regelungsstrategie in der praktischen Applikation

Es ist erkennbar, dass sich die Spannungen der einzelnen Phasen L_1, L_2, L_3 am Anschlusspunkt von Aktor 2 unterscheiden, d.h. die Netzlast im Niederspannungsnetz kann wie zuvor dargestellt

nicht als symmetrisch betrachtet werden. Da in diesem Test die höchste Spannung im betrachteten Niederspannungsnetz aufgrund der Photovoltaik-Anlage an Netzknoten 12 an eben diesem Netzknoten auf Phase L_1 auftrat, erfolgte die Regelung entsprechend des Regelungskonzepts (vgl. Abschnitt 2.1.2 bzw. Abschnitt 2.5) für diese kritischste Phase. Bedingt durch die Sensitivitätsanalyse im Rahmen der Identifikation des geeignetsten Aktors wurde dann Aktor 2 an Netzknoten 12 für die Ausregelung der Spannungsbandverletzungen ausgewählt. Die Spannungsbandverletzungen konnten durch die direkte Regelungsstrategie mittels stufenweiser Regelung der Blindleistungsbereitstellung dieses Aktors ausgeregelt werden.

Abbildung 4.3 zeigt das Verhalten der optimierten Regelungsstrategie für vergleichbare Testbedingungen. Die Darstellung der Ist- und Sollwerte ist analog zu Abbildung 4.2, es werden ebenfalls zwei zeitlich entkoppelte Ausregelungsvorgänge einer Spannungsbandverletzung sowie ein Rückstufungsprozess der Blindleistungsbereitstellung dargestellt.

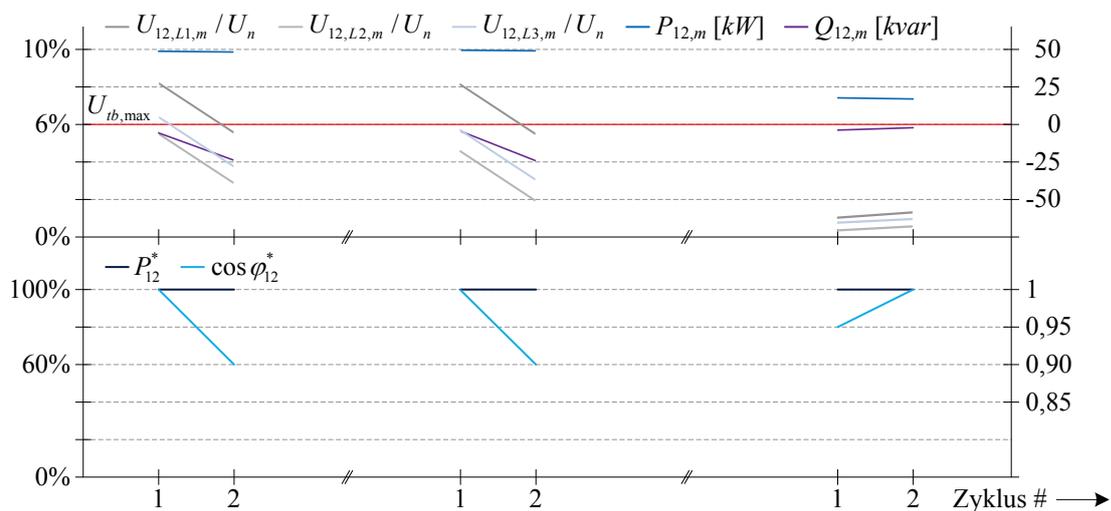


Abbildung 4.3: Verhalten der optimierten Regelungsstrategie in der praktischen Applikation

Auch in diesem Test werden die Spannungsbandverletzungen an Netzknoten 12 durch die Blindleistungsbereitstellung an Aktor 2 ausgeregelt. Die Sollwert-Vorgabe erfolgt im Rahmen der optimierten Regelungsstrategie wie zuvor dargestellt nach einer internen Verifikation der Auswirkungen dieser Sollwerte auf den Netzzustand. Durch diese interne Verifikation der Sollwert-Vorgaben können die Spannungsbandverletzungen, wie in den Simulationstests gezeigt, schneller ausgeregelt werden als mit der direkten Regelungsstrategie. Dies gilt insbesondere dann, wenn Sollwert-Vorgaben für mehrere Aktoren bzw. eine weitergehende Stufung eines einzelnen Aktors, ggfs. über Stufe 2 und Stufe 3 des Regelungsmodells im Fall von regelbaren Netzteilnehmern, erforderlich sind.

4.2.4 Interpretation und Diskussion der Verfahrenstests

Das Automatisierungssystem wurde in ersten Verfahrenstests in verschiedenen Szenarien unter realen Betriebsbedingungen getestet. Dabei wurden sowohl das in Abschnitt 3.2 dargestellte Verfahren zur Netzzustandsidentifikation [Neu_13] als auch die im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Regelungsstrategien getestet [ONS_13], [Bir_13]. Die Erfahrungen aus den Tests zur Netzzustandsidentifikation und der Methodik zur Erkennung von Änderungen der Netztopologie werden in [Neu_13] im Detail vorgestellt und an dieser Stelle nicht betrachtet.

Die Durchführung der ersten Verfahrenstests hat gezeigt, dass das Automatisierungssystem und die darauf implementierten Algorithmen für die Netzzustandsidentifikation und die Spannungs- und Leistungsregelung entsprechend der dargestellten Anforderungen funktioniert haben. In den einzelnen Tests wurden in Abhängigkeit des aktuellen Netzzustands bzw. der aufgetretenen Grenzwertverletzungen geeignete Sollwerte für die Aktoren durch das Regelungsmodul des Automatisierungssystems berechnet, so dass die aufgetretenen Grenzwertverletzungen behoben werden konnten. Da die Testbedingungen zu unterschiedlichen Zeitpunkten bedingt durch die realen Betriebsbedingungen im Netz nicht immer gleich waren, konnte beispielsweise eine Spannungsbandverletzung in einzelnen Tests lediglich durch die Blindleistungsregelung behoben werden, teilweise war auch eine Wirkleistungsreduzierung in unterschiedlicher Ausprägung erforderlich.

Das dezentrale Automatisierungssystem mit den Regelungsstrategien zur Ausregelung von kritischen Netzzuständen hat in den Simulationen seine Leistungsfähigkeit gezeigt. Auch die ersten Verfahrenstests in der praktischen Applikation zeigen, dass das Konzept praxistauglich ist. Um vom Prototypstatus ausgehend einen Serienstatus zu erreichen, müssen nun insbesondere weitere umfangreiche Verfahrenstests aber auch Weiterentwicklungen und Optimierungen hinsichtlich eines durchgängigen Betriebskonzepts für das Gesamtsystem erfolgen. Das Betriebskonzept des Automatisierungssystems für Niederspannungsnetze ist dabei individuell auf den jeweiligen Netzbetreiber abzustimmen, was jedoch über die Grundlagenentwicklung hinaus geht und daher im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter betrachtet wird.

Weiteres Optimierungspotential bestand hinsichtlich der Infrastruktur für die Feldkommunikation. Da die *PowerLine*-Technologie als Übertragungsmedium die aus nachrichtentechnischer Sicht ungeschirmten Leitungen des Energieversorgungsnetzes nutzt, ist die Kommunikationsinfrastruktur anfällig für externe Störungen. Dies resultiert in zeitweise auftretenden Unterbrechungen der Feldkommunikation. In Abhängigkeit der Dauer dieser Unterbrechungen muss der zyklische Betrieb des Automatisierungssystems ggfs. angehalten werden, wenn die erforderlichen Qualitätskriterien für die Messwerte (vgl. Abschnitt 4.1.4) nicht eingehalten werden können. Da der Ausfall von Sensoren die Estimationsgüte der Netzzustandsidentifikation nachteilig beeinflusst, kann der Netzzustand nicht mehr mit der

Genauigkeit des Normalbetriebs bestimmt werden. Um dennoch Grenzwertverletzungen sicher beheben zu können und die Robustheit des Systems gegenüber dem Ausfall von Sensoren zu erhöhen, werden die tolerierbaren Grenzwerte für die Regelung im Zeitraum von Sensorausfällen um einen netzindividuellen Korrekturfaktor für die Spannungsregelung $k_{ft,U}$ bzw. für die Auslastungsregelung $k_{ft,I}$ herabgesetzt:

$$U_{th,min} = U_n - \left(0,1 - (f_{est} + f_m + k_{ft,U})\right) \cdot U_n \quad (4.3)$$

$$U_{th,max} = U_n + \left(0,1 - (f_{est} + f_m + k_{ft,U})\right) \cdot U_n \quad (4.4)$$

$$I_{max,ij} = (1 - k_{ft,I}) \cdot I_{th,max,ij} \quad (4.5)$$

Regelungseingriffe erfolgen dadurch früher als im Normalbetrieb. Der Korrekturfaktor ergibt sich im Rahmen der Projektierung des Systems durch die Positionierung der Sensoren im Netz und letztlich durch das Betriebskonzept des Systems. Strategien zur Positionierung von Sensoren und die Ermittlung der Estimationsgüte werden in [Neu_13] beschrieben. Durch diese Erweiterung wird der kurzzeitige Ausfall einiger weniger Messpunkte tolerierbar, ohne den zyklischen Betrieb des Automatisierungssystems anhalten zu müssen.

Die Durchführung weiterer Verfahrenstests ermöglicht eine weitergehende Systemverifikation. Gleichzeitig können die im realen Betrieb gewonnenen Erfahrungen zur Optimierung der Parametrierung des Systems genutzt werden, beispielsweise zur Einstellung der Beobachtungs- und Hysterese-Zeiten. Letztlich kann die Durchführung weiterer Verfahrenstests auf Basis von definierten Testszenarien auch der Zertifizierung des Systems durch externe Zertifizierungsstellen dienen.

Die der Netzzustandsidentifikation und der Regelung zugrunde liegenden Netzdaten, d.h. Leitungslängen, Widerstands- und Reaktanzbeläge etc. müssen möglichst nah mit den realen Netzdaten übereinstimmen, um eine ausreichend genaue Netzzustandsidentifikation und korrekte Regelungseingriffe zu ermöglichen. Der Erfassung und Aufbereitung der statischen Netzdaten kommt damit eine zentrale Rolle zu. Die Erfahrungen aus der praktischen Applikation haben gezeigt, dass Unterschiede in der Datenqualität zwischen einzelnen Netzbetreibern bestehen. Ursächlich hierfür sind die in der Vergangenheit geringen Anforderungen an die möglichst exakte Dokumentation der Verteilungsnetzdaten sowie die Datenhaltung und Datenpflege in unterschiedlichen IT-Systemen. Die Netzdaten können dabei in rein schematischer Darstellung mit elektrotechnisch wirksamem Netzmodell, wie für Netzberechnungsprogramme typisch, jedoch nicht für alle Niederspannungsnetze vorhanden, oder in geographischen Informationssystemen (GIS) vorliegen. Häufig verfügen GIS jedoch nicht über eine integrierte Netzberechnung, so dass die dort vorliegenden Daten selten ein

elektrotechnisch wirksames Netzmodell enthalten. Dementsprechend ist der Konvertierungsaufwand, beispielsweise durch zusätzliche Netzverfolgungsalgorithmen etc., teilweise hoch, um die Netzdaten in das Datenformat des Zielsystems zu konvertieren und die notwendige Qualität zu erreichen. Um den Einsatz von Netzautomatisierungssystemen auf der Mittel- und Niederspannungsebene in Zukunft zu erleichtern, ist letztlich die gleiche Datenqualität erforderlich, die bereits heute auf der Transportnetzebene üblich ist. Die Adaption bestehender Standards des Transportnetzes, beispielsweise standardisierte Netzdatenformate, auf die Verteilungsebene ist daher besonders wichtig.

4.3 Wirtschaftliche, regulatorische und rechtliche Aspekte

Die Verteilungsnetzbetreiber werden aktuell in hohem Maße mit der Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen konfrontiert, wobei ein hoher Anteil dieser Anlagen, insbesondere Photovoltaik-Anlagen, in den Niederspannungsnetzen angeschlossen wird. Die Auslastung der Netze ist in der Vergangenheit dadurch bereits erheblich angestiegen, bedingt durch die aktuell vorliegenden Entwicklungspläne zur Umsetzung der Energiewende wird sich dieser Trend fortsetzen [KAS_10], [Agr_12]. Die zuvor dargestellten gestiegenen Anforderungen an die Niederspannungsnetze erfordern einen Handlungsbedarf seitens der Verteilungsnetzbetreiber, dem in der Vergangenheit aufgrund fehlender Alternativen mit konventionellen Netzausbaumaßnahmen, d.h. Austausch bzw. Verstärkung von Betriebsmitteln wie Leitungen und Ortsnetztransformatoren, begegnet wurde. Derartige Netzausbaumaßnahmen verursachen erhebliche Investitionskosten, insbesondere durch notwendige Tiefbaumaßnahmen zur Leitungsverlegung. Weiterhin gelten bei konventionellen Netzausbaumaßnahmen zwei wesentliche Einschränkungen:

Einerseits basieren die Ausbaumaßnahmen auf den aktuellen Netzausbauanforderungen sowie der Prognose des zukünftigen Ausbaubedarfs. Diese Prognose ist jedoch mit einer entsprechenden Unsicherheit verbunden, so dass der zukünftige reale Ausbaubedarf ggfs. erheblich vom prognostizierten Ausbaubedarf abweichen kann. Andererseits muss bei konventionellen Netzausbaumaßnahmen die technische Auslegung derart erfolgen, dass alle relevanten Belastungsszenarien abgedeckt werden, ohne dass es zu Grenzwertverletzungen im regulären Netzbetrieb kommt. Um die Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen dementsprechend zu ermöglichen, ist das auslegungsrelevante Belastungsszenario in vielen Fällen die maximale, gleichzeitige Einspeisung aller dezentralen Erzeugungsanlagen bei gleichzeitig minimalem, d.h. in der Regel keinem Verbrauch durch die Netzteilnehmer.

Dieses Belastungsszenario tritt aber insbesondere vor dem Hintergrund der Jahresdauer- und Tagesganglinien von Photovoltaik-Anlagen nur zu einem geringen Anteil der Jahresstunden auf

[WH_11], [Nyk_13], [NOZ_11]. Abbildung 4.4 zeigt exemplarisch eine typische, normierte Jahresdauerlinie einer Photovoltaik-Anlage mit einer Bemessungsleistung von $P_r = 50kW$.

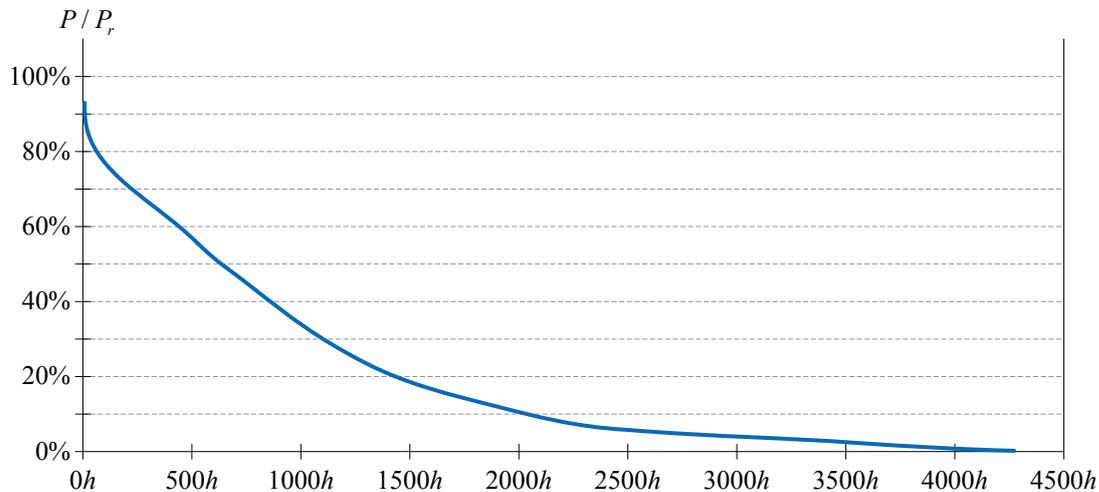


Abbildung 4.4: normierte Jahresdauerlinie einer Photovoltaik-Anlage in Deutschland

Die maximale Einspeiseleistung der Photovoltaik-Anlage wird faktisch nie erreicht, auch hohe Einspeiseleistungen größer 60% der Bemessungsleistung werden in weniger als 500 Stunden pro Jahr erreicht. In Abbildung 4.5 ist die Tagesganglinie eines beliebigen Tages der Photovoltaik-Anlage dargestellt. Die beiden Grenzlinien stellen exemplarisch die bestehende Netzkapazität eines Anschlusspunkts, die bei hoher Einspeiseleistung zu Grenzwertverletzungen hinsichtlich Spannungsband oder Betriebsmittelauslastung führen würde, sowie die erforderliche Netzkapazität im Fall eines konventionellen Netzausbaus dar, um die Photovoltaik-Anlage ohne Grenzwertverletzungen anschließen zu können. Auch in dieser Darstellung zeigt sich, dass die zusätzliche Netzanlasskapazität nur zu einem geringen Anteil tatsächlich genutzt würde.

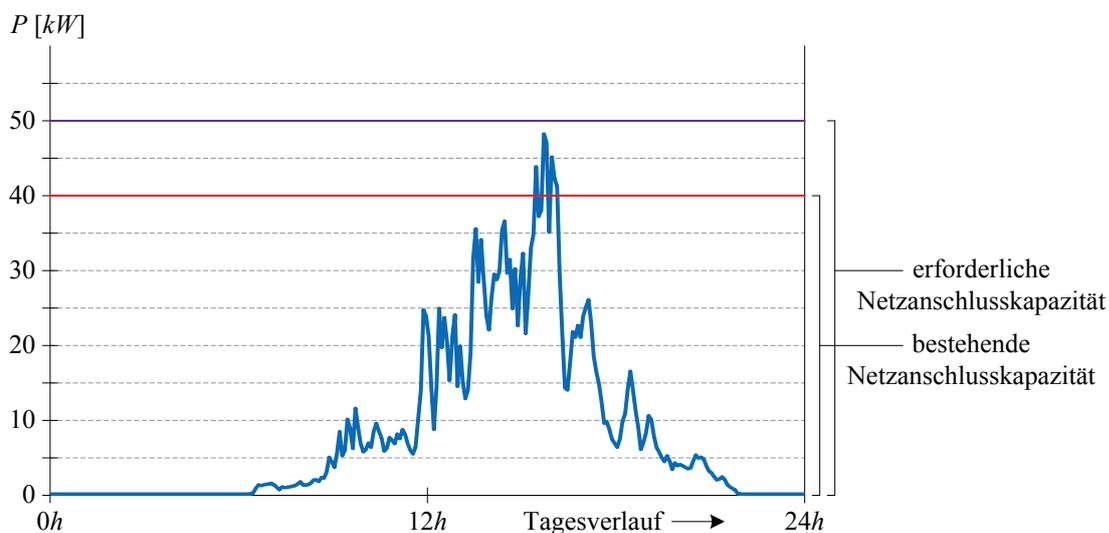


Abbildung 4.5: exemplarische Tagesganglinie einer Photovoltaik-Anlage

Das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte dezentrale Automatisierungssystem für Niederspannungsnetze gewährleistet die Überwachung und die gezielte Ausregelung von Grenzwertverletzungen hinsichtlich des zulässigen Spannungstoleranzbands sowie im Fall von Betriebsmittelüberlastungen. Im dargestellten Beispiel würde die eingespeiste Leistung oberhalb der bestehenden Netzanschlusskapazität durch das Automatisierungssystem im *Worst Case* durch eine Wirkleistungsregelung abgeregelt, wenn ein regelbarer Ortsnetztransformator und eine Blindleistungsregelung nicht zur Verfügung stehen. Untersuchungen zeigen, dass allein durch die Abregelung eines geringen Anteils der Jahresenergie von dezentralen, erneuerbaren Erzeugungsanlagen die Netzanschlusskapazität für diese Anlagen ohne konventionelle Netzausbaumaßnahmen nahezu verdoppelt werden kann [Wie_14], [Agr_12], [EB_11]. Werden zusätzlich Spannungsregler und die Blindleistungsregelung dezentraler Erzeugungsanlagen genutzt, kann die Netzanschlusskapazität für dezentrale Erzeugungsanlagen nochmals deutlich erhöht werden [Kru_11], [Gei_12], [Wer_12], [HS_12].

Das Automatisierungssystem konkurriert damit mit konventionellen Netzausbaumaßnahmen. Die sich bedingt durch die Regelung ergebende zusätzliche, virtuelle Netzanschlusskapazität hängt von den zur Verfügung stehenden Regelungsmöglichkeiten ab. Eine detaillierte Wirtschaftlichkeitsanalyse des dezentralen Automatisierungskonzepts im Vergleich zu konventionellem Netzausbau findet sich in [Neu_13]. Die Analyse zeigt, dass die Investitionsentscheidung netzindividuell unter Berücksichtigung der bereits dargestellten Prognoseunsicherheit erfolgen muss, in vielen Fällen eine Netzautomatisierung jedoch wirtschaftlicher ist als konventionelle Netzausbaumaßnahmen. Gegenüber konventionellen Netzausbaumaßnahmen ergibt sich zudem eine deutlich höhere Flexibilität, um weitere dezentrale Erzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz anschließen zu können. Der Zeitpunkt von ggfs. erforderlichen unvermeidbaren Netzausbaumaßnahmen lässt sich somit verschieben und damit besser koordinieren.

Ein für den Einsatz des dezentralen Automatisierungssystems in realen Niederspannungsnetzen wichtiger Aspekt hinsichtlich des Einspeisemanagements soll hier weiter ausgeführt werden: Die Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung, bedingt durch die Ausregelung einer Grenzwertverletzung, hat unmittelbaren Einfluss auf die Vergütung des Anlagenbetreibers. Die aktuelle Gesetzeslage [EEG_12] gewährt dem Netzbetreiber zur Sicherung des Netzbetriebs zwar bereits heute entsprechende Eingriffsmöglichkeiten, verlangt jedoch gleichzeitig Netzausbaumaßnahmen, um derartige Eingriffe hinsichtlich Wirkleistungseinspeisung zukünftig zu vermeiden, sofern dies in einem wirtschaftlich zumutbaren Rahmen erfolgen kann. Um das vorgestellte Automatisierungssystem nutzen zu können, müssen die Anlagenbetreiber daher für jede durchgeführte Wirkleistungsreduzierung für die entgangene Vergütung entschädigt werden, wenn auf Netzausbaumaßnahmen verzichtet werden soll. Bisher besteht dazu jedoch aus regulatorischer bzw. rechtlicher Sicht keine standardisierte Vorgehensweise [Hüb_12]. Für alle derartigen Maßnahmen müssen daher heute bilaterale Verträge mit den betroffenen

Anlagenbetreibern geschlossen werden, die eine entsprechende Ersatzvergütung im Fall von Wirkleistungsreduzierungen gewährleisten. Von hoher Bedeutung ist dabei die Protokollierung aller vorgenommenen Regelungseingriffe, um die Ersatzvergütung berechnen zu können.

Diese Protokollierung erfolgt automatisch durch das Automatisierungssystem, im Testbetrieb war eine einfache Protokollierung zunächst ausreichend. Für einen produktiven Einsatz des Systems müssen die Regelungseingriffe und auch die aktuelle Netzsituation, die zu den Regelungseingriffen geführt hat, revisionssicher protokolliert werden, um im Fall von Regressansprüchen die Notwendigkeit von Regelungseingriffen nachweisen zu können.

Die aktuellen Diskussionen zu dieser Thematik verdeutlichen jedoch, dass die regulatorische bzw. gesetzgeberische Diskrepanz erkannt wurde [BNA_11]. Entsprechend dem aktuellen Koalitionsvertrag der Bundesregierung soll den Netzbetreibern sogar generell ermöglicht werden, bis zu 5% der Jahresenergie von dezentralen, regenerativen Erzeugungsanlagen ohne Ersatzvergütung abzuregeln [BR_13]. Weiterhin muss diskutiert werden, ob Netzautomatisierungssysteme aus regulatorischer Sicht zukünftig als Netzausbau-äquivalente Maßnahmen anerkannt werden können.

4.4 Systemdienstleistungen auf Ebene der Niederspannungsnetze

Die Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen in die Verteilungsnetze führt neben der bereits ausführlich betrachteten Problematik der lokalen Spannungshaltung und Betriebsmittelüberlastungen mittelfristig dazu, dass sich dezentrale Erzeugungsanlagen aufgrund ihres stetig steigenden Anteils an der Gesamtenergieerzeugung auch an der Bereitstellung von Systemdienstleistungen, insbesondere der Bereitstellung von Regelleistung zur Frequenzregelung, beteiligen müssen [BKZ_10], [BV_12], [NOU_13], [Agr_14], [Kur_13]. Das in dieser Arbeit vorgestellte dezentrale Automatisierungssystem und entsprechende Regelungsmöglichkeiten im Niederspannungsnetz können einen Beitrag zur Entwicklung von Funktionen zur Bereitstellung von Regelleistung auf Ebene der Niederspannungsnetze leisten. Vor diesem Hintergrund sollen im Folgenden einige prinzipielle, technische Aspekte betrachtet werden.

4.4.1 Technische Anforderungen an die Netzautomatisierung

Die Erbringung von Systemdienstleistungen auf Ebene der Verteilungsnetze im Allgemeinen setzt voraus, dass entsprechend steuerbare Netzkomponenten und Netzteilnehmer zur Verfügung stehen. Die Automatisierungstechnik stellt die dazu erforderlichen Grundfunktionen bereit. Weiterhin ist die Anforderung von Systemdienstleistungen abhängig vom aktuellen Zustand des Gesamtsystems.

Setzt man voraus, dass dezentrale Erzeugungsanlagen mit höheren Leistungen, d.h. $P_r \geq 30kW$, zukünftig über Ansteuerungsschnittstellen verfügen, die eine entsprechende Sollwert-Vorgabe für die eingespeiste Wirkleistung ermöglichen, lassen sich diese Anlagen zur gezielten Bereitstellung von Regelleistung nutzen. Die Bereitstellung negativer Regelleistung kann durch Reduzierung der Erzeugungsleistung erfolgen, die Bereitstellung positiver Regelleistung wird durch einen angedrosselten Betrieb der Anlagen gewährleistet, so dass bei Bedarf zusätzliche Erzeugungsleistung zur Verfügung steht. Durch das sogenannte *Pooling* von Anlagen, also der Verbundbetrieb hinsichtlich der Regelung, beispielsweise als virtuelles Kraftwerk, können auch größere Regelleistungsanforderungen bedient werden. Zudem kann durch eine Diversifizierung von Anlagentypen in einem virtuellen Kraftwerk, beispielsweise durch die Nutzung von Biomasse- und Photovoltaik-Anlagen, sichergestellt werden, dass auch dann eine garantierte positive Regelleistung bereitgestellt werden kann, wenn Photovoltaik- oder Windkraft-Anlagen aktuell aufgrund der Wetterbedingungen nicht konstant einspeisen können. Die Anforderung von Regelleistung, insbesondere der tatsächliche Leistungsbedarf, wird aktuell durch die Transportnetzbetreiber koordiniert. Sollen sich zukünftig vermehrt dezentrale Erzeugungsanlagen in den Verteilungsnetzen an der Bereitstellung von Regelleistung beteiligen, müssen entsprechende Schnittstellen zur Anforderung und Koordination dieser Dienstleistung geschaffen werden. Gleichzeitig muss sichergestellt werden, dass die von den Netzteilnehmern bereitgestellte positive Regelleistung auch über die betroffenen Verteilungsnetze transportiert werden kann, ohne die zulässigen Toleranzbereiche für das Spannungsband und die Betriebsmittelauslastung zu verletzen.

Durch den Einsatz des entwickelten Automatisierungssystems können beide Anforderungen grundsätzlich erfüllt werden. Die Netzzustandsidentifikation sowie die Überwachung und Regelung der relevanten Grenzwerte gewährleistet einerseits eine normgerechte Betriebsführung des Niederspannungsnetzes, andererseits kann gleichzeitig die aktuelle Kapazitätsreserve des Niederspannungsnetzes zyklisch berechnet werden. So ist beispielsweise abbildbar, wie viel positive Regelleistung von einzelnen Netzteilnehmern bereitgestellt werden kann, ohne dass es zu Verletzungen des Spannungsbands oder zu einer Überlastung von Betriebsmitteln kommt.

Entsprechende Berechnungsmöglichkeiten können als Erweiterung der bisherigen Algorithmen im Automatisierungssystem realisiert werden. Der weitaus größere Entwicklungsbedarf besteht hinsichtlich der Spezifikation und Realisierung von Schnittstellen, um die Anforderung von Systemdienstleistungen automatisiert zwischen Transportnetzführung und einzelnen Verteilungsnetzautomatisierungssystemen kommunizieren zu können. Aktuell wird eine Kaskadierung von Verteilungsnetzbetreibern diskutiert, um die Prozesskette zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen abzubilden. Dabei erbringen lokale bzw. regionale Verteilungsnetzbetreiber Systemdienstleistungen für die unmittelbar überlagerten, ggfs.

überregionalen Verteilungsnetzbetreiber, wie in Abbildung 4.6 dargestellt ist [BV_12], [Hüb_12].

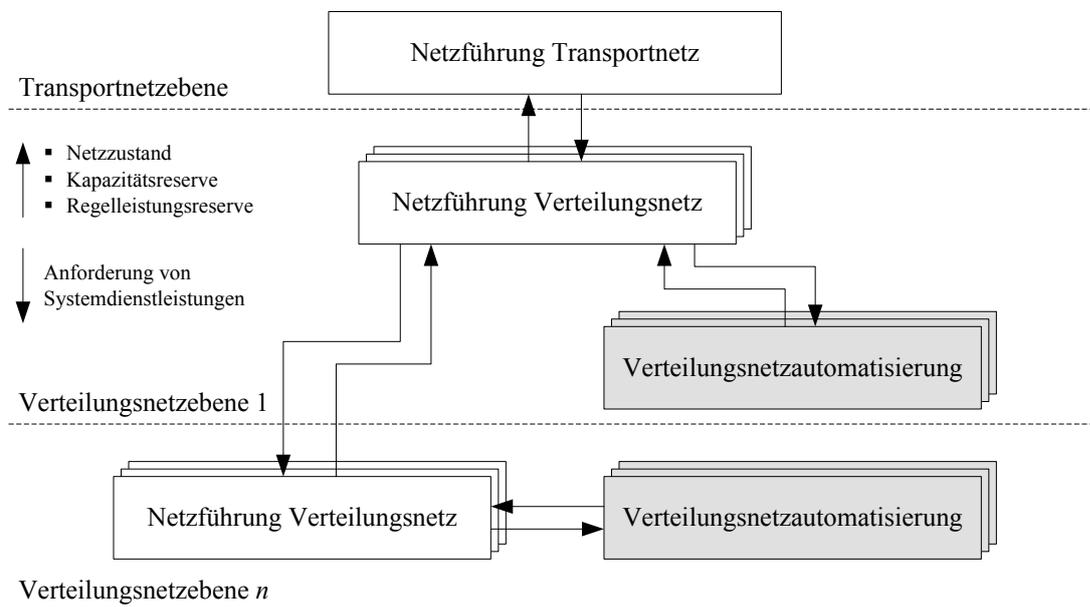


Abbildung 4.6: Kaskadierung von Systemdienstleistungsfunktionen

Die zukünftige Entwicklung der Verteilungsnetzautomatisierung wird sich daher neben der Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen mit der Realisierung von Netzbetreiberübergreifenden Schnittstellen befassen, so dass die Anforderung von Systemdienstleistungen im Allgemeinen und die Bereitstellung von Regelleistung im Speziellen zeitnah, flexibel und automatisiert durch die Verteilungsnetzautomatisierungssysteme erbracht werden können. Die Automatisierungssysteme müssen wiederum über entsprechende Schnittstellen zu dezentralen Erzeugungsanlagen verfügen, um diese bei Bedarf durch Sollwert-Vorgaben ansteuern zu können. Eine in diesem Zusammenhang besonders zu betrachtende Systemkomponente ist die unterlagerte Kommunikationsinfrastruktur, die hohe Anforderungen an Latenzzeiten und die Zuverlässigkeit erfüllen muss.

4.4.2 Bereitstellung von Regelleistung in Niederspannungsnetzen

Die Frequenzregelung des zentraleuropäischen Verbundnetzes erfolgt in den drei Stufen Primärregelung, Sekundärregelung und Tertiärregelung bzw. Minutenreserve [Sch_06]. In Abhängigkeit der jeweiligen Regelungsstufe gelten unterschiedliche Anforderungen hinsichtlich der Reaktions- bzw. Bereitstellungszeiten für die Regelleistung [Agr_14]. Abbildung 4.7 zeigt schematisch die zeitliche Staffelung von Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung zum Ausgleich der Leistungsbilanz und zur Ausregelung einer Frequenzabweichung.

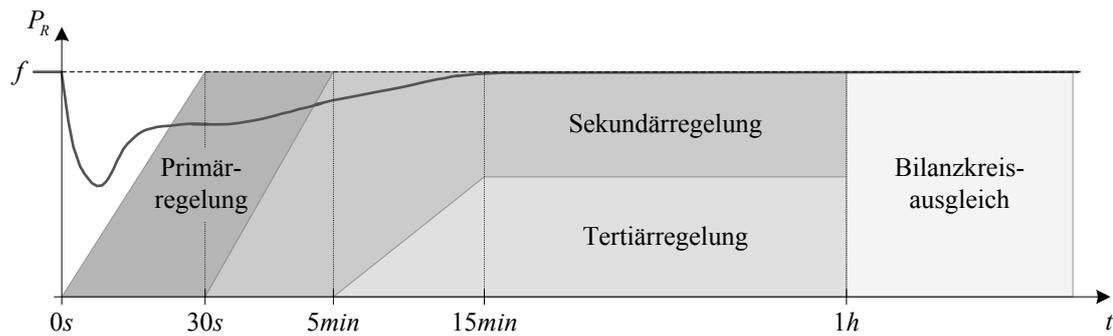


Abbildung 4.7: zeitliche Staffelung der Regelungsstufen zur Frequenzhaltung

Sofern Regelleistung auf Ebene der Niederspannungsnetze bereitgestellt werden soll, müssen die Automatisierungssysteme, die unterlagerte Kommunikationsinfrastruktur und die entsprechenden Netzteilnehmer den zeitlichen Anforderungen der jeweiligen Regelungsstufe genügen.

Die Primärregelleistung muss in einem Bereich von 0 bis 30 Sekunden bereitgestellt werden können. Vergleichbar zur Bereitstellung von Primärregelleistung durch große Kraftwerke, die durch eine lokale Frequenzmessung und eine entsprechende Turbinenregelung automatisiert und ohne Kommunikationsinfrastruktur Regelleistung bereitstellen [Sch_06], kann diese Systematik auch für dezentrale Erzeugungsanlagen realisiert werden. Insbesondere dezentrale Erzeugungsanlagen, die per Wechselrichter an das Niederspannungsnetz angeschlossen sind, können hohe Leistungsgradienten realisieren. Durch eine kontinuierliche, zyklische Netzzustandsanalyse kann das dezentrale Automatisierungssystem die aktuell verfügbare Netzkapazität für jeden Netzteilnehmer berechnen. Die entsprechende maximal zulässige Einspeiseleistung wird zyklisch, beispielsweise alle 10 Sekunden, an die einzelnen dezentralen Erzeugungsanlagen übertragen und dort gespeichert. Durch eine lokale Frequenzmessung und eine entsprechende lokale Regelungsfunktion können die dezentralen Erzeugungsanlagen dann sehr schnell die erforderliche Primärregelleistung bereitstellen, ohne auf Sollwert-Vorgaben durch das Netzautomatisierungssystem angewiesen zu sein. Durch die Berücksichtigung der aktuellen Kapazitätsreserve des Niederspannungsnetzes wird sichergestellt, dass die dezentralen Erzeugungsanlagen nur so viel Regelleistung bereitstellen, wie durch das Netz unter Berücksichtigung der zulässigen Toleranzbereiche für das Spannungsband und die Betriebsmittelauslastung problemlos aufgenommen werden kann.

Im Bereich der Sekundärregelung und Tertiärregelung sind die aktuell genutzten Kommunikationswege, entsprechende Zuverlässigkeit vorausgesetzt, ausreichend schnell, um im Fall einer Regelleistungsanforderung entsprechende Sollwert-Vorgaben durch das dezentrale Automatisierungssystem direkt zu berechnen und an dezentrale Erzeugungsanlagen zu übertragen. Dies ermöglicht es, die Bereitstellung von Sekundär- bzw. Tertiärregelleistung an bestimmte Optimierungskriterien zu koppeln, beispielsweise an die aktuellen Kapazitätsreserven einzelner Niederspannungsnetze eines Netzbetreibers oder an

marktwirtschaftliche Faktoren. Damit können diejenigen dezentralen Erzeugungsanlagen zur Bereitstellung von Regelleistung angesteuert werden, die situationsbedingt am geeignetsten sind. Letztlich wird damit die Teilnahme von dezentralen Erzeugungsanlagen am Regelleistungsmarkt unter Beachtung möglicher Restriktionen, die durch die aktuell verfügbare Netzkapazität gegeben sind, auch auf der Niederspannungsebene ermöglicht [NOU_13]. Durch die Koordination mehrerer dezentraler Erzeugungsanlagen in einem virtuellen Kraftwerk können dann auch höhere, und in Verbindung mit der Kombination unterschiedlicher Anlagentypen auch garantierte Regelleistungsreserven bereitgestellt werden. Sofern zukünftig steuerbare Verbraucher oder Energiespeicher zur Verfügung stehen, können auch diese in das virtuelle Kraftwerk eingebunden werden und erhöhen somit dessen Flexibilität zusätzlich.

4.4.3 Zuverlässigkeitsaspekte

Für den Betrieb elektrischer Netze ist die Versorgungszuverlässigkeit von sehr hoher Bedeutung. Dies gilt auch bei der Bereitstellung von Systemdienstleistungen, vor allem vor dem Hintergrund möglicher Vertragsstrafen bei Nichterfüllung von zuvor garantierten Dienstleistungen.

Auf der Mittel- und Niederspannungsebene sind die Netze aus wirtschaftlichen Gründen in aller Regel nicht nach dem $(n-1)$ -Ausfallkriterium ausgelegt, zudem können dezentrale Erzeugungsanlagen, wie auch größere Kraftwerke, spontan ausfallen, beispielsweise durch technische Defekte, Wartungsarbeiten etc. Dies muss auch bei der Bereitstellung von Systemdienstleistungen berücksichtigt werden. Hier kommen zwei Aspekte zum Tragen, die die Zuverlässigkeit von Systemdienstleistungen auf der Mittel- und Niederspannungsebene beeinflussen: Einerseits sind im Vergleich zu großen Kraftwerken viele dezentrale Erzeugungsanlagen erforderlich, um eine identische Regelleistung zur Verfügung zu stellen, andererseits sorgt die hohe Anzahl dieser Anlagen und deren großflächige Verteilung dafür, dass Ausfälle einzelner Anlagen einen geringen Einfluss auf die Gesamtverfügbarkeit haben. Zusätzlich bietet der hier vorgestellte dezentrale Ansatz einer Netzautomatisierung den Vorteil der prinzipiellen Unabhängigkeit von übergeordneten oder benachbarten Systemen. Sofern das dezentrale Automatisierungssystem innerhalb eines Niederspannungsnetzes störungsbedingt ausfällt, hat dies keine Auswirkungen auf die Netzautomatisierung umliegender Netze, so dass diese weiterhin Systemdienstleistungen bereitstellen können. Gleichwohl erfordert die Bereitstellung von Systemdienstleistungen eine gewisse Redundanz einzelner Systeme, insbesondere bei der Weitverkehrskommunikation und den übergeordneten, koordinierenden Systemen.

Die vorgestellten Überlegungen zeigen, dass die Verteilungsnetzautomatisierung neue Möglichkeiten hinsichtlich der Realisierung von Systemdienstleistungen, hier dargestellt am Beispiel der Bereitstellung von Regelleistung, auf der Mittel- und Niederspannungsebene bietet,

die bedingt durch die veränderte Energieerzeugungsstruktur zukünftig vermehrt erforderlich werden. Der dezentrale Ansatz bietet dabei den Vorteil einer insgesamt hohen Zuverlässigkeit durch voneinander unabhängige Netzautomatisierungssysteme, so dass auch der vereinzelte Ausfall von Teilsystemen problemlos handhabbar ist.

5 Zusammenfassung und Ausblick

Die vorliegende Arbeit befasst sich mit der Entwicklung einer autarken, koordinierten, selektiven Spannungs- und Leistungsregelung für Niederspannungsnetze. Die hier vorgestellten Regelungsstrategien und deren Realisierung in einem dezentralen Automatisierungssystem stellen einen Beitrag zur Entwicklung von sogenannten intelligenten Netzen dar. Die Realisierung der autarken Regelung im Automatisierungssystem erfolgte in Kooperation mit zwei spezialisierten Industriepartnern, die praktische Applikation des Verfahrens erfolgte in Kooperation mit mehreren Netzbetreibern.

Aktuell sind die Verteilungsnetzbetreiber vor allem mit Problemen hinsichtlich der lokalen Einhaltung von Spannungsgrenzwerten bei Anschluss neuer dezentraler Erzeugungsanlagen wie beispielsweise Photovoltaik-Anlagen oder Mikro-KWK-Anlagen konfrontiert. In vielen Niederspannungsnetzen im ländlichen Bereich steigt die Anzahl der ins Netz zu integrierenden Erzeugungsanlagen rapide an. Bedingt durch den hohen Gleichzeitigkeitsfaktor von Photovoltaik-Anlagen ist die kumulierte Leistung hoch, so dass zeitweise das zulässige Spannungsband verletzt und Leitungen und Transformatoren ggfs. überlastet werden können. Die steigenden Anforderungen lassen sich mittels konventioneller Netzausbaumaßnahmen beherrschen, die jedoch häufig mit hohen Investitionskosten verbunden sind. Intelligente Netze stellen eine Alternative zu konventionellen Netzausbaumaßnahmen dar. Durch den Einsatz von Mess- und Automatisierungstechnik werden die Spannungen an einzelnen Netzknoten, Leistungsflüsse und Betriebsmittelauslastungen quantifizierbar, etwaige Grenzwertverletzungen können identifiziert und lokalisiert werden. Durch die gezielte Ansteuerung von regelbaren Komponenten im Netz können die identifizierten Probleme behoben werden. Die Netzautomatisierung erhöht damit erheblich die Aufnahmefähigkeit der Verteilungsnetze für dezentrale Erzeugungsanlagen durch Regelungseingriffe in kritischen Netzlastsituationen, die nur zeitlich begrenzt auftreten.

Im ersten Teil der Arbeit werden die grundsätzlichen Regelungsmöglichkeiten in Niederspannungsnetzen und deren Wirkungsweise dargestellt. Im Bereich der Niederspannungsnetze zählen dazu einerseits die direkte Spannungsregelung durch regelbare Ortsnetztransformatoren oder leistungselektronische Spannungsregler, andererseits die Leistungsregelung von Netzteilnehmern, d.h. Blindleistungs- und Wirkleistungsregelung, die sowohl zur indirekten Spannungsregelung als auch zur Vermeidung bzw. Behebung von Überlastungen genutzt werden kann. Diese Regelungsverfahren werden in einem selektiven, konsekutiven Regelungsmodell kombiniert. Durch dieses Modell wird sichergestellt, dass eine Wirkleistungsregelung und damit eine nutzungs- oder vergütungsrelevante Beeinflussung der Netzteilnehmer möglichst lang vermieden werden. Erst als Ultima Ratio wird die Wirkleistung

von Netzteilnehmern beeinflusst, sofern alle anderen Regelungsmöglichkeiten bereits ausgeschöpft sind. Das konsekutive Regelungsmodell ist der zentrale Bestandteil zweier Regelungsstrategien für Niederspannungsnetze, die im Fall von Grenzwertverletzungen die definierte Anwendung des Regelungsmodells und damit eine strukturierte Vorgehensweise zur Rückführung des Netzes in einen zulässigen Betriebszustand realisieren. Die direkte Regelungsstrategie verfolgt einen strikten Prozessablauf, um eine möglichst einfache Reglerstruktur abbilden zu können. Die optimierte Regelungsstrategie basiert demgegenüber auf einem iterativen, komplexeren Prozessablauf, um die Auswirkungen von Regelungseingriffen auf den Netzzustand im Voraus analysieren zu können und die Regelung des Niederspannungsnetzes gezielter durchführen zu können. Schließlich ist die Regelung abhängig von der Anzahl und der Art der zur Verfügung stehenden Aktoren, die den Netzzustand gezielt beeinflussen können. Es ist daher entscheidend, mögliche Aktoren an den Standorten im Netz zu installieren, an denen ein größtmöglicher Effekt erzielt werden kann. Entsprechende Kriterien und grundsätzliche Positionierungsansätze werden vorgestellt.

Aufbauend auf diesen grundlegenden und theoretischen Betrachtungen wird im zweiten Teil der Arbeit die Entwicklung einer autarken, koordinierten Spannungs- und Leistungsregelung im Rahmen eines dezentralen Automatisierungskonzepts vorgestellt. Als Grundlage für die Spannungs- und Leistungsregelung im Niederspannungsnetz dient die Identifikation und Analyse des aktuellen Netzzustands. Wenn Grenzwertverletzungen identifiziert werden, können diese durch gezielte Regelungseingriffe entsprechend des Regelungsmodells bzw. der darauf basierenden Regelungsstrategien ausgeregelt werden. Zur Realisierung dieses dezentralen Automatisierungskonzepts wurden die Regelungsstrategien in ein Automatisierungssystem integriert, so dass ein autarker *Online*-Betrieb, unabhängig von einem übergeordneten Leitsystem ermöglicht wird. Durch eine zyklische Analyse des Netzzustands und gezielte Regelungseingriffe kann somit ein zulässiger Betriebszustand des Netzes aufrechterhalten werden. Ein wichtiger Aspekt im Rahmen der Realisierung ist dabei die Verifikation der Regelungsstrategien anhand umfangreicher Simulationen und Tests. Dazu wird eine Simulationsumgebung genutzt, die den Netzbetrieb abbildet und die gezielte Auslösungen von Grenzwertverletzungen und darauf aufbauenden Verfahrenstests ermöglicht. Anhand von zwei ausgewählten Testnetzen und vier Simulationsszenarien werden wichtige Regelungsfunktionen des Automatisierungskonzepts, der Ablauf beider Regelungsstrategien und deren Funktionsfähigkeit dargestellt. Es zeigt sich, dass die entwickelten Regelungsstrategien die gestellten Anforderungen erfüllen können und damit eine Ausregelung von kritischen Grenzwertverletzungen möglich ist. Die optimierte Regelungsstrategie behebt dabei kritische Netzsituationen im Allgemeinen schneller als die direkte Regelungsstrategie, zusätzlich sind auch komplexere kritische Netzsituationen ausregelbar, die durch die direkte Regelungsstrategie nicht ausgeregelt werden können.

Im dritten Teil der Arbeit wird die praktische Applikation, d.h. die technische Realisierung des dezentralen Automatisierungssystems vorgestellt. Die entwickelte Spannungs- und Leistungsregelung für Niederspannungsnetze wurde im Rahmen von ersten Verfahrenstests im Feld erprobt. Eine wesentliche Einschränkung für diese Verfahrenstests ergibt sich durch die Anforderung eines störungsfreien Netzbetriebs. Die im zweiten Teil der Arbeit dargestellten Testszenarien lassen sich daher nicht identisch im realen Netzbetrieb realisieren. Stattdessen müssen vereinfachte Funktionstests durchgeführt werden, die den Netzbetrieb zu keinem Zeitpunkt gefährden. Entsprechende Testmöglichkeiten werden beschrieben sowie die Ergebnisse dieser Tests im Feld dargestellt. Auch in der praktischen Applikation des Systems zeigt sich, dass das Gesamtsystem wie auch die neu entwickelten und in der Simulation bereits getesteten Regelungsstrategien die gestellten Anforderungen hinsichtlich Ausregelung der Grenzwertverletzungen sowie Robustheit und Geschwindigkeit des Prozessablaufs erfüllen. Das dezentrale Automatisierungssystem stellt damit eine Möglichkeit dar, den Netzzustand von Niederspannungsnetzen autark zu überwachen und ggfs. zu regeln. Für den praktischen Einsatz des Systems bzw. des Gesamtkonzepts ist darüber hinaus eine wirtschaftliche Umsetzbarkeit von hoher Bedeutung, da derartige Netzautomatisierungsansätze in Konkurrenz zu konventionellen Netzausbaumaßnahmen stehen. Daher werden aktuelle wirtschaftliche, regulatorische und rechtliche Aspekte skizziert.

Aufgrund des steigenden Anteils an installierter Erzeugungsleistung in den Verteilungsnetzen werden sich dezentralen Erzeugungsanlagen in Zukunft auch an der Bereitstellung von Systemdienstleistungen beteiligen müssen. Eine Bereitstellung von beispielsweise Regelleistung auf Verteilungsnetzebene ist aber nur dann möglich, wenn vergleichbar zur Transportnetzebene auch die aktuellen Netzkapazitätsreserven sowie die bereitstellbare Regelleistung quantifizierbar sind. Durch die kontinuierliche Zustandsidentifikation und die automatisierte Regelung im Rahmen des dezentralen Automatisierungskonzepts können diese Informationen für den überlagerten Systemdienstleistungskordinator aufbereitet werden, gleichzeitig kann die Regelung sicherstellen, dass nur Systemdienstleistungen bereitgestellt werden, die die Netzkapazität nicht übersteigen. Die Umsetzung eines Konzepts zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen auf Verteilungsnetzebene wird daher zukünftig in den Fokus von Forschungs- und Entwicklungsarbeiten rücken. Die Automatisierung der Verteilungsnetze ist die dafür erforderliche Basis.

Da die optimierte Regelungsstrategie Weiterentwicklungspotential hinsichtlich einer weiteren Verbesserung der koordinierten, selektiven Netzregelung, auch im Hinblick auf zukünftige Systemdienstleistungsanforderungen, aufweist, stellt diese Regelungsmethodik einen Ansatzpunkt für zukünftige Forschungsarbeiten dar. Der Fokus der vorliegenden Arbeit liegt auf der Grundlagenentwicklung für die dargestellten Regelungsstrategien und einer ersten Implementierung in das Zielsystem. Während der Entwicklungsarbeit wurde daher vorwiegend der Normalbetriebszustand des Systems betrachtet. Fehlerzustände, beispielsweise Kurzschlüsse

oder der Ausfall von Betriebsmitteln aufgrund externer Einflüsse, wurden im Rahmen der Grundlagenentwicklung nicht betrachtet. Allerdings wurden abseits der dargestellten Verfahrenstests auch Untersuchungen zum Systemverhalten außerhalb des Normalbetriebs, beispielsweise bei Fehlern im Niederspannungsnetz, bei Ausfall der Kommunikationsinfrastruktur etc. durchgeführt. Diese Betrachtungen zählen jedoch einerseits zum Themenfeld der Produktentwicklung und zur Erreichung eines Serienstatus und hängen direkt mit dem Betriebskonzept für das vorgestellte Automatisierungssystem zusammen, andererseits konnten erste Ansätze für die Erweiterung des Systems, beispielsweise zur Erkennung von Fehlern im Netz, abgeleitet werden, die in nachfolgenden Forschungsprojekten untersucht werden.

Darüber hinaus muss ein integriertes Gesamtkonzept zur Automatisierung der Mittel- und Niederspannungsnetze entwickelt werden. Das Ziel ist dabei eine durchgängige Überwachung und koordinierte Regelung der Verteilungsebene. Entsprechende Forschungs- und Entwicklungsarbeiten wurden bereits gestartet, um das in dieser Arbeit vorgestellte Konzept für die autarke Spannungs- und Leistungsregelung auch für die Mittelspannungsebene zu adaptieren.

6 Literaturverzeichnis

- [Abd_12] ABDEL-MAJEED, A. ET AL.:
Zustandsschätzung in Niederspannungsnetzen mit Hilfe von Smart Metern
Tagungsband VDE-Kongress, Stuttgart, Deutschland, 2012
- [Agr_12] AGRICOLA, A. C. ET AL.:
dena-Verteilnetzstudie - Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030
Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, Deutschland, 12/2012
- [Agr_14] AGRICOLA, A. C. ET AL.:
dena-Studie Systemdienstleistungen 2030 - Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien
Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, Deutschland, 02/2014
- [Agu_05] AGUSTONI, A. ET AL.:
LV DC Distribution Network with Distributed Energy Resources: Analysis of possible Structures
18th International Conference on Electricity Distribution (CIRED), Session 5, Turin, Italy, 06/2005
- [BB_10] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND TECHNOLOGIE (BMWi),
BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ UND REAKTORSICHERHEIT (BMU):
Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung
Beschluss der Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland, Berlin, Deutschland, 09/2010
- [Ben_10] BENDRAT, M.:
Analyse der Spannungsqualität in Verteilnetzen auf der Niederspannungsebene sowie Realisierung geeigneter Kompensationsmaßnahmen
Dissertation, Fern-Universität Hagen, Hagen, Deutschland, 2010
- [Bir_13] BIRKNER, P. ET AL.:
Integrated Smart Grid Concept - Experience in a German Distribution Grid
22nd International Conference on Electricity Distribution (CIRED), Session 1, Paper No. 1332, Stockholm, Sweden, 06/2013
- [BKZ_10] BIRKNER, P.; KÜPPERS, S.; ZDRALLEK, M.:
Anforderungen und zukünftiger Bedarf für intelligente Netze in Deutschland
Tagungsband VDE Kongress E-Mobility, Leipzig, Deutschland, 2010

- [BNA_11] BNETZA:
Smart Grid/Smart Market - Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems
Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bonn, Deutschland, 12/2011
- [BR_13] BUNDESREGIERUNG DER BUNDESREPUBLIK DEUTSCHLAND:
Deutschlands Zukunft gestalten
Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, 18. Legislaturperiode, Berlin, Deutschland, 2013
- [Bre_13] BRENNAN, M. ET AL.:
Automatic Distributed Voltage Control Algorithm in Smart Grids Applications
IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 4, Iss. 2, pp. 877 - 885, 06/2013
- [Bül_12] BÜLO, T. ET AL.:
Spannungshaltung in aktiven, intelligenten Niederspannungsnetzen
Tagungsband VDE-Kongress, Stuttgart, Deutschland, 2012
- [BV_12] BDEW BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V.; VKU VERBAND KOMMUNALER UNTERNEHMEN E.V.:
Praxis-Leitfaden für unterstützende Maßnahmen von Stromnetzbetreibern
Leitfaden, Berlin, 10/2012
- [Cal_11] CALDERARO, V. ET AL.:
Distributed Generation and local voltage regulation: an approach based on sensitivity analysis
2nd IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe), Manchester, UK, 12/2011
- [CG_07] CONTI, S.; GRECO, A. M.:
Innovative Voltage Regulation Method for Distribution Networks with Distributed Generation
19th International Conference on Electricity Distribution (CIRED), Session 4, Paper No. 0773, Vienna, Austria, 05/2007
- [CGR_06] CONTI, S.; GRECO, A. M.; RAITI, S.:
Voltage Sensitivity Analysis in MV Distribution Networks
Proceedings of the 6th WSEAS/IASME International Conference on Electric Power Systems, High Voltages, Electric Machines, pp. 34 - 39, Tenerife, Spain, 12/2006
- [Con_03] CONTI, S. ET AL.:
Distributed Generation in LV Distribution Networks: Voltage and Thermal Constraints
IEEE Power Tech Conference Proceedings, Vol. 2, Bologna, Italy, 06/2003
- [CRV_10] CONTI, S.; RAITI, S.; VAGLIASINDI, G.:
Voltage Sensitivity Analysis in Radial MV Distribution Networks using Constant Current Models
IEEE International Symposium on Industrial Electronics (ISIE), pp. 2548 - 2554, Bari, Italy, 07/2010

- [Dem_11] DEMIROK, E. ET AL.:
Local Reactive Power Control Methods for Overvoltage Prevention of Distributed Solar Inverters in Low-Voltage Grids
IEEE Journal of Photovoltaics, Vol. 1, Iss. 2, pp. 174 - 182, 12/2011
- [DKE_11] DEUTSCHE KOMMISSION ELEKTROTECHNIK ELEKTRONIK
INFORMATIONSTECHNIK IM DIN UND VDE:
DIN EN 50160:2011-02 - Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen
Beuth-Verlag, Berlin, Deutschland, 2011
- [DKE_83] DEUTSCHE KOMMISSION ELEKTROTECHNIK ELEKTRONIK
INFORMATIONSTECHNIK IM DIN UND VDE:
DIN VDE 0100 Beiblatt 3:1983-03 - Errichten von Starkstromanlagen mit Nennspannungen bis 1000 V; Struktur der Normenreihe
Beuth-Verlag, Berlin, Deutschland, 1983
- [DN_11] DZAFIC, I.; NEISIUS, H.-T.:
Generic Three-Phase Power Flow Methods Using Symmetrical Components for Symmetrical and Unsymmetrical Power System Networks
IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT) Conference Proceedings, Anaheim, CA, USA, 01/2011
- [EB_11] ETHERDEN, N.; BOLLEN, M. H. J.:
Increasing the Hosting Capacity of Distribution Networks by Curtailment of Renewable Energy Resources
IEEE PowerTech Conference, Trondheim, Norway, 06/2011
- [ECB_12] EISENREICH, M.; CAO, S.; BALZER, G.:
Voltage Regulation in Distribution Grids with High Ratio of Distributed Generation Units
CIRED Workshop, Paper No. 0372, Lisbon, Portugal, 05/2012
- [EEG_12] BUNDESREGIERUNG DER BUNDESREPUBLIK DEUTSCHLAND:
Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG)
Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), das zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 20. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2730) geändert worden ist
- [Ein_12] EINFALT, A. ET AL.:
Control Strategies for Smart Low Voltage Grids - The Project DG DemoNet - Smart LV Grid
CIRED Workshop, Paper No. 0238, Lisbon, Portugal, 05/2012
- [Ein_13] EINFALT, A. ET AL.:
Controlling active low voltage distribution grids with minimum efforts on costs and engineering
39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society (IECON), Vienna, Austria, 11/2013

- [EK_10] EUROPÄISCHE KOMMISSION:
EUROPA 2020 - Eine Strategie für intelligentes, nachhaltiges und integratives Wachstum
Mitteilung der Europäischen Kommission, Brussels, Belgium, 03/2013
- [EW_12] ESSLINGER, P.; WITZMANN, R.:
Evaluation of Reactive Power Control Concepts for PV Inverters in Low-Voltage Grids
CIRED Workshop, Paper No. 0363, Lisbon, Portugal, 05/2012
- [Fei_13] FEIX, O. ET AL.:
Netzentwicklungsplan Strom 2013 - Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber
Berlin, Deutschland, 07/2013
- [Föl_94] FÖLLINGER, O.:
Regelungstechnik - Einführung in die Methoden und ihre Anwendung
Hüthig Buch Verlag, Heidelberg, Deutschland, 1994
- [FOT_90] FLATABO, N.; OGNEDAL, R.; CARLSEN, T.:
Voltage stability condition in a power transmission system calculated by sensitivity methods
IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 5, Iss. 4, pp. 1286 - 1293, 11/1990
- [Gei_12] GEIBEL, D. ET AL.:
Active Intelligent Distribution Networks - Coordinated Voltage Regulation Methods for Networks with High Share of Decentralised Generation
CIRED Workshop, Paper No. 0234, Lisbon, Portugal, 05/2012
- [Ham_12] HAMMERSCHMIDT, T. ET AL.:
Simultaneity of PV- and Wind Power-Generation from Distribution Grid Perspective
CIRED Workshop, Paper No. 0275, Lisbon, Portugal, 05/2012
- [HDS_10] HEUCK, K.; DETTMANN, K.-D.; SCHULZ, D.:
Elektrische Energieversorgung
Vieweg-Teubner-Verlag, Wiesbaden, Deutschland, 2010
- [HS_12] HINZ, A.; SOJER, M.:
Spannungsgeregelte Ortsnetzstationen zur Verbesserung der Netzintegration von erneuerbaren Energien
Tagungsband VDE-Kongress, Stuttgart, Deutschland, 2012
- [Hüb_12] HÜBNER, C.:
VDE/ITG-Positionspapier Energieinformationsnetze und -systeme: Teil A „Verteilnetzautomatisierung im Smart Grid“
Tagungsband VDE-Kongress, Stuttgart, Deutschland, 2012
- [HZJ_12] HOMAEE, O.; ZAKARIAZADEH, A.; JADID, S.:
Online Voltage Control Approach in Smart Distribution System with Renewable Distributed Generation
2nd Iranian Conference on Smart Grids (ICSG), 05/2012

- [ISB_98] IEEE-SA STANDARDS BOARD:
IEEE Std 1061-1998 (R2009) - IEEE Standard for a Software Quality Metrics Methodology
IEEE Computer Society, Software Engineering Standards Committee, New York, NY, USA, 12/1998
- [KAS_10] KOHLER, S.; AGRICOLA, A. C.; SEIDL, H.:
dena-Netzstudie II - Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 - 2020 mit Ausblick 2025
Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, Deutschland, 11/2010
- [Kea_11] KEANE, A. ET AL.:
Enhanced Utilization of Voltage Control Resources With Distributed Generation
IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 26, Iss. 1, pp. 252 - 260, 02/2011
- [Kha_12] KHATTABI, M. ET AL.:
Verteilnetzautomatisierung als Grundlage für die intelligente Energieversorgung der Zukunft
Tagungsband VDE-Kongress, Stuttgart, Deutschland, 2012
- [KP_95] KERSTING, W. H.; PHILLIPS, W. H.:
Distribution Feeder Line Models
IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 31, Issue 4, pp. 715 - 720, 07-08/1995
- [KPS_06] KHATOD, D. K.; PANT, V.; SHARMA, J.:
A Novel Approach for Sensitivity Calculations in the Radial Distribution System
IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 21, Iss. 4, pp. 2048 - 2057, 10/2006
- [Kra_13] KRAICZY, M. ET AL.:
Untersuchung der Wechselwirkungen zwischen der lokalen Spannungsregelung des Umspannwerks-Transformators und der lokalen Blindleistungsregelung dezentraler Erzeugungsanlagen im Verteilungsnetz
28. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 07/2013
- [Kru_11] KRUSCHEL, W. ET AL.:
Dezentrale Spannungsregelung in intelligenten Niederspannungsnetzen - Leistungselektronische Komponenten zur Erhöhung der Aufnahmekapazität für erneuerbare Erzeugungseinheiten
ETG-Fachbericht Band 130, VDE Verlag, Berlin, Offenbach, Deutschland, 2011
- [Kru_13] KRUSCHEL, W. ET AL.:
Power Electronic Voltage Regulator for Increasing the Distributed Generation Capacity in Low Voltage Networks
15th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE), Lille, France, 09/2013
- [Kum_05] KUMAR, V. ET AL.:
Voltage and current sensitivities of radial distribution network: a new approach
IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution, Vol. 152, Iss. 6, pp. 813 - 818, 11/2005

- [Kur_13] KURRAT, M. ET AL.:
Technische Herausforderungen für die Lieferung von Systemdienstleistungen durch dezentrale Erzeuger in aktiven Verteilungsnetzen
Tagungsband ETG Kongress Systemdesign, Berlin, Deutschland, 2013
- [KWS_09] KERBER, G.; WITZMANN, R.; SAPPL, H.:
Voltage Limitation by Autonomous Reactive Power Control of Grid Connected Photovoltaic Inverters
6th International Conference-Workshop Compatibility and Power Electronics (CPE), pp. 129 - 133, Badajoz, Spain, 05/2009
- [LL_09] LI, Y.; LI, Y. W.:
Decoupled Power Control for an Inverter Based Low Voltage Microgrid in Autonomous Operation
IEEE 6th International Power Electronics and Motion Control Conference (IPEMC), pp. 2490 - 2496, Wuhan, China, 05/2009
- [LSS_12] LEISSE, I.; SAMUELSSON, O.; SVENSSON, J.:
Coordinated Voltage Control in Distribution Systems with DG-Control Algorithm and Case Study
CIRED Workshop, Paper No. 0361, Lisbon, Portugal, 05/2012
- [Lun_13a] LUNZE, J.:
Regelungstechnik 1 - Systemtheoretische Grundlagen, Analyse und Entwurf einschleifiger Regelungen
Springer-Vieweg-Verlag, Berlin, Heidelberg, Deutschland, 2013
- [Lun_13b] LUNZE, J.:
Regelungstechnik 2 - Mehrgrößensysteme, Digitale Regelung
Springer-Vieweg-Verlag, Berlin, Heidelberg, Deutschland, 2013
- [Man_08] MANITSAS, E. ET AL.:
Modelling of Pseudo-Measurements for Distribution System State Estimation
CIRED Seminar SmartGrids for Distribution, Paper 0018, Frankfurt, Deutschland, 06/2008
- [Mar_12] MARANO, A. ET AL.:
Voltage Control of Active Distribution Networks by Means of Dispersed Generation
CIRED Workshop, Paper No. 0248, Lisbon, Portugal, 05/2012
- [Mat_12] MATROSE, C. ET AL.:
Anlagenauswahl und -positionierung zur Spannungsstützung mittels Blindleistungsmanagement dezentraler Erzeugungsanlagen
Tagungsband VDE-Kongress, Stuttgart, Deutschland, 2012
- [McC_76] MCCABE, T. J.:
A Complexity Measure
IEEE Transactions on Software Engineering, Vol. SE-2, Iss. 4, pp. 308 - 320, 12/1976

- [Mer_08] MERKT, B.:
Beitrag zur Zustandsidentifikation von elektrischen Energieversorgungsnetzen
Dissertation, Leibniz Universität Hannover, Hannover, Deutschland, 2008
- [MP_09] MADUREIRA, A. G.; PECAS LOPES, J. A.:
Coordinated voltage support in distribution networks with distributed generation and microgrids
IET Renewable Power Generation, Vol. 3, Iss. 4, pp. 439 - 454, 12/2009
- [Neu_13] NEUSEL-LANGE, N.:
Dezentrale Zustandsüberwachung für intelligente Niederspannungsnetze
Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Wuppertal, Deutschland, 2013
- [NOU_13] NEUSEL-LANGE, N.; OERTER, C.; UHLIG, R. ET AL.:
Die Kapazitätsampel als Grundlage für Regelungseingriffe im automatisierten Niederspannungsnetz
Tagungsband ETG Kongress Systemdesign, Berlin, Deutschland, 2013
- [NOZ_11] NEUSEL-LANGE, N.; OERTER, C.; ZDRALLEK, M. ET AL.:
Sichere Betriebsführung von Niederspannungsnetzen durch dezentrale Netzautomatisierung
ETG-Fachbericht Band 130, VDE Verlag, Berlin, Offenbach, Deutschland, 2011
- [NOZ_12a] NEUSEL-LANGE, N.; OERTER, C.; ZDRALLEK, M.:
State Identification and Automatic Control of Smart Low Voltage Grids
3rd IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe), Berlin, Deutschland, 10/2012
- [NOZ_12b] NEUSEL-LANGE, N.; OERTER, C.; ZDRALLEK, M.:
First Practical Experience with Smart Low Voltage Grids
1st IEEE International Conference on Smart Grid Technology, Economics and Policies, Nürnberg, Deutschland, 2012
- [Nyk_13] NYKAMP, S.:
Integrating Renewables in Distribution Grids - Storage, regulation and the interaction of different stakeholders in future grids
Dissertation, University of Twente, Enschede, the Netherlands, 2013
- [ONS_13] OERTER, C.; NEUSEL-LANGE, N.; SAHM, P. ET AL.:
Experience with first smart, autonomous LV-grids in Germany
22nd International Conference on Electricity Distribution (CIRED), Session 3, Paper No. 0717, Stockholm, Sweden, 06/2013
- [ONZ_12] OERTER, C.; NEUSEL-LANGE, N.; ZDRALLEK, M. ET AL.:
Das intelligente Niederspannungsnetz im Praxistest
Tagungsband VDE-Kongress, Stuttgart, Deutschland, 2012
- [ONZ_13] OERTER, C.; NEUSEL-LANGE, N.; ZBROS, C. ET AL.:
Smart Control of Low Voltage Grids - Application Results
Proceedings of the CIGRÉ-Symposium Smart Grids: Next Generation Grids for New Energy Trends, Lisbon, Portugal, 2013

- [OO_11] OEDING, D.; OSWALD, B. R.:
Elektrische Kraftwerke und Netze
Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, Deutschland, 2011
- [Osw_13] OSWALD, B. R.:
Berechnung von Drehstromnetzen
Springer-Vieweg-Verlag, Wiesbaden, Deutschland, 2013
- [Pit_12] PITZ, R. ET AL.:
Power Snapshot Analyse (PSSA) von Niederspannungsnetzen durch den Einsatz von intelligenten Elektrizitätszählern („Smart Meters“)
Tagungsband VDE-Kongress, Stuttgart, Deutschland, 2012
- [RH_09] REESE, C.; HOFMANN, L.:
Determination of Load and Generation Composition in Distribution Grids
IEEE PES Power Systems Conference and Exposition (PSCE), Seattle, WA, USA, 03/2009
- [Rod_12] RODRIGUEZ-CALVO, A. ET AL.:
Optimal Degree of Smart Transformer Substations in Distribution Networks for Reliability Improvement
3rd IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe), Berlin, Deutschland, 10/2012
- [Saa_99] SAADAT, H.:
Power System Analysis
WCB/McGraw-Hill-Verlag, 1999
- [Sch_06] SCHWAB, A.:
Elektroenergiesysteme - Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie
Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, Deutschland, 2006
- [Sch_13] SCHMIESING, J. ET AL.:
Avoiding MV-network expansion by distributed voltage control
22nd International Conference on Electricity Distribution (CIRED), Session 5, Paper No. 0847, Stockholm, Sweden, 06/2013
- [SKM_10] SCHRÖDERS, C.; KRAHL, S.; MOSER, A.:
Intelligente Verteilungsnetze im Kontext einer zukünftigen Qualitätsregulierung
Tagungsband VDE Kongress Smart Cities, Leipzig, Deutschland, 2010
- [Ste_13] STETZ, T. ET AL.:
Netzparallelbetrieb von Photovoltaikanlagen und regelbaren Transformatoren
Tagungsband ETG Kongress Systemdesign, Berlin, Deutschland, 2013
- [Tan_09] TANAKA, K.:
Decentralized Voltage Control in Distribution Systems by Distributed Generators
IEEE International Symposium on Industrial Electronics (ISIE), pp. 554 - 559, Seoul, South Korea, 07/2009

- [Tho_07] THOMA, M. C.:
Optimierte Betriebsführung von Niederspannungsnetzen mit einem hohen Anteil an dezentraler Erzeugung
Dissertation, ETH Zürich, Nr. 17063, Zürich, Schweiz, 2007
- [Tog_98] TOGNOLA, G.:
Unlimited-Point-Ansatz zur Lösung des optimalen Lastflussproblems
Dissertation, ETH Zürich, Nr. 12437, Zürich, Schweiz, 1998
- [Uhl_14] UHLIG, R. ET AL.:
Integration of E-Mobility into Distribution Grids via Innovative Charging Strategies
CIRED Workshop, Paper No. 0055, Rome, Italy, 06/2014
- [Unb_07] UNBEHAUEN, H.:
Regelungstechnik I
Vieweg-Verlag, Wiesbaden, 2007
- [VFM_04] VIEIRA, J.; FREITAS, W.; MORELATO, A.:
Phase-decoupled method for three-phase power-flow analysis of unbalanced distribution systems
IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution, Vol. 151, Iss. 5, pp. 568 - 574, 09/2004
- [VK_08] VIAWAN, F. A.; KARLSSON, D.:
Coordinated Voltage and Reactive Power Control in the Presence of Distributed Generation
IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, Pittsburgh, PA, USA, 07/2008
- [Vol_96] VOLKMANN, L.:
Fundamente der Graphentheorie
Springer-Verlag, Wien, Austria, New York, NY, USA, 1996
- [Wer_12] WERTHER, B. ET AL.:
Voltage Control in Low Voltage Systems with Controlled Low Voltage Transformer (CLVT)
CIRED Workshop, Paper No. 0235, Lisbon, Portugal, 05/2012
- [WH_11] WOLTER, M.; HOFMANN, L.:
General estimation of the impact of additional DG sources on distribution grids
IEEE Power and Energy Society General Meeting, San Diego, CA, USA, 07/2011
- [Wie_14] WIEBEN, E.:
Integration dezentraler Komponenten
DVGW/VDE 2. Münchener Energietage, München, Deutschland, 03/2014
- [WMS_11] WIPPENBECK, T.; MATROSE, C.; SCHNETTLER, A.:
Nicht beobachtbare Innere Überlastsituationen in Niederspannungs-Verteilungsnetzen mit dezentralen Einspeisern und heute üblichen Schutzsystemen
Tagungsband ETG Kongress, Würzburg, Deutschland, 2011

- [Wol_08] WOLTER, M.:
State Identification of Distribution Grids
Dissertation, Leibniz Universität Hannover, Hannover, Deutschland, 2008
- [ZO_13] ZDRALLEK, M.; OERTER, C. ET AL.:
Smart Grids on the Distribution Level - Hype or Vision?
Final Report of the CIRED Working Group on Smart Grids, Liège, Belgium,
05/2013

7 Summary

Efforts to restructure energy systems are under way around the world. The use of fossil energy carriers arising from historical developments is being increasingly supplemented by the use of renewable energy sources, and energy systems based entirely on renewable sources should be realized over the long term. The supply of electricity is taking on a particular importance due to its high flexibility, the increasing level of electrification and the rising number of electrical devices and systems.

A fundamental restructuring of the energy supply infrastructure is already a reality in Germany, where this process is termed the energy transition. The goals of the 20-20-20 agenda established by the European Union, the further decision by Germany to eliminate the use of nuclear energy for electricity production and a law promoting renewable energy carriers have together led to a significantly increased number of power plants that utilize renewable energy carriers. However, such a paradigm shift also has far-reaching impacts on the electrical grids, especially in the distribution grid level. Distribution grid operators are currently confronted in particular with problems involving local compliance with voltage limit values in the connection of new, distributed generation systems, such as photovoltaic systems and micro combined heat and power plants. In many low-voltage grids in rural regions, the number of generation systems to be integrated into the grid is increasingly rapidly. As a result of the high simultaneity factor of photovoltaic systems, the cumulative power production is high, which increases the capacity utilization of lines and transformers and can even result in overloading of these grid components. The rising requirements can be met with conventional grid expansion measures, but these are often associated with high investment costs. One alternative to conventional grid expansion measures can be found in a technology known as smart grids. The use of measurement and automation technology makes it possible to quantify the voltage levels at individual nodes as well as the power flows and load levels at operating equipment. Overloaded systems and voltage levels outside the required range can be identified and localized. The identified problems can be corrected by specifically activating components on the grid that are suitable for regulation. In this way, automation of the grid increases the capacity of the distribution grids to accept power from distributed generation systems by means of regulation interventions in critical grid load situations of limited duration.

This work examines the development of an independent, coordinated voltage and power regulation framework for low-voltage grids. The regulation strategies presented here as well as their realization within a distributed automation concept represent a contribution to the development of smart grids. The independent regulation within the automation system was

realized in cooperation with two specialized industry partners, while the practical application of the process took place in cooperation with a number of grid operators.

The first part of the work illustrates the fundamental regulation options in low-voltage grids and their operating principles. In the area of low-voltage networks, this includes direct voltage regulation by means of controllable distribution transformers or electronic voltage regulators on one hand and power regulation of grid participants on the other, i.e. reactive and active power regulation that can be used both for indirect voltage regulation and to avoid or correct overloads. These regulation methods are combined into a consecutive, three-stage regulation model. This model ensures that active power regulation and any associated usage or compensation-related influencing of grid participants can be avoided for as long as possible. The active power behavior of grid participants is influenced only as a last resort if all other regulation methods are infeasible or already exhausted. The consecutive regulation model is the central component of two regulation strategies for low-voltage grids that realize the defined implementation of the regulation model in event of limit value violations, thereby ensuring a structured, selective procedure for returning the grid to a reliable operating state. The direct regulation strategy follows a strict process sequence in order to achieve the simplest possible regulation structure. In contrast, the optimized regulation strategy is based on an iterative, complex process sequence to allow an analysis of the impact of regulation interventions on the grid state in advance and enable more precise regulation of the low-voltage grid. Both strategies are evaluated with regard to complexity and process behavior. The regulation ultimately depends on the number and type of available actors capable of deliberately influencing the grid state. It is therefore critical to install possible actors at the locations in the grid at which the greatest possible effect can be achieved. Corresponding criteria and general positioning approaches are presented.

Building on these fundamental and theoretical observations, the development of an independent, coordinated voltage and power regulation scheme is presented in the second part within the framework of a distributed automation concept. The identification and analysis of the current grid state serves as the basis for the voltage and power regulation. When limit value fluctuations have been identified, these can be corrected with targeted regulation interventions according to the regulation model and the regulation strategies based upon the model. To realize this distributed automation concept, the regulation strategies were integrated into an automation system to enable online operation independent of a higher level control system. Through cyclical analysis of the grid state and targeted regulation interventions, a reliable grid operating state can be maintained in this way. One important aspect in relation to the realization is verifying the regulation strategies on the basis of comprehensive simulations and tests. This takes place within a test environment that simulates grid operation and allows limit value violations to be intentionally triggered in order to carry out procedure tests. Important regulation functions of the automation system, the process behind the two regulation strategies and their

functional capabilities are demonstrated on the basis of two selected test grids and four simulation scenarios.

Practical application of the distributed automation concept is presented in the third part of the work. Field testing of voltage and power regulation for low-voltage grids was performed within the framework of procedure tests. The requirement of undisrupted grid operation poses significant limitations on procedure tests in the field. The test scenarios addressed in the second part of the work therefore cannot be identically realized in actual grid operation. Instead, simplified function tests are performed that at no time endanger normal grid operation. Corresponding test opportunities are described and the results of these field tests are presented. The possibility of economic implementation is also extremely important for practical use of the depicted automation concept since such grid automation approaches must compete with conventional grid expansion measures. The current and future economic, regulatory and legal aspects are therefore sketched out briefly.

Due to the rising share of installed generating power in the distribution grids, distributed generation systems will in future also have to participate in the provisioning of system services for safe and reliable grid operation. For example, the supply of balancing power at the distribution grid level is only possible if the current grid capacity reserves as well as the available balancing power can be quantified as at the transport grid level. This information can be prepared for the higher level system service coordinator via continuous state identification and automated regulation within the framework of the distributed automation concept. At the same time, the regulation can ensure that only system services that will not exceed the grid capacity are provided. The implementation of a concept for providing system services at the distribution grid level will therefore be a future focus of research and development work. One prerequisite for this is the automation of the distribution grid.

An integrated overall concept for automating the medium- and low-voltage grids must also be developed. The goal here is comprehensive monitoring and coordinated regulation of the distribution grid level. Corresponding research and development work has already begun in order to adapt the concept for independent voltage and power regulation presented in this work for the medium-voltage level as well.

8 Anhang

8.1 Formelzeichen und Abkürzungen

Allgemeingültige Festlegungen

x, X	skalare Größe
\underline{x}	komplexe Größe
\underline{x}^*	konjugiert komplexe Größe
$\text{Re}\{\underline{x}\}$	Realteil der komplexen Größe \underline{x}
$\text{Im}\{\underline{x}\}$	Imaginärteil der komplexen Größe \underline{x}
\hat{x}	Schätzwert der Größe x
x_m	Messwert/Istwert der Größe x
x_n	Nennwert der Größe x
x_r	Bemessungswert der Größe x
x_{\max}	maximal zulässiger oder möglicher Wert der Größe x
x_{\min}	minimal zulässiger oder möglicher Wert der Größe x
x^*	Sollwert der Größe x
\mathbf{x}	Vektor
\mathbf{X}	Matrix
$\text{diag}(\mathbf{x})$	Diagonalmatrix des Vektors \mathbf{x}
$x(t)$	zeitkontinuierliches Signal
$x(k)$	zeitdiskretes Signal
Δx	Differenz bzw. Veränderung der Größe x

Formelzeichen und Symbole

$d(t)$	Störgröße des Regelkreises
d_{ij}	Distanz zwischen Netzknoten i und Netzknoten j (resultierende Impedanz aller parallelen Impedanzen zwischen den Netzknoten)
f	Frequenz der Spannung im Netz, Netzfrequenz
f_{est}	relativer Estimationsfehler der Netzzustandsidentifikation
f_m	relativer Messfehler
f_n	Netznennfrequenz $f_n = 50\text{Hz}$
$f_{tb,\max}$	obere Frequenzgrenze des zulässigen Toleranzbands
$f_{tb,\min}$	untere Frequenzgrenze des zulässigen Toleranzbands
g_{PV}	Gleichzeitigkeitsfaktor von Photovoltaik-Anlagen

$\mathbf{H}(t)$	Übergangsfunktionsmatrix einer Mehrgrößen-Regelstrecke
I_{ij}	Effektivwert des Stroms von Netzknoten i zu Netzknoten j
$I_{th,max}$	maximal zulässiger Dauerbetriebsstrom
\mathbf{J}	Jacobi-Matrix
$k_{ft,I}$	netzindividueller Korrekturfaktor für die Auslastungsregelung bei Sensorausfall
$k_{ft,U}$	netzindividueller Korrekturfaktor für die Spannungsregelung bei Sensorausfall
\mathbf{K}_{NT}	Knoten-Klemmen-Inzidenzmatrix des Netzes
\mathbf{K}_S	Statikmatrix einer Mehrgrößen-Regelstrecke
L_i	Phase i
n_{cycle}	Zyklusanzahl im zyklischen Prozess
n_v	Iterationsschritte der optimierten Regelungsstrategie
$n_{v,max}$	maximale zulässige Iterationsschrittzahl der optimierten Regelungsstrategie
P_i	Effektivwert der Wirkleistung am Netzknoten i
P_{ij}	Effektivwert des Wirkleistungsflusses von Netzknoten i zu Netzknoten j
P_R	Regelleistung (Wirkleistung)
Q_i	Effektivwert der Blindleistung am Netzknoten i
Q_{ij}	Effektivwert des Blindleistungsflusses von Netzknoten i zu Netzknoten j
R	Resistanz, ohmscher Widerstand
s_{ji}	Sensitivitätsindex von Netzknoten i zu Netzknoten j
s_{max}	maximaler Sensitivitätsindex
s_{min}	minimaler Sensitivitätsindex
s_{OLTC}	Stufenstellung eines Stufenschalters bezogen auf die Neutralstufe 0
S_i	Effektivwert der Scheinleistung am Netzknoten i
S_{ij}	Effektivwert des Scheinleistungsflusses von Netzknoten i zu Netzknoten j
S_{rT}	Bemessungsleistung eines Transformators
\mathbf{S}	Sensitivitätsmatrix
\mathbf{S}_P	Sensitivitätsmatrix für die Wirkleistungsregelung
\mathbf{S}_O	Sensitivitätsmatrix für die Blindleistungsregelung
t	Zeit
t_{act}	Aktivitätszeit des zyklischen Prozesses
t_{ct}	Ausregelzeit für Grenzwertverletzungen
t_{ctrl}	Laufzeit des Regelungsprozesses
t_{cycle}	Zyklus-Intervallzeit des zyklischen Prozesses (Aufruf-Intervall)
t_{GSA}	Laufzeit der Netzzustandsanalyse
t_{GSI}	Laufzeit der Netzzustandsidentifikation
t_{hyst}	Hysterese-Zeit
$t_{observe}$	Beobachtungszeit
t_{rT}	relatives (auf die Niederspannungsseite umgerechnetes) Übersetzungsverhältnis eines (regelbaren) Ortsnetztransformators

t_T	Übersetzungsverhältnis eines (regelbaren) Ortsnetztransformators
t_{VC}	Übersetzungsverhältnis eines leistungselektronischen Spannungsreglers
$u(t)$	Stellgröße des Regelkreises
u_{krT}	relative Kurzschlussspannung eines Transformators
u_{RrT}	relativer ohmscher Spannungsfall eines Transformators
U_i	Effektivwert der Spannung am Netzknoten i
U_n	Netznominalspannung
$U_{ib,max}$	obere Spannungsgrenze des zulässigen Toleranzbands
$U_{ib,min}$	untere Spannungsgrenze des zulässigen Toleranzbands
$U_{OLTC,st}$	Stufenspannung eines Stufenschalters bezogen auf die Netznominalspannung U_n
U_{rT}	Bemessungsspannung eines Transformators
U_S	Spannung an Referenzknoten (<i>Slack Bus</i>)
U_Y	Leiter-Erde-Spannung
U_Δ	Leiter-Leiter-Spannung (Außenleiterspannung)
$w(t)$	Führungsgröße des Regelkreises
X	Reaktanz
$y(t)$	Ausgangsgröße des Regelkreises (Regelgröße)
Y	Admittanz
Y_T	Admittanz eines Transformators
Y_T	geordnete Betriebsmitteladmittanzmatrix des Netzes
Y_{TT}	Admittanzmatrix eines Transformators
Y_{TVC}	Admittanzmatrix eines leistungselektronischen Spannungsreglers
Z	Impedanz
δ	Winkel der Spannung an Netzknoten bezogen auf die Referenzspannung
φ	Phasenwinkel zwischen Strom und Spannung an einem Netzknoten
ν	Iterationsindex
ϑ_a	Umgebungstemperatur
$\sigma(t)$	Sprungfunktion

Abkürzungen

AC	<i>Alternating Current</i>
BPL	<i>Broadband Powerline</i>
DC	<i>Direct Current</i>
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
GIS	Geoinformationssystem
IP	<i>Internet Protocol</i>
IPsec	<i>Internet Protocol Security</i>
KVS	Kabelverteilerschrank

KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LVDC	<i>Low Voltage Direct Current</i>
MAC	<i>Media Access Control</i>
NTP	<i>Network Time Protocol</i>
NZA	Netzzustandsanalyse
NZI	Netzzustandsidentifikation
OFDM	<i>Orthogonal Frequency-Division Multiplexing</i>
OLTC	<i>On-Load Tap Changer</i>
PEN	<i>Protective Earth Neutral</i>
rONT	regelbarer Ortsnetztransformator
SPS	speicherprogrammierbare Steuerung
THD	<i>Total Harmonic Distortion</i>
TN-C-S	<i>Terre Neutre Combiné Séparé</i>
VPN	<i>Virtual Private Network</i>

Nicht aufgeführte Formelzeichen oder abweichende Definitionen mit abschnittsweiser Gültigkeit werden im Text erläutert.

8.2 Technische Daten der Modellnetze

Für die Modellbildung in Kapitel 2 wurden vereinfachte Modellnetze genutzt, um die Wirkungsweise der einzelnen Regelungsverfahren in geeigneter Form darstellen zu können. Im Rahmen der Verifikation der Regelungsstrategien werden für die Simulationen in Abschnitt 3.4 ein synthetisches Testnetz und ein reales Niederspannungsnetz genutzt. In diesem Abschnitt werden die technischen Daten dieser Netze beschrieben.

Modellnetz 1: regelbarer Ortsnetztransformator

Abbildung 8.1 zeigt das zur Erläuterung der Wirkungsweise eines regelbaren Ortsnetztransformators genutzte Modellnetz aus Abschnitt 2.2.1.

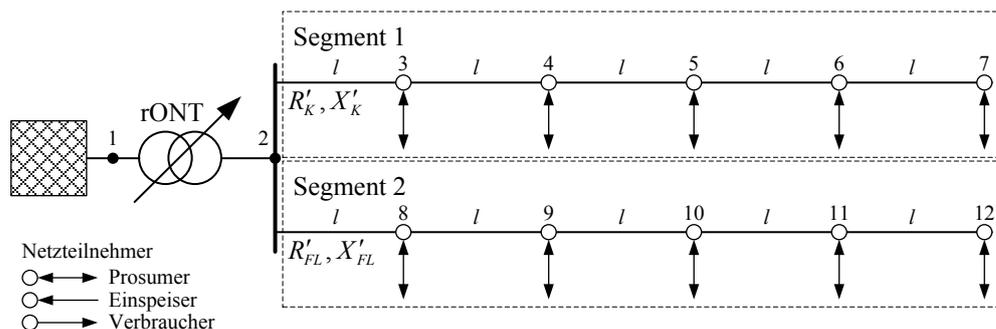


Abbildung 8.1: Übersicht Modellnetz 1

Das Niederspannungsnetz verfügt über zwei Abgänge von der Sammelschiene des regelbaren Ortsnetztransformators, wobei die Netzteilnehmer in Segment 1 über ein Kabel angeschlossen sind, die Netzteilnehmer in Segment 2 sind an einer Niederspannungsfreileitung angeschlossen. Die relevanten Netzdaten sind in Tabelle 8.1 angegeben.

Tabelle 8.1: Netzdaten Modellnetz 1

Parameter	Wert
Bemessungsleistung des rONT	$S_{rT} = 400kVA$
relative Kurzschlussspannung des rONT	$u_{krT} = 4\%$
relativer ohmscher Spannungsfall des rONT	$u_{rT} = 1,5\%$
Referenzspannung (Netzknoten 1)	$U_S = 400V / \sqrt{3}$
Kabelresistanz	$R'_K = 0,32\Omega / km$
Kabelreaktanzen	$X'_K = 0,08\Omega / km$
Freileitungsresistanz	$R'_{FL} = 0,43\Omega / km$
Freileitungsreaktanzen	$X'_{FL} = 0,30\Omega / km$
Länge der Leitungsabschnitte	$l = 100m$

Im dargestellten einspeisungsorientierten Szenario haben alle Netzteilnehmer an den Netzknoten 3 bis 12 eine Leistung von $P = 30kW$ bei $\cos\varphi = 1$ eingespeist.

Zur Identifikation geeigneter Aktoren und zur selektiven Auswahl des geeignetsten Aktors für die Wirkleistungs- und Blindleistungsregelung wurde in Abschnitt 2.5 die Herleitung der Sensitivitätsmatrizen S_p, S_Q beschrieben. Nachfolgenden sind beispielhaft die entsprechenden Sensitivitätsmatrizen für das Modellnetz 1 angegeben:

$$S_p = \begin{pmatrix} 0,000 & 0,000 & 0,000 & 0,000 & 0,000 & 0,000 & 0,000 & 0,000 & 0,000 & 0,000 & 0,000 & 0,000 \\ 0,000 & 0,006 & 0,006 & 0,006 & 0,006 & 0,006 & 0,006 & 0,006 & 0,006 & 0,006 & 0,006 & 0,006 \\ 0,000 & 0,006 & 0,038 & 0,038 & 0,038 & 0,038 & 0,038 & 0,006 & 0,006 & 0,006 & 0,006 & 0,006 \\ 0,000 & 0,006 & 0,038 & 0,070 & 0,070 & 0,070 & 0,070 & 0,006 & 0,006 & 0,006 & 0,006 & 0,006 \\ 0,000 & 0,006 & 0,038 & 0,070 & 0,102 & 0,102 & 0,102 & 0,006 & 0,006 & 0,006 & 0,006 & 0,006 \\ 0,000 & 0,006 & 0,038 & 0,070 & 0,102 & 0,134 & 0,134 & 0,006 & 0,006 & 0,006 & 0,006 & 0,006 \\ 0,000 & 0,006 & 0,038 & 0,070 & 0,102 & 0,134 & 0,166 & 0,006 & 0,006 & 0,006 & 0,006 & 0,006 \\ 0,000 & 0,006 & 0,006 & 0,006 & 0,006 & 0,006 & 0,006 & 0,049 & 0,049 & 0,049 & 0,049 & 0,049 \\ 0,000 & 0,006 & 0,006 & 0,006 & 0,006 & 0,006 & 0,006 & 0,049 & 0,092 & 0,092 & 0,092 & 0,092 \\ 0,000 & 0,006 & 0,006 & 0,006 & 0,006 & 0,006 & 0,006 & 0,049 & 0,092 & 0,135 & 0,135 & 0,135 \\ 0,000 & 0,006 & 0,006 & 0,006 & 0,006 & 0,006 & 0,006 & 0,049 & 0,092 & 0,135 & 0,178 & 0,178 \\ 0,000 & 0,006 & 0,006 & 0,006 & 0,006 & 0,006 & 0,006 & 0,049 & 0,092 & 0,135 & 0,178 & 0,221 \end{pmatrix}$$

$$S_Q = \begin{pmatrix} 0,000 & 0,000 & 0,000 & 0,000 & 0,000 & 0,000 & 0,000 & 0,000 & 0,000 & 0,000 & 0,000 & 0,000 \\ 0,000 & 0,015 & 0,015 & 0,015 & 0,015 & 0,015 & 0,015 & 0,015 & 0,015 & 0,015 & 0,015 & 0,015 \\ 0,000 & 0,015 & 0,023 & 0,023 & 0,023 & 0,023 & 0,023 & 0,015 & 0,015 & 0,015 & 0,015 & 0,015 \\ 0,000 & 0,015 & 0,023 & 0,031 & 0,031 & 0,031 & 0,031 & 0,015 & 0,015 & 0,015 & 0,015 & 0,015 \\ 0,000 & 0,015 & 0,023 & 0,031 & 0,039 & 0,039 & 0,039 & 0,015 & 0,015 & 0,015 & 0,015 & 0,015 \\ 0,000 & 0,015 & 0,023 & 0,031 & 0,039 & 0,047 & 0,047 & 0,015 & 0,015 & 0,015 & 0,015 & 0,015 \\ 0,000 & 0,015 & 0,023 & 0,031 & 0,039 & 0,047 & 0,055 & 0,015 & 0,015 & 0,015 & 0,015 & 0,015 \\ 0,000 & 0,015 & 0,015 & 0,015 & 0,015 & 0,015 & 0,015 & 0,045 & 0,045 & 0,045 & 0,045 & 0,045 \\ 0,000 & 0,015 & 0,015 & 0,015 & 0,015 & 0,015 & 0,015 & 0,045 & 0,075 & 0,075 & 0,075 & 0,075 \\ 0,000 & 0,015 & 0,015 & 0,015 & 0,015 & 0,015 & 0,015 & 0,045 & 0,075 & 0,105 & 0,105 & 0,105 \\ 0,000 & 0,015 & 0,015 & 0,015 & 0,015 & 0,015 & 0,015 & 0,045 & 0,075 & 0,105 & 0,135 & 0,135 \\ 0,000 & 0,015 & 0,015 & 0,015 & 0,015 & 0,015 & 0,015 & 0,045 & 0,075 & 0,105 & 0,135 & 0,165 \end{pmatrix}$$

Modellnetz 2: leistungselektronischer Spannungsregler (Längsregler)

Abbildung 8.2 zeigt das zur Erläuterung der Wirkungsweise eines leistungselektronischen Spannungsreglers genutzte Modellnetz aus Abschnitt 2.2.2.

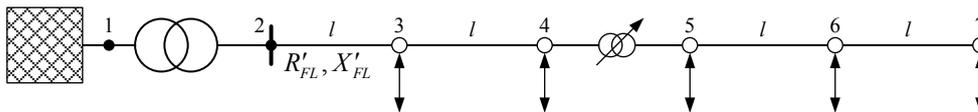


Abbildung 8.2: Übersicht Modellnetz 2

Der dezentrale Spannungsregler ist im dargestellten Netzstrang mittig zwischen dem vierten und fünften Netzteilnehmer installiert, so dass die Leitungslänge zwischen Netzteilnehmer und Spannungsregler jeweils $0,5 \cdot l$ beträgt. Die relevanten Netzdaten sind in Tabelle 8.2 angegeben.

Tabelle 8.2: Netzdaten Modellnetz 2

Parameter	Wert
Bemessungsleistung des Ortsnetztransformators	$S_{rT} = 400kVA$
relative Kurzschlussspannung des Ortsnetztransformators	$u_{krT} = 4\%$
relativer ohmscher Spannungsfall des Ortsnetztransformators	$u_{RrT} = 1,5\%$
Referenzspannung (Netzknoten 1)	$U_S = 400V / \sqrt{3}$
Freileitungsresistenz	$R'_{FL} = 0,43\Omega / km$
Freileitungsreaktanz	$X'_{FL} = 0,30\Omega / km$
Länge der Leitungsabschnitte	$l = 100m$

Im dargestellten, einspeisungsorientierten Szenario haben alle Netzteilnehmer an den Netzknoten 3 bis 7 eine Leistung von $P = 30kW$ bei $\cos\varphi = 1$ eingespeist.

Modellnetz 3: Leistungsregelung von Netzteilnehmern

Abbildung 8.3 zeigt das zur Erläuterung der Wirkungsweise von Wirkleistungs- und Blindleistungsregelung von Netzteilnehmern genutzte Modellnetz aus Abschnitt 2.3 bzw. Abschnitt 2.4.

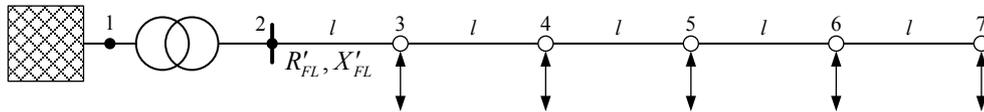


Abbildung 8.3: Übersicht Modellnetz 3

Das Netz ist identisch zu Modellnetz 2 aufgebaut, verfügt allerdings über keinen Spannungsregler innerhalb des Netzstrangs. Die relevanten Netzdaten sind in Tabelle 8.3 angegeben.

Tabelle 8.3: Netzdaten Modellnetz 3

Parameter	Wert
Bemessungsleistung des Ortsnetztransformators	$S_{rT} = 400kVA$
relative Kurzschlussspannung des Ortsnetztransformators	$u_{krT} = 4\%$
relativer ohmscher Spannungsfall des Ortsnetztransformators	$u_{RrT} = 1,5\%$
Referenzspannung (Netzknoten 1)	$U_s = 400V / \sqrt{3}$
Freileitungsresistanz	$R'_{FL} = 0,43\Omega / km$
Freileitungsreaktanz	$X'_{FL} = 0,30\Omega / km$
Länge der Leitungsabschnitte	$l = 100m$

Ausgangslage für die Wirkleistungs- und Blindleistungsregelung ist eine eingespeiste Leistung von $P = 30kW$ bei $\cos\varphi = 1$ für alle Netzteilnehmer an den Netzknoten 3 bis 7. Für die Wirkleistungsregelung wird die Leistung von Netzteilnehmer 5 bzw. Netzteilnehmer 7 um $\Delta P = 20kW$ reduziert, für die Blindleistungsregelung erfolgt eine Sollwert-Vorgabe für den Leistungsfaktors von Netzteilnehmer 7 auf $\cos\varphi = \pm 0,90$.

Testnetz 1 (synthetisches Testnetz)

Abbildung 8.4 zeigt das für die Verifikation der realisierten Regelungsstrategien genutzte synthetische Testnetz 1, das von Modellnetz 1 abgeleitet wurde.

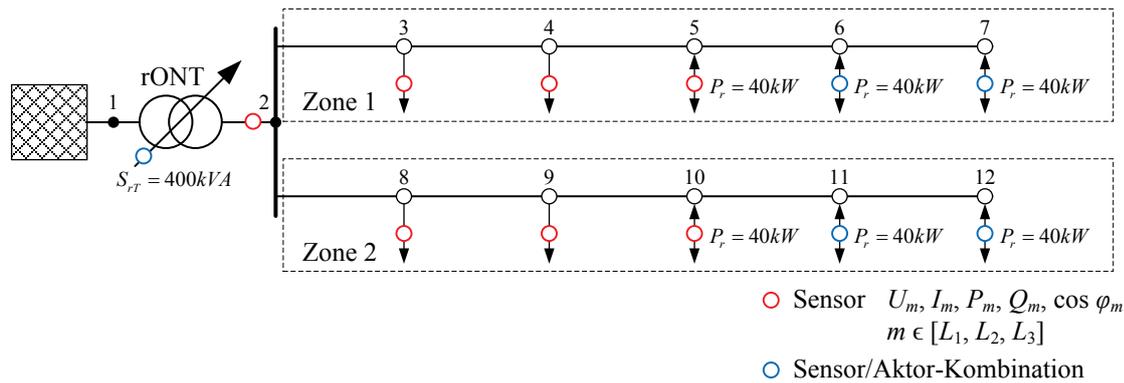


Abbildung 8.4: Übersicht Testnetz 1

Das Niederspannungsnetz verfügt über zwei Abgänge von der Sammelschiene des regelbaren Ortsnetztransformators, wobei die Netzteilnehmer in Zone 1 über ein Kabel angeschlossen sind, die Netzteilnehmer in Zone 2 sind an einer Niederspannungsfreileitung angeschlossen. Abweichend von Modellnetz 1 wurden unterdurchschnittliche Leitungsquerschnitte genutzt, um signifikante Grenzwertverletzungen zu erzielen. Die relevanten Netzdaten sind in Tabelle 8.4 angegeben.

Tabelle 8.4: Netzdaten Testnetz 1

Parameter	Wert
Bemessungsleistung des rONT	$S_{rT} = 400 \text{ kVA}$
relative Kurzschlussspannung des rONT	$u_{krT} = 4\%$
relativer ohmscher Spannungsfall des rONT	$u_{RrT} = 1,5\%$
Referenzspannung (Netzknoten 1)	$U_S = 400 \text{ V} / \sqrt{3}$
Kabelresistanz	$R'_K = 0,45 \Omega / \text{km}$
Kabelreaktanzenz	$X'_K = 0,08 \Omega / \text{km}$
Freileitungsresistanz	$R'_{FL} = 0,54 \Omega / \text{km}$
Freileitungsreaktanzenz	$X'_{FL} = 0,30 \Omega / \text{km}$
thermischer Dauergrenzstrom aller Leitungsabschnitte	$I_{th,max} = 120 \text{ A}$
Länge der Leitungsabschnitte	$l = 100 \text{ m}$

Im Netz sind insgesamt fünf Aktoren installiert, einerseits der regelbare Ortsnetztransformator, andererseits vier regelbare Netzteilnehmer. In der nachfolgenden Tabelle 8.5 sind die Parameter bzw. Stellbereiche der Aktoren aufgeführt. Zu beachten ist, dass die Stellbereiche der Aktoren bewusst limitiert wurden, damit mehrere Aktoren bzw. Regelungsstufen im Rahmen der Simulationen für die Ausregelung von Grenzwertverletzungen erforderlich sind.

Tabelle 8.5: Aktorparameter Testnetz 1

Aktor	Bemessungsleistung	Regelbereich
rONT	$S_{rT} = 400kVA$	3 Stufen, $U_{OLTC,st} = 4,62V$ $s_{OLTC}^* = 0 \hat{=} \Delta U = 0$, $s_{OLTC}^* = \pm 1 \hat{=} \Delta U = \pm 0,02 \cdot U_n$
Netzteilnehmer 6	$P_{6,r} = 40kW$	$0 \leq P_6^* \leq P_{6,r}$ in 4 Stufen (100%, 60%, 30%, 0%) Standard-Sollwert: $P_6^* = P_{6,r}$ $\cos \varphi_6^* = 1$, $\cos \varphi_6^* = 0,95_{ind}$, Standard-Sollwert: $\cos \varphi_6^* = 1$
Netzteilnehmer 7	$P_{7,r} = 40kW$	$0 \leq P_7^* \leq P_{7,r}$ in 4 Stufen (100%, 60%, 30%, 0%) Standard-Sollwert: $P_7^* = P_{7,r}$ $\cos \varphi_7^* = 1$, $\cos \varphi_7^* = 0,95_{ind}$, Standard-Sollwert: $\cos \varphi_7^* = 1$
Netzteilnehmer 11	$P_{11,r} = 40kW$	$0 \leq P_{11}^* \leq P_{11,r}$ in 4 Stufen (100%, 60%, 30%, 0%) Standard-Sollwert: $P_{11}^* = P_{11,r}$ $\cos \varphi_{11}^* = 1$, $\cos \varphi_{11}^* = 0,95_{ind}$, Standard-Sollwert: $\cos \varphi_{11}^* = 1$
Netzteilnehmer 12	$P_{12,r} = 40kW$	$0 \leq P_{12}^* \leq P_{12,r}$ in 4 Stufen (100%, 60%, 30%, 0%) Standard-Sollwert: $P_{12}^* = P_{12,r}$ $\cos \varphi_{12}^* = 1$, $\cos \varphi_{12}^* = 0,95_{ind}$, Standard-Sollwert: $\cos \varphi_{12}^* = 1$

Testnetz 2

In Abbildung 8.5 ist das für die Simulationstests genutzte Testnetz 2 dargestellt, das auf einem realen Niederspannungsnetz eines regionalen Verteilungsnetzbetreibers in ländlicher Infrastruktur basiert. Da sich die Leitungsparameter einzelner Leitungsabschnitte unterscheiden, wird auf eine detaillierte Darstellung der Leitungsparameter verzichtet.

Tabelle 8.6: Netzdaten Testnetz 2

Parameter	Wert
Bemessungsleistung des Ortsnetztransformators	$S_{rT} = 400kVA$
relative Kurzschlussspannung des Ortsnetztransformators	$u_{krT} = 4\%$
relativer ohmscher Spannungsfall des Ortsnetztransformators	$u_{RrT} = 1,5\%$
Referenzspannung (Netzknoten 1)	$U_s = 400V / \sqrt{3}$

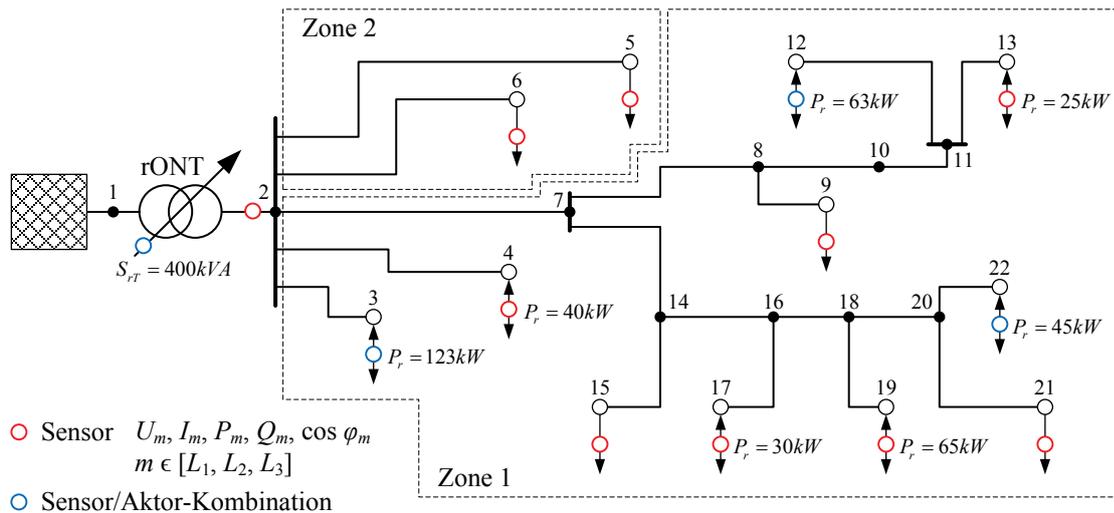


Abbildung 8.5: Übersicht Testnetz 2

Im Netz sind insgesamt vier Aktoren installiert, einerseits der regelbare Ortsnetztransformator, andererseits drei regelbare Netzteilnehmer. Die Aktorparameter sind in Tabelle 8.7 aufgelistet. Auch bei diesem Netz wurde der Regelbereich der Aktoren limitiert.

Tabelle 8.7: Aktorparameter Testnetz 2

Aktor	Bemessungsleistung	Regelbereich
rONT	$S_{rT} = 400kVA$	3 Stufen, $U_{OLTC,st} = 4,62V$ $s_{OLTC}^* = 0 \triangleq \Delta U = 0$, $s_{OLTC}^* = \pm 1 \triangleq \Delta U = \pm 0,02 \cdot U_n$
Netzteilnehmer 3	$P_{3,r} = 123kW$	$0 \leq P_3^* \leq P_{3,r}$ in 4 Stufen (100%, 60%, 30%, 0%) Standard-Sollwert: $P_3^* = P_{3,r}$ $\cos \varphi_3^* = 1$, $\cos \varphi_3^* = 0,95_{ind}$, Standard-Sollwert: $\cos \varphi_3^* = 1$
Netzteilnehmer 12	$P_{12,r} = 63kW$	$0 \leq P_{12}^* \leq P_{12,r}$ in 4 Stufen (100%, 60%, 30%, 0%) Standard-Sollwert: $P_{12}^* = P_{12,r}$ $\cos \varphi_{12}^* = 1$, $\cos \varphi_{12}^* = 0,95_{ind}$, Standard-Sollwert: $\cos \varphi_{12}^* = 1$
Netzteilnehmer 22	$P_{22,r} = 45kW$	$0 \leq P_{22}^* \leq P_{22,r}$ in 4 Stufen (100%, 60%, 30%, 0%) Standard-Sollwert: $P_{22}^* = P_{22,r}$ $\cos \varphi_{22}^* = 1$, $\cos \varphi_{22}^* = 0,95_{ind}$, Standard-Sollwert: $\cos \varphi_{22}^* = 1$

8.3 Prozessablaufdiagramme der Regelungsstrategien

Abbildung 8.6 zeigt das Prozessablaufdiagramm der direkten Regelungsstrategie.

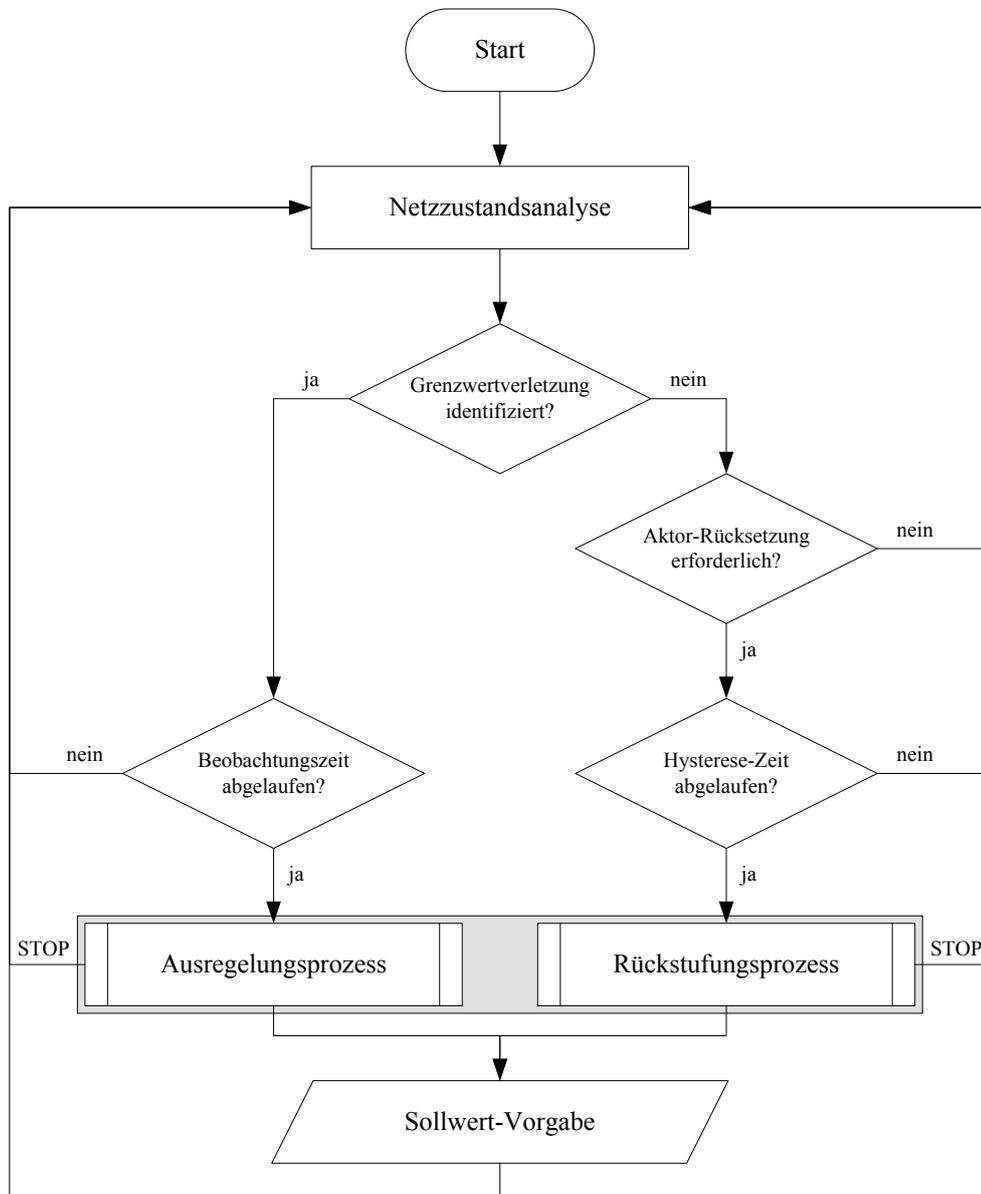


Abbildung 8.6: Prozessablaufdiagramm der direkten Regelungsstrategie

Abbildung 8.7 zeigt das Prozessablaufdiagramm der optimierten Regelungsstrategie.

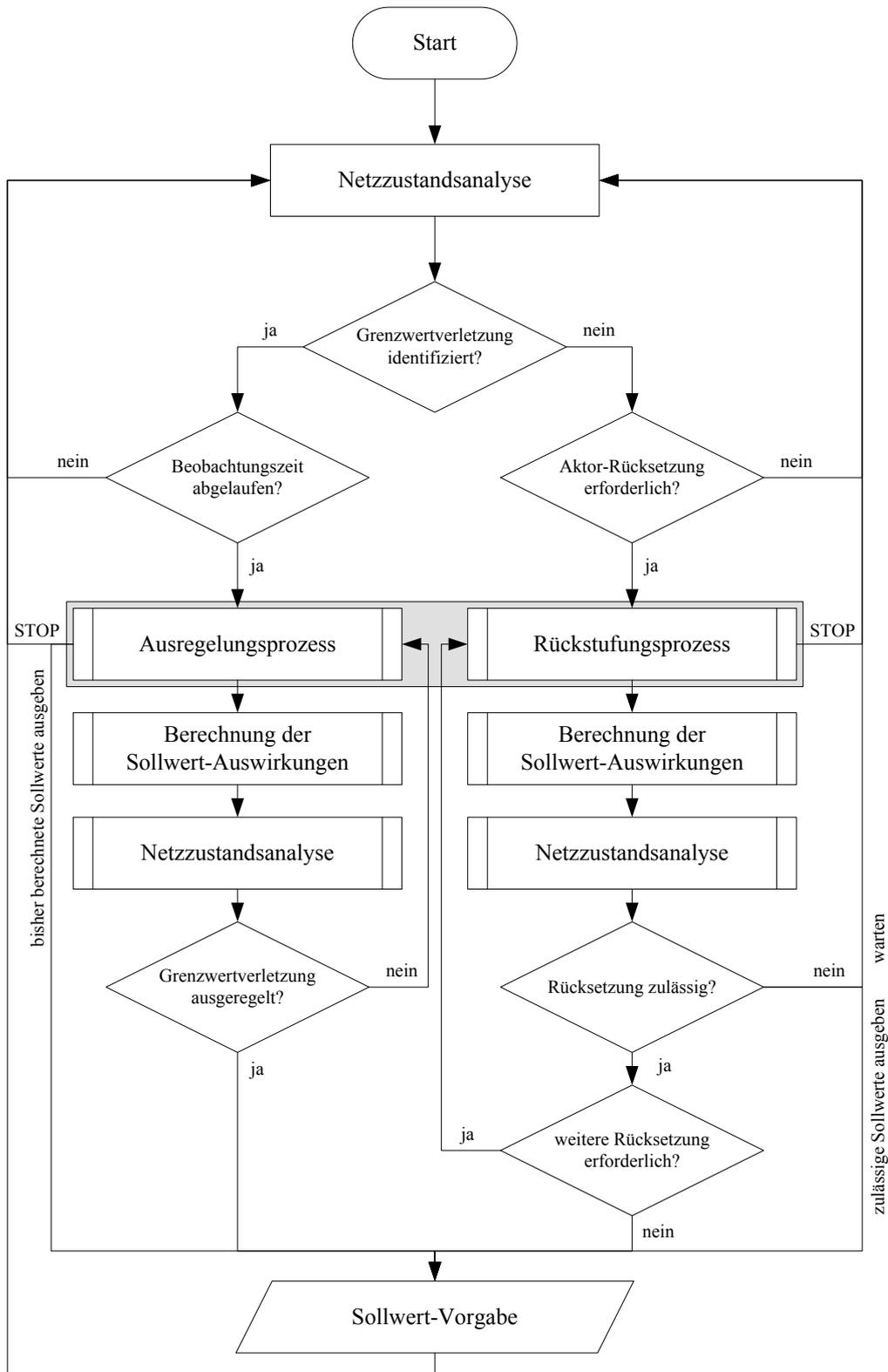


Abbildung 8.7: Prozessablaufdiagramm der optimierten Regelungsstrategie