

Koordinierte, teilautarke Regelung von Mittelspannungsnetzen unter Einsatz dezentraler Automatisierungslösungen

Von der Fakultät für
Elektrotechnik, Informationstechnik und Medientechnik
der Bergischen Universität Wuppertal

zur Erlangung des akademischen Grades

Doktor der Ingenieurwissenschaften

(Dr.-Ing.)

genehmigte Dissertation

von

Kamil Korotkiewicz, M. Sc.

aus Essen

Referent: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek

Korreferent: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Bernd Tibken

Tag der mündlichen Prüfung: 30. Oktober 2020

Die Dissertation kann wie folgt zitiert werden:

urn:nbn:de:hbz:468-20210311-113454-8

[<http://nbn-resolving.de/urn/resolver.pl?urn=urn%3Anbn%3Ade%3Ahbz%3A468-20210311-113454-8>]

DOI: 10.25926/v3r6-6439

[<https://doi.org/10.25926/v3r6-6439>]

Vorwort

Die vorliegende Arbeit ist während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen Universität Wuppertal entstanden. An dieser Stelle möchte ich mich bei all den Personen bedanken, die mich auf diesem Weg begleitet, inspiriert und unterstützt haben.

Mein besonderer Dank gilt in erster Linie meinem Doktorvater Herrn Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek für die Ermöglichung dieses Vorhabens und das entgegengebrachte Vertrauen in meine Arbeit. Die vielen richtungsweisenden Ratschläge und wertvollen Anregungen haben nicht nur entscheidend zum Erfolg, sondern darüber hinaus auch zu meiner persönlichen Entwicklung beigetragen. Weiterhin danke ich Herrn Univ.-Prof. Dr.-Ing. Bernd Tibken für das hohe Interesse an meiner Arbeit und die engagierte Übernahme des Korreferats.

Ein wesentlicher Beitrag zu dieser Arbeit entstammt ferner aus der Kooperation mit Projektpartnern, deren fachliche Diskussionen und kritische Betrachtungen unter dem Aspekt der Praxis-tauglichkeit einen signifikanten Mehrwert für die Ergebnisse lieferten.

Meinen Kollegen am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik danke ich für die spannende Zeit voller inspirierendem Austausch, fachlichem Sparring und gegenseitiger Befruchtung mit innovativen Gedankengängen. Ganz besonders danke ich Felix Dorsemagen und Philippe Steinbusch für die außergewöhnlich gute und intensive Zusammenarbeit unter freundschaftlicher Atmosphäre.

Weiterhin gilt mein herzlicher Dank meinen engsten Freunden, die mit viel Verständnis immer zu mir hielten und für den nötigen Ausgleich und Motivation sorgten. Mein größter Dank gebührt meinen Eltern, die mich auf meinem Weg begleitet haben und mir in jeglicher Hinsicht ihr vollstes Vertrauen und ihre uneingeschränkte Unterstützung schenkten. Von ganzem Herzen danke ich schließlich meiner wundervollen Partnerin Elisa Schäfer, die mit enormer Geduld in allen Lagen an meiner Seite stand und mich stets dazu ermutigte, über mich selbst hinaus zu wachsen. Du gabst mir die Kraft um meine Ziele zu erreichen und die Liebe um den Sinn für das Wesentliche im Leben nicht zu verlieren.

Wuppertal im Oktober 2020

Kamil Korotkiewicz

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	1
1.1	Verteilungsnetze im Wandel	2
1.2	Stand der Wissenschaft und Technik.....	5
1.3	Zielsetzung und Aufbau der Arbeit	8
2	Potenziale der Netzautomatisierung auf Verteilungsebene.....	11
2.1	Herausforderungen im Netzbetrieb.....	11
2.2	Regelungsstrategien in Mittelspannungsnetzen	15
2.3	Spannungsebenenübergreifende Netzinteraktionen	20
2.4	Dezentraler Ansatz zur koordinierten, teilautarken Zustandsregelung.....	22
3	Zustandsregelung in Mittelspannungsnetzen.....	27
3.1	Theorie des Reglerentwurfs.....	27
3.2	Systemmodell und Reglerentwurf	29
3.2.1	Stellglieder in Mittelspannungsnetzen	29
3.2.2	Streckenmodell von Mittelspannungsnetzen.....	33
3.2.3	Spezifikation systemrelevanter Größen	36
3.2.4	Regelungsmodell des Gesamtsystems	38
3.2.5	Betriebsrelevante Systemeigenschaften	40
3.3	Zustandsüberwachung als Basis der Regelung	43
3.3.1	Zustandsidentifikation	44
3.3.2	Zustandsbewertung.....	48
3.4	Direkte Spannungsregelung in Mittelspannungsnetzen	51
3.4.1	Kaskadierte Regelung von HS/MS-Transformatoren	51
3.4.2	Betriebspunktverschiebung zur Spannungshaltung.....	56
3.4.3	Betriebspunktvalidierung.....	57
3.4.4	Diskrete Sollwertnachführung	59
3.5	Dynamisches Last- und Einspeisemanagement	60
3.5.1	Selektive Wirk- und Blindleistungsregelung	61
3.5.2	Betriebspunktverschiebung zur Spannungshaltung.....	63

3.5.3	Betriebspunktverschiebung zum Engpassmanagement	65
3.5.4	Betriebspunktvalidierung	66
3.5.5	Selektion von Akteuren	67
3.6	Sensitivitätsanalyse der Stellgrößen	73
3.7	Regelungsstrategie für Mittelspannungsnetze.....	77
3.7.1	Strategie der Betriebspunktverschiebung	78
3.7.2	Strategie der Betriebspunktoptimierung	82
3.7.3	Konsekutiver und kumulativer Regelungseingriff	87
4	Regelung von Mittelspannungsnetzen als Teil des koordinierten Netzmanagements	89
4.1	Potenzial des spannungsebenenübergreifenden Netzmanagements	89
4.2	Übergreifende Interaktionskonzepte	91
4.2.1	Zentraler Ansatz	92
4.2.2	Dezentral autarker Ansatz.....	94
4.2.3	Dezentral hierarchischer Ansatz	96
4.2.4	Dezentral kooperativer Ansatz.....	98
4.2.5	Qualitative Bewertung und Verfahrensrahmen	100
4.3	Koordinierte, teilautarke Regelung in der Mittelspannungsebene.....	102
4.3.1	Erweiterte Spezifikation systemrelevanter Größen	103
4.3.2	Integration nachgelagerter Niederspannungsnetze	104
4.3.3	Umsetzung übergeordneter Anforderungen aus dem Hochspannungsnetz	105
4.3.4	Einordnung in die Regelungsstrategie für Mittelspannungsnetze	111
4.4	Überführung in ein ganzheitliches Systemkonzept	114
4.4.1	Schnittstellen zwischen den Spannungsebenen.....	114
4.4.2	Übergreifende Regelungskaskade.....	116
5	Verfahrensvalidierung und praktische Applikation	121
5.1	Hintergrund der praktischen Umsetzung der Verfahren	121
5.2	Verfahrensvalidierung durch Simulation	122
5.2.1	Aufbau der Simulationsumgebung.....	122
5.2.2	Validierung der Regelungsstrategie	123

5.3	Praktische Applikation im Feldtest.....	135
5.3.1	Testumfeld und Rahmenbedingungen	135
5.3.2	Praktische Applikation in einem realen Verteilungsnetz	137
5.4	Gesamtbewertung und Grenzen der realisierten Verfahren	142
6	Zusammenfassung und Ausblick	147
7	Summary and Outlook.....	151
8	Verzeichnisse	155
8.1	Literaturverzeichnis.....	155
8.2	Publikationen des Verfassers	175
8.3	Abkürzungen	178
8.4	Formelzeichen und Symbole	180
9	Anhang.....	191
9.1	Simulationsergebnisse zur Modellgenauigkeit	191
9.2	Technische Daten des Testnetzes der Sensitivitätsanalyse	197
9.3	Technische Daten des Testnetzes der Simulation	198
9.4	Technische Daten des Feldtestgebietes.....	200

1 Einleitung

*„Wenn wir unser Leben so bequem wie möglich weiterführen möchten,
müssen wir uns schon heute auf das postfossile Zeitalter vorbereiten.“*

- Prof. Dr. Dirk Althaus, 2011 -

Der stetig voranschreitende technologische Fortschritt ist ein wesentlicher Treiber der gesellschaftlichen Entwicklung. Einhergehend mit einer Verbesserung des Wohlstands wird der Bevölkerung industrialisierter Nationen zunehmend die Begrenztheit fossiler Ressourcen in das Bewusstsein gerufen. Sie bilden einen Grundstein der Versorgung mit elektrischer Energie, deren Bedarf seit Beginn der Industrialisierung einen starken Anstieg verzeichnet. Der vorherrschende Mangel an Nachhaltigkeit verursacht zunehmend negative Auswirkungen auf den Lebensraum des Menschen, deren Spektrum breit gefächert ist und sich unter dem Begriff des Klimawandels zusammenfasst. Zu den bereits heute global mess- und spürbaren Effekten zählen steigende Lufttemperaturen, Veränderungen der Ökosysteme und ein Anstieg des Meeresspiegels. Sie stellen eine große Gefährdung dar, auf welche die Menschen weltweit mit einem Umdenken reagieren und grundlegende Transformationsprozesse vieler Sektoren losgelöst haben. [1, 2, 3]

Die Hauptursache liegt in einer anthropogen gesteigerten Treibhausgaskonzentration der Erdatmosphäre. Das natürliche Gleichgewicht des Treibhauseffekts wird anhaltend durch erhöhte Emissionen von Spurengasen, insbesondere Kohlenstoffdioxid (CO₂), Methan und Distickstoffmonoxid, zerstört. Mit einem signifikanten Anteil von etwa 88 % (Stand 2017) an den Treibhausgasemissionen stellt CO₂ einen unverkennbaren Faktor für die gegenwärtigen Umwelteinflüsse dar [4]. Der atmosphärische CO₂-Gehalt ist mit den technischen Innovationen und Erfindungen der Menschen seit Beginn des Industriezeitalters im 18. Jahrhundert erheblich gestiegen und befindet sich zum heutigen Zeitpunkt noch in einem Wachstum. Mit derzeitigen Werten von etwa 410 ppm ist der Anteil seit dem Jahr 1850 (280 ppm) um mehr als 46 % gestiegen und befindet sich damit in einer seit Anbeginn der Zeitzählung nie dagewesenen hohen Konzentration [5]. Im Jahr 2018 nahmen insbesondere die energiebedingten CO₂-Emissionen mit einer beachtlichen Rate von 1,7 % im Vergleich zum Vorjahr zu. [6, 7, 8, 9]

*„Die intelligenteste Antwort auf die Herausforderung des Klimawandels
und auf die steigenden Preise der alten Energien heißt:
So rasch wie möglich und zu 100 % auf erneuerbare Energien umsteigen.“*

- Franz Alt, Februar 2011 -

Unter den vielen Maßnahmen, die mit wachsendem Bewusstsein über die katastrophale Situation ergriffen werden, spielt die Umgestaltung der Energieversorgungssysteme eine zentrale Rolle in der Dämpfung der Umwelteinflüsse. Energiebedingte Emissionen nehmen in Deutschland einen

Anteil von rund 85 % (Stand 2016) der Treibhausgasemissionen ein, weshalb insbesondere die Verbrennung fossiler Energieträger verstärkt in den Fokus des Transformationsprozesses rückt [4]. Die europäische Energiepolitik reagierte im Rahmen der Agenda 2020 und des Übereinkommens von Paris mit sehr ehrgeizigen Zielen, deren Erreichung von einem zukunftsweisenden Handlungsbedarf abhängig ist. Darauf aufbauende Klimaschutzprogramme der Bundesregierung führen zunehmend zu einem verantwortungsvollen Ressourcenmanagement. Im Rahmen der Energiewende wird dabei die Umorientierung der elektrischen Energieversorgung aus fossilen Energieträgern hin zu einer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE) angestrebt, um die Emissionswerte drastisch zu reduzieren und einen entscheidenden Beitrag zu der Erreichung der Klimaziele zu leisten. [10, 11, 12, 13, 14]

Einhergehend mit dem Ausstieg aus der Kernenergie und der Einstellung des Betriebs von Braun- und Steinkohlekraftwerken sowie einer intensiven Förderung der Integration von Elektromobilität und erneuerbaren Energien strebt die Bundesrepublik Deutschland die Rolle eines Vorreiters in der Umsetzung der Energiewende an. Aus technischer Sicht ist dieser Prozess jedoch nicht ohne weitere Maßnahmen realisierbar. Der Transformationsprozess führt zu Situationen, für die Stromnetze historisch nicht dimensioniert wurden. Hohe Gleichzeitigkeitsfaktoren bezüglich der Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien und des veränderten Energiebedarfs neuartiger Verbraucher sowie die Dezentralisierung der Erzeugung stellen neue Herausforderungen für den Betrieb von Stromnetzen dar. Besonders Verteilungsnetze, im Speziellen Mittel- und Niederspannungsnetze, sind davon betroffen, was die Netzbetreiber vor wichtige Entscheidungen im Rahmen eines fundamentalen Strukturwechsels des Energieversorgungssystems stellt. [15]

1.1 Verteilungsnetze im Wandel

Das Energieversorgungssystem ist in der Vergangenheit in einer zentralistischen Struktur aufgebaut worden. Es ist dafür ausgelegt, elektrischen Strom von den Kraftwerken mit großer Erzeugungsleistung über mehrere Spannungsebenen bis an die Verbraucher zu übertragen. Mittels der Übertragungsnetze wird er in der Höchstspannungsebene (HöS-Ebene) über weite Distanzen überregional transportiert. Auf dieser Ebene sind die Stromnetze länderübergreifend zum europäischen Verbundnetz miteinander gekoppelt. Die regionale Verteilung erfolgt über Verteilungsnetze, die aus der Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene bestehen und Verbraucher bzw. Netzteilnehmer im Allgemeinen über einen Netzanschluss versorgen. Dementsprechend lassen sich elektrische Betriebsmittel, die in den Stromnetzen eingesetzt werden (bspw. Leitungen, Transformatoren, Schutzeinrichtungen), mit Werkzeugen der Netzplanung anhand von Kennwerten und Leistungsflussberechnungen für den Betrieb auslegen. Sie müssen entsprechend belastbar sein, um die erforderliche Strommenge übertragen zu können und dabei einen möglichst geringen Spannungsabfall verursachen. Obwohl betriebsbedingte Veränderungen der Topologie der Netze über Schalthandlungen häufig praktiziert werden, sind grundlegende

strukturelle Änderungen des Energieversorgungssystems jedoch nicht ohne schwerwiegende Auswirkungen möglich. Eine Abweichung von der zentralistischen Versorgungsstruktur war nie vorgesehen. [16, 17]

Die fortwährende Zunahme von Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien findet in Deutschland überwiegend in den Verteilungsnetzen – und hier insbesondere in den Mittel- und Niederspannungsnetzen – statt [15]. Mit dem Einsatz von Energiewandlungsanlagen wie Windenergie- und Photovoltaikanlagen, die mit zunehmender dezentraler Integration signifikante Mengen an elektrischem Strom in die Stromnetze einspeisen, werden die konventionellen Kraftwerke und damit auch die Erzeugung aus fossilen Ressourcen substituiert. Dieser Wandel hat jedoch massive Auswirkungen auf das Energieversorgungssystem, da hierdurch ein Wechsel von dessen ursprünglich zentraler Auslegung hin zu einer dezentralen Versorgungsstruktur stattfindet. Die dezentrale Einspeisung findet auf Spannungsebenen statt, auf denen sie bei der Gestaltung der Stromnetze nicht vorgesehen war, wodurch sich die Netznutzung stark verändert. Durch lokale Leistungsflussumkehr bedingt, erfolgt anstatt eines Spannungsabfalls über die elektrischen Leitungen, besonders zu Zeiten hoher EE-Verfügbarkeit, ein Spannungsanstieg. Unter den Betriebsmitteln müssen insbesondere Schutzeinrichtungen auch unter diesen Bedingungen zwingend in der Lage sein, ihre Funktion vollumfänglich zu gewährleisten. Sie sind planungstechnisch jedoch nicht für einen bidirektionalen Leistungsfluss ausgelegt worden. In Kombination mit dem zunehmenden Einsatz neuartiger, leistungsintensiver Verbraucher, beispielsweise Wärmepumpen oder Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge, ergeben sich zudem gänzlich veränderte Belastungen der Stromnetze, die die Netzkapazität an ihre Grenzen führen. In den Verteilungsnetzen kommt es dadurch immer häufiger zu Betriebsmittelüberlastungen, die – sofern sie erkannt werden – zu Schutzauslösungen und Versorgungsausfällen führen können. Aufgrund der veränderten Netznutzung wird darüber hinaus die Spannungshaltung zu einer Herausforderung. Sowohl zu Spitzeneinspeisungszeiten als auch im Starklastfall treten in der konventionellen Netzauslegung vermehrt Grenzwertverletzungen hinsichtlich des zulässigen Spannungsbandes auf. [18, 19]

Verteilungsnetzbetreiber müssen ihrer Versorgungsaufgabe auch unter diesen veränderten, aus technischer Sicht erheblich erschwerten, Bedingungen nachkommen und ihren Kunden dabei die gewohnte Versorgungsqualität gewährleisten. Aus mehreren Gründen erweist sich diese Aufgabe in der Praxis als große Herausforderung. Zum einen sind konventionelle Mittel- und Niederspannungsnetze messtechnisch kaum überwacht. Sie wurden im Zuge der Netzplanung für verschiedene Szenarien der Netznutzung anhand von unidirektionalen Leistungsflusssituationen ausgelegt und konnten so, ohne eine detaillierte Erfassung der Strom- und Spannungswerte, über mehrere Jahrzehnte hinweg betrieben werden. Zum anderen weisen erneuerbare Energien ein stark volatiles Vorkommen auf und können witterungsbedingt, beispielsweise durch Wolkenzüge über Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen), große Leistungsänderungen in sehr kurzer Zeit verursachen. Gleichzeitig besteht keinerlei Korrelation zwischen der fluktuierenden Verfügbarkeit von

erneuerbaren Energien und dem durch gesellschaftliche Gewohnheiten getriebenen Bedarf an elektrischem Strom. Ohne eine wirtschaftliche und effiziente Speicherlösung oder einen gesellschaftlichen Umschwung im Sinne einer Bedarfsanpassung an die Einspeisesituation wird die Deckung des Energiebedarfs ausschließlich aus erneuerbaren Energien nur bedingt bis gar nicht möglich. [20]

Das energiepolitische Zieldreieck bleibt auch im Rahmen der Energiewende als Grundsatz der Energiepolitik bestehen und sieht die Eckpunkte *Versorgungssicherheit* (im Sinne von *Versorgungszuverlässigkeit*), *Umweltverträglichkeit* und *Wirtschaftlichkeit* vor. Der Handlungsbedarf wurde längst erkannt und den Verteilungsnetzbetreibern stehen prinzipiell zwei Optionspfade gegenüber. Die Netze können auf konventionelle Weise ertüchtigt werden, was flächendeckende Ausbaumaßnahmen erfordern und zu enorm hohen Investitionskosten führen würde. Mit dem Netzausbau würde eine höhere Netzkapazität für die Integration von erneuerbaren Energien und leistungsintensiven Verbrauchern geschaffen. Die verursachten Kosten würden letztendlich in Form von höheren Netznutzungsentgelten an die Netzteilnehmer weitergereicht. Obwohl auf diesem Weg die höchste Versorgungssicherheit gegeben wäre, bliebe eine Planungsunsicherheit bestehen. Die Auslegung der Betriebsmittel kann auf Langzeitprognosen der Netzentwicklungspläne gestützt werden – eine Über- oder Unterdimensionierung ist aufgrund möglicher Prognosefehler jedoch nicht ausgeschlossen und sogar wahrscheinlich. Die konventionelle Ertüchtigung der Netzinfrastruktur stellt insofern eine unwirtschaftliche und im Rahmen des Zieldreiecks nur bedingt skalierbare Lösungsoption dar. [21, 22]

Als alternativer Optionspfad steht dem konventionellen Netzausbau der Einsatz innovativer Technologien gegenüber. Mit der messtechnischen Erfassung von Strom- und Spannungswerten können die kritischen Netznutzungssituationen, die derzeit in nur wenigen Stunden des Jahres auftreten, identifiziert werden. In diesen Situationen können gezielte Steuermaßnahmen zur effizienten Nutzung der Netzkapazität beitragen. Mit einer netzdienlichen Regelung der Leistungsflüsse und dem Einsatz steuerbarer Betriebsmittel (bspw. regelbare Transformatoren) können Strom- und Spannungsverläufe in den Stromnetzen aktiv beeinflusst werden. Der Einsatz von Automatisierungstechnik verspricht dabei eine dynamische und zielführende Lösung für die Einhaltung der zulässigen Grenzwerte und infolgedessen eine virtuelle Erhöhung der Netzkapazität. Durch Modularität im Aufbau lässt sich der Funktionsumfang eingesetzter Algorithmen stetig erweitern und optimieren. Sie lassen sich mit vergleichsweise sehr geringem Aufwand hinsichtlich veränderten Bedingungen im Rahmen von Planungsunsicherheiten sowie neu entstehenden Anwendungsfällen skalieren und versprechen damit ein nachhaltig wirksames Konzept von hohem Potenzial. [22]

Mit der Digitalisierung der Netze wird das Energieversorgungssystem zunehmend mit Intelligenz versehen, um die entstandenen Herausforderungen der Energiewende effizient und wirtschaftlich zu bewerkstelligen. Sie ist allein in Hinblick auf die zukünftig notwendige Überwachung von

Mittel- und Niederspannungsnetzen bereits unumgänglich und ist Gegenstand zahlreicher Forschungs- und Entwicklungsarbeiten sowie ein zentrales förderpolitisches Instrument im Rahmen der Energiewende. [23, 24]

1.2 Stand der Wissenschaft und Technik

Motiviert durch die hochgesteckten Klimaziele findet ein Transformationsprozess statt, der die Verteilungsnetzbetreiber insbesondere durch den Wandel des Energie- und Verkehrssektors umfassend betrifft. Um auch unter den enormen Auswirkungen der Energiewende weiterhin einen zuverlässigen, nachhaltigen und wirtschaftlichen Netzbetrieb zu gewährleisten, wurden bereits verschiedene Lösungsansätze zur Digitalisierung der Netze in der Forschung und Entwicklung erarbeitet. Viele Ansätze wurden inzwischen in mehreren Gebieten unter realen Bedingungen erprobt und zeigen nachweislich, dass intelligente Netze sehr vielfältig gestaltet und wirksam eingesetzt werden können.

Unter dem Begriff „*Smart Grid*“ wird dabei ein intelligentes Netz verstanden, welches gegenüber einem konventionellen Netz mit Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) ausgestattet ist und durch den Einsatz von Mess-, Steuer- und Regelungstechnik in der Lage ist, Aufgaben der Netzführung automatisiert auszuführen. Ein Smart Grid System bezeichnet ein System, das die entsprechende Steuer-Logik und Algorithmen, die für die Erfüllung dieser Aufgaben erforderlich sind, beispielsweise auf einer Feldeinheit bereitstellt. Grundsätzlich gibt es dafür zwei wesentliche Bausteine: *Überwachung* und *Steuerung* bzw. *Regelung* [24]. Mithilfe dieser Funktionen werden Zustandsinformationen in Echtzeit zu Überwachungszwecken erfasst und per Rundsteuertechnik oder Fernwirkstrecke aktive Netzeingriffe zu Steuer- und Regelungszwecken vorgenommen. Häufig wird dabei von autonomen oder autarken Betriebskonzepten gesprochen, die diese Aufgaben ohne Handlungsbedarf einer bedienenden Person erfüllen. Sie sind darauf programmiert, festgesetzte Grenzwerte einzuhalten oder Optimierungsziele zu verfolgen. Gleichzeitig existieren Ansätze zur Steuerung der Netznutzungssituation durch einen bedarfsgerechten Handel von Energiemengen mit dynamischen Stromtarifen auf entsprechenden Marktplattformen („*Smart Market*“) [25]. Diese Plattformen stellen ein wichtiges Instrument für die effiziente Nutzung der verfügbaren Netzkapazitäten dar. Sie bauen meist auf dem Konzept der Netzkapazitätsampel auf, deren Funktion in der Visualisierung der Netzkapazitätsauslastung besteht [26, 27]. Die Kenntnis des Istzustandes und, aufgrund der verhältnismäßig geringen Dynamik von Eingriffen durch Marktentscheidungen, sich daraus ergebender Prognosen stellen grundlegende Komponenten für die Funktionsweise des Konzeptes dar. Folglich ist auch in diesem Kontext mindestens die Überwachungskomponente eines Smart Grid Systems von hoher Relevanz, damit eine Ausschreibung entsprechend frühzeitig und der Abruf von Flexibilität möglichst präzise erfolgen können. Für eine automatisierte und dynamische Netzführung in Echtzeit wird demnach ein Smart Grid System vorausgesetzt. [28]

Zum heutigen Stand sind hierzu nur wenige Lösungen als Produkte auf dem Markt verfügbar. Doch spätestens mit der Veröffentlichung von Studien, die die Effizienz und Wirtschaftlichkeit solcher Systeme – insbesondere im Vergleich zum konventionellen Netzausbau – quantitativ belegen, ist ein erhöhter Anreiz zur Entwicklung intelligenter Systeme entstanden [22, 29]. Es existiert inzwischen eine heterogene Vielfalt an Automatisierungskonzepten, die in Kooperationen aus Netzbetreibern, Unternehmen und Universitäten im Rahmen von Forschungs- und Entwicklungsprojekten, mit intensiver Unterstützung durch staatliche Förderungsprogramme, entstanden sind. Die Ansätze unterscheiden sich dabei in ihren Anwendungsgebieten und -fällen. So sind spezifische Lösungen für die einzelnen Spannungsebenen der Verteilungsnetze mit unterschiedlichen Funktionalitäten und Schwerpunkten erforscht worden. Für einen strukturierten Überblick über den Stand der Technik in der Netzautomatisierung muss der Fokus zum einen auf die Separation der Spannungsebenen und zum anderen auf die Funktionalität des Systems gerichtet werden. Die Funktionalität wird unter den Begriffen *Zustandsüberwachung* und *Zustandsregelung* kategorisiert, die in verschiedenen Ansätzen realisierbar sind.

Verteilungsnetze der Hochspannungsebene (HS-Ebene) mit einer Nennspannung $U_n = 110$ kV wurden bereits in der Vergangenheit mit einem hohen Automatisierungsgrad ausgestattet. Aufgrund des hohen messtechnischen Ausstattungsgrades liegt hier ein überbestimmtes Gleichungssystem vor, auf dessen Basis eine präzise Zustandsüberwachung durch den Einsatz von *State Estimation* Algorithmen realisiert ist. Mit dieser Informationsbasis kann beispielsweise ein gezieltes Blindleistungsmanagement durch die Netzführung als steuernde Maßnahme ergriffen werden. Die Nieder- und Mittelspannungsnetze wurden hingegen bis vor wenigen Jahren in einem „Blindflug“ betrieben. Eine messtechnische Ausstattung war nicht erforderlich (vgl. Abschnitt 1.1) und wurde lediglich an vereinzelt Stellen, beispielsweise in Umspannanlagen und dezentralen Energiewandlungsanlagen mit hoher installierter Leistung (vorwiegend in Mittelspannungsnetzen), ausgebracht. Da auftretende Grenzwertverletzungen infolge der veränderten Netznutzung jedoch lokale Effekte sind, ist deren zuverlässige Erfassung unter diesen Bedingungen nicht möglich. [30, 31]

In jüngster Vergangenheit wurde die Automatisierung der Niederspannungsebene (NS-Ebene) mit einer Nennspannung $U_n = 0,4$ kV prioritär durch die Forschung vorangetrieben. Im Wesentlichen sind dabei intelligente Systeme in dezentralen und agentenbasierten Ansätzen entstanden [32, 33, 34]. Funktional existieren in diesem Bereich für die Zustandsüberwachung spezifische Lösungen einer Zustandsidentifikation, die mit einer wirtschaftlich optimierten messtechnischen Ausstattung eine probabilistische Erkennung der Netztopologie und der Strom- und Spannungswerte ermöglichen. Dabei wird mathematisch auf Basis eines unterbestimmten Gleichungssystems eine Schätzung für die nicht gemessenen Standorte vorgenommen [35, 36]. Erweitert wurden diese Funktionen durch fortgeschrittene Algorithmen zur intelligenten Adaptivität des Systems an veränderte Netzsituationen, beispielsweise in Form einer automatisierten

Erkennung des Zubaus neuer dezentraler Energiewandlungsanlagen (DEA) [37]. Ebenfalls wurden Funktionen zur Echtzeitvalidierung von Netzparametern entwickelt, für eine Kompensation von Parametrierfehlern, die im Rahmen der relativ komplexen Projektierung und Systemparametrierung entstehen können [38]. Existierende Komponenten zur Zustandsregelung umfassen den Einsatz eines regelbaren Ortsnetztransformators sowie steuerbarer DEA als Aktoren für autarke Konzepte zur Spannungshaltung und zum Engpassmanagement [39, 40]. Weitere Arbeiten befassen sich mit der Einbindung des elektrifizierten Mobilitätssektors in bestehende Smart Grid Konzepte, indem Verfahren zum Lademanagement von Elektrofahrzeugen in einem innovativen Kontext zum netzdienlichen Einsatz kommen [41, 42, 43]. Neben der Umsetzung intelligenter Algorithmen, die auf einer umfangreichen Systemparametrierung aufbauen, bewegt sich die Entwicklung auch in Richtung modellloser Ansätze für NS-Netze, die nur wenige Informationen über das Netz benötigen [44]. Insgesamt befindet sich die Automatisierung der Niederspannungsebene technologisch in einem stark fortgeschrittenen Stadium und wird in der Praxis bereits vermehrt angewendet. [45, 46, 47, 48, 49]

Die Mittelspannungsebene (MS-Ebene) mit Nennspannungen von $U_n = 10 \text{ kV}$ bis $U_n = 30 \text{ kV}$ stellt ein zentrales Bindeglied der Verteilungsnetze dar [50]. Auf dieser Ebene finden die Energieverteilung hin zu den nachgelagerten NS-Netzen und gleichzeitig die Versorgung von Industrieunternehmen und großen Gebäudekomplexen statt. Da viele MS/NS-Netzverknüpfungspunkte noch mit unregelmäßigem Ortsnetztransformatoren ausgestattet sind, gewinnt die Spannungshaltung in der MS-Ebene eine übergreifende Bedeutung, da sie neben der lokalen Betrachtung auch das Spannungsniveau der nachgelagerten NS-Netze beeinflusst [51]. Darüber hinaus ist in der Mittelspannungsebene der größte Anteil der insgesamt installierten Leistung dezentraler Energiewandlungsanlagen angeschlossen, der zu 80 % aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen besteht [52]. Trotz des enormen Potenzials haben Ansätze zur Automatisierung dieser Ebene in der Forschung verhältnismäßig spät begonnen. Jüngste Forschungsarbeiten lieferten in Analogie zu dem technisch-wissenschaftlichen Stand der NS-Ebene innovative Ansätze, um die letzte Informationslücke innerhalb der Verteilungsnetze durch eine Zustandsüberwachung zu schließen [50]. Der nächste konsequente Schritt sieht die Entwicklung von Konzepten zur Zustandsregelung und die damit einhergehende Schaffung eines autarken Smart Grid Systems für Mittelspannungsnetze vor [53]. Vor dem Hintergrund der verfügbaren Flexibilitätsoptionen [54], in Kombination mit der gegenwärtigen Bewegung durch den bevorstehenden Rollout intelligenter Messsysteme (*Smart Meter*) und die Erarbeitung weiterer Branchenlösungen (*Redispatch 2.0*), werden für den Einsatz eines solchen Systems ideale Bedingungen geschaffen (vgl. Kapitel 2). Eine strikte Adaption der bestehenden Verfahren für Niederspannungsnetze ist jedoch aufgrund der unterschiedlichen Bedingungen innerhalb der Netzebenen nicht zielführend. In Anlehnung an bestehende Verfahren zur Zustandsüberwachung müssen auch im Rahmen der Zustandsregelung spezifische Lösungen, unter Berücksichtigung der technischen und physikalischen Gegebenheiten von Mittelspannungsnetzen, geschaffen werden. [16, 55, 56, 57, 58]

Aufgrund des veränderten Rollenbildes der Netzbetreiber rückt eine koordinierte Netzführung über die lokale Netzautomatisierung hinaus zunehmend in den Fokus [59]. Diverse Anforderungen an Strategien, die übergreifend über die Spannungsebenen der Verteilungsnetze agieren, wurden formuliert und konkrete Ansätze konzeptionell erarbeitet [60, 61]. Sie behandeln insbesondere Untersuchungen zu koordinativen Maßnahmen an Netzverknüpfungspunkten, die beispielsweise der Blindleistungsbereitstellung für die vorgelagerte Netzebene dienen [62, 63]. Ein praxistaugliches und autarkes System hierzu existiert zum heutigen Stand nicht. Vorangegangene Forschungsarbeiten behandeln jedoch die Flexibilitätsermittlung in Mittel- und Niederspannungsnetzen sowie Regelungsfunktionalitäten, die den Einsatz eines Niederspannungsnetzes als Akteur für das vorgelagerte Mittelspannungsnetz ermöglichen [38, 50]. Mit der Integration dieser Funktionen wird ein Rahmen für die Entwicklung eines ganzheitlichen Ansatzes geformt. [64, 65]

1.3 Zielsetzung und Aufbau der Arbeit

Ein wesentlicher Treiber für das Entstehen der vorliegenden Arbeit ist der aktuelle Transformationsprozess des Energieversorgungssystems. Sie ist im Kontext der technischen Umsetzungsproblematik der einleitend aufgeführten energiepolitischen und ökologischen Zielsetzung im Rahmen der Energiewende einzuordnen. Neue Lösungen und Ansätze sind erforderlich, um ein zukunftsfähiges Energieversorgungssystem zu schaffen (vgl. Abschnitt 1.1). Innovative und intelligente Systeme zur Netzautomatisierung haben sich bereits als wirksame Alternative zu dem konventionellen Netzausbau erwiesen, die Durchdringung von Automatisierungstechnik in der Verteilungsnetzebene ist jedoch bisher bei weitem nicht ausreichend. Insbesondere hinsichtlich der Zustandsregelung in Mittelspannungsnetzen und einer übergreifenden Regelung über mehrere Spannungsebenen hinweg besteht Forschungs- und Entwicklungsbedarf (vgl. Abschnitt 1.2).

Das Hauptziel der vorliegenden Arbeit liegt daher in der Erarbeitung einer autarken Regelungsstrategie für Mittelspannungsnetze mit neuartigen und zweckmäßigen Verfahren als Instrument der zukünftigen Netzführung. Anknüpfend an bestehende Ergebnisse zu Regelungsstrategien für Niederspannungsnetze wird der dezentrale Ansatz verfolgt, der eine Basis für übergreifende Regelungsstrategien in einem modularen Aufbau schafft. Für die Umsetzung eines praxistauglichen Ansatzes sind vor allem reale Bedingungen physikalischen Ursprungs, aber auch gegenwärtige und zukünftige Prozesse der Netzführung in Betracht zu ziehen. Die Ergebnisse dieser Arbeit sind auf Forschungsprojekten in enger Zusammenarbeit mit Unternehmen aus der Energiewirtschaft und Entwicklung gestützt und zum Teil durch öffentliche Förderung ermöglicht worden. Durch den praxisnahen Fokus sind neben den realen Bedingungen auch Systemrestriktionen, beispielsweise durch die eingesetzte Hardware, zu berücksichtigen. Aus diesen Gründen sind bestehende Verfahren zur Automatisierung anderer Spannungsebenen nicht vollständig adaptierbar und müssen durch optimierte Lösungen ergänzt werden. Aufbauend auf entwickelten Verfahren zur

Zustandsüberwachung in Mittelspannungsnetzen soll mit der Entwicklung einer Zustandsregelung die letzte bestehende Intelligenzlücke in Verteilungsnetzen geschlossen werden.

Die Erreichung dieser Primärzielsetzung setzt neue Potenziale zur Erschließung von übergreifenden Synergien frei. Im Sinne der zunehmend erforderlichen Koordination der Netzführung einzelner Spannungsebenen liegt ein weiteres Ziel dieser Arbeit in der Untersuchung eines koordinierten, teilautarken Einsatzes von modularen Automatisierungslösungen. Bisher wurden intelligente Systeme mit einem lokalen Fokus entwickelt und in die Stromnetze integriert. Ihr Verantwortungsbereich liegt damit in der Regel in einem Netz einer Spannungsebene mit klar definierten Systemgrenzen. In der ganzheitlichen Betrachtung des Verteilungsnetzes besteht daher ein Erweiterungsbedarf der Konzepte und Algorithmen. Hier rückt insbesondere die Mittelspannungsebene in den Vordergrund, da sie in diesem Kontext als Koppellement der Hoch- und Niederspannungsnetze umfangreiche Anforderungen erfüllen muss. Für den koordinierten Betrieb muss ein Interaktionskonzept definiert werden, welches sowohl das vorgelagerte Netz als auch die nachgelagerten Netze einschließt. Aufbauend auf dem entwickelten Verfahren zur Zustandsregelung in Mittelspannungsnetzen soll ein Konzept für den übergreifenden Einsatz von Regelungspotenzial über die Grenzen einer Spannungsebene hinaus entwickelt werden. Dessen Integration in die Regelungsstrategie ermöglicht die Überführung in ein ganzheitliches Systemkonzept in einer modular aufgebauten, dezentralen Konfiguration.

Die vorliegende Arbeit beschreibt in einer aufeinander aufbauenden Gliederung die Verfahrensumsetzung im Rahmen der Zielsetzung. In Kapitel 2 werden zunächst die Potenziale der Netzautomatisierung auf der Verteilungsnetzebene vorgestellt. Hier werden die Aufgaben und Verantwortlichkeiten des Verteilungsnetzbetreibers näher erläutert und die entstandenen Herausforderungen im Kontext des Transformationsprozesses beleuchtet. Auf der Grundlage von normativen und gesetzlichen Regularien sowie der gegenwärtig zur Verfügung stehenden Handlungsoptionen der Verteilungsnetzbetreiber, wird ein Rahmen für den konzeptionellen Entwurf eines Automatisierungssystems definiert. Die Eigenschaften des dezentralen Ansatzes werden gegenüber einem zentralen Ansatz abgegrenzt und dessen Bedeutung für den Systementwurf näher beschrieben.

Kapitel 3 behandelt die Entwicklung einer Zustandsregelung für Mittelspannungsnetze und bildet den Schwerpunkt dieser Arbeit. Hier wird zunächst ein Systemmodell definiert, welches eine mathematische Grundlage für weitere Verfahren liefert, und die Anforderungen einer Zustandsregelung an weitere Komponenten einer Netzautomatisierung aufgezeigt. Als Hauptbestandteil dieses Kapitels wird der netzdienliche Einsatz der verfügbaren Stellglieder in Mittelspannungsnetzen behandelt. Die konkrete Berechnungslogik zum Einsatz des regelbaren HS/MS-Transformators und eines dynamischen Last- und Einspeisemanagements stellt im Kontext des Systemmodells eine fundamentale Grundlage für den Entwurf eines Algorithmus dar (vgl. Abschnitte 3.4 und 3.5). Darauf aufbauend wird eine Regelungsstrategie formuliert, die als autarkes Betriebskonzept zur Spannungshaltung und zum Engpassmanagement dient (vgl. Abschnitt 3.7).

Mit dieser Basis wird in Kapitel 4 die Betrachtungsweise über die Grenzen eines Mittelspannungsnetzes hinaus ausgedehnt. Potenziale, die sich aus den in Kapitel 3 beschriebenen Verfahren in Kombination mit dem Status quo (vgl. Abschnitt 1.2) ergeben, werden beleuchtet und mögliche Interaktionskonzepte für die übergreifende Koordination untersucht. Die erforderlichen Anpassungsschritte einer bestehenden Automatisierungslösung werden anhand einer konkreten Integration am Beispiel der entwickelten Verfahren aufgezeigt. Mit der Definition von Schnittstellen wird die Nutzung übergreifender Regelungspotenziale schließlich in ein ganzheitliches Systemkonzept überführt.

Die beschriebenen Verfahren wurden im Rahmen der Forschungstätigkeit konzeptionell entwickelt und programmiertechnisch umgesetzt. Über umfangreiche Softwaretests hinaus wurden die Lösungen in einem Feldtest unter realen Bedingungen erprobt. In Kapitel 5 werden die Verfahrensvalidierung anhand von Simulationen und der praktischen Applikation dargestellt und Grenzen der realisierten Verfahren aufgezeigt.

Abschließend enthält Kapitel 6 ein zusammenfassendes Fazit der Ergebnisse dieser Arbeit sowie einen Ausblick über den weiteren Forschungsbedarf.

2 Potenziale der Netzautomatisierung auf Verteilungsebene

Das elektrische Energieversorgungssystem der Bundesrepublik Deutschland wird zum Stand 2019 durch insgesamt 890 Netzbetreiber betrieben, einschließlich der Offshore-Beteiligungsgesellschaften. Neben den vier großen Übertragungsnetzbetreibern mit Regelzonenverantwortung wurden 883 Verteilungsnetzbetreiber ermittelt. Ihre Verantwortung umfasst mit einer Stromkreislänge von etwa 1.813.900 km in der Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene rund 98 % der insgesamt erfassten Netzstrukturdaten im Jahr 2018. Der Anteil von Mittel- und Niederspannungsnetzen beträgt ca. 94,8 % der Verteilungsnetze. [66]

Vor dem Hintergrund der energiepolitischen Zielsetzung kann bereits ein großer Fortschritt der Integration von erneuerbaren Energien, als wirksames Instrument zur Reduktion der CO₂-Emissionen, verzeichnet werden (vgl. Kapitel 1). Rund 35 % der Nettostromerzeugung im Jahr 2018 resultierte aus erneuerbaren Energieträgern, deren Anteil etwa 53 % der gesamten installierten Erzeugungsleistung betrug. Dabei wurden im Rahmen des Einspeisemanagements etwa 5.402,7 GWh erneuerbarer Energie aufgrund von unzureichender Netzkapazität gekappt, zum Großteil waren davon Windenergieanlagen betroffen. Diese *abgeregelte Energie* wurde zu 74 % durch Verteilungsnetzbetreiber veranlasst – 13 % hiervon wurden aufgrund von Ursachen in den eigenen Verteilungsnetzen herbeigeführt, die übrigen 61 % liegen in unterstützenden Maßnahmen für die Übertragungsnetze begründet. [66]

Diese Angaben verdeutlichen den bereits bestehenden Handlungs- und vor allem Regelungsbedarf in den Verteilungsnetzen, der aus dem Transformationsprozess herrührt. Verteilungsnetzbetreiber sehen sich mit neuartigen Herausforderungen und einer sich verändernden Rollenverteilung konfrontiert, während das Ziel der Versorgungsaufgabe in seinem Grundsatz unverändert bleibt.

2.1 Herausforderungen im Netzbetrieb

Die Kernaufgabe des Netzbetriebs liegt in der Gewährleistung einer geeigneten Infrastruktur für die Aufnahme, den Transport und die Verteilung elektrischer Energie. Für die Einhaltung der Versorgungsqualität gelten strikte Rahmenbedingungen, sowohl für Netzbetreiber als auch für angeschlossene Netzteilnehmer, die auf gesetzlichen und normativen Regelungen sowie Anschlussregeln für die Netzteilnehmer gestützt sind. Erwähnenswert sind in diesem Kontext insbesondere das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) sowie die technischen Anschlussregeln (TAR), die für jede Spannungsebene durch VDE-Anwendungsregeln formuliert sind. Speziell in Verteilungsnetzen sind die nachfolgenden Anwendungsregeln von Bedeutung:

- VDE-AR-N 4100: *Technische Anschlussregeln für die Niederspannung (TAR Niederspannung)*
- VDE-AR-N 4105: *Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz (Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz)*
- VDE-AR-N 4110: *Technische Anschlussregeln für die Mittelspannung (TAR Mittelspannung)*
- VDE-AR-N 4120: *Technische Anschlussregeln für die Hochspannung (TAR Hochspannung)*

Hieraus ergibt sich ein breites Spektrum an technischen, betrieblichen und ökonomischen Aufgaben, die im Alltag der Energieversorgung sicher und nachhaltig zu erfüllen sind. Sie erstrecken sich von Inspektion, Wartung und Instandhaltung (*Asset Service*) über Planung und Betriebsführung bis hin zu Einkauf, Buchhaltung und Controlling. Um die Vielfalt der resultierenden Verantwortungen zukunftsorientiert zu bewältigen, geht mit dem Netzbetrieb grundsätzlich eine sorgfältige *Netzplanung* einher. Sie verfolgt das Ziel, Methoden und Strategien zu erarbeiten, um die Auslastung des Stromnetzes zu optimieren und einen sicheren, effizienten und zuverlässigen Netzbetrieb zu gewährleisten. Gestützt auf prognosebasierten Analysen und unter Berücksichtigung des gesetzlichen und regulatorischen Rahmens werden die Netze eigenverantwortlich durch die Netzbetreiber für ihren jeweils eigenen Geltungsbereich geplant. Während grundsätzlich jeder Netzbetreiber eigene Planungsgrundsätze verfolgen kann, obliegt den Übertragungsnetzbetreibern gemäß § 12b EnWG darüber hinaus die Erstellung eines nationalen Netzentwicklungsplans (NEP) für die Regulierungsbehörde [67]. Er enthält unter anderem Ausbau- und Modernisierungsmaßnahmen, um ein zukunftsfähiges und bedarfsgerechtes Energieversorgungssystem zu erreichen. Laut § 11 EnWG ist der Netzbetreiber dazu verpflichtet, das „[...] Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist“. Die VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4121 beschreibt im Kontext von Planungsgrundsätzen für 110-kV-Netze mitunter das *NOVA-Prinzip (Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau)*, nach welchem gehandelt werden sollte, sofern die Versorgungsaufgabe gefährdet ist [68]. Demnach sind optimierende Ansätze vorrangig durch den Netzbetreiber anzuwenden, bevor eine Verstärkung und, in letzter Instanz, ein Ausbau der Netze als Gegenmaßnahme eingeleitet wird. Innovative Lösungen für einen effizienteren Netzbetrieb sind daher inzwischen zu einer stützenden Säule der Netzbetreiber geworden.

Der eigentliche Netzbetrieb lässt sich grundsätzlich in die Bereiche *Netzbereitstellung* und *Netzführung* unterteilen [69]. Der Netzbereitstellung obliegen operative Aufgaben des Netzbetriebs technischer und ökonomischer Art, worunter sich auch die Netzplanung einordnen lässt. Der operative Betrieb umfasst mitunter die Durchführung von Netzausbau- und Netzausbaumaßnahmen sowie Schalthandlungen in Abstimmung mit der Netzführung. Darüber hinaus sind

Asset Management, Betrieb von innovativen Technologien (bspw. Messstellenbetrieb) sowie Einsatzmaßnahmen zur Versorgungswiederherstellung und Störungsbeseitigung weitere nennenswerte Verantwortungen dieses Bereiches. Mit neuen Technologien entstehen hier bereits veränderte Infrastrukturen, die dem Netzbetreiber eine erweiterte Rolle verleihen. Besonders die Aufgaben der Netzführung erfahren einen kolossalen Zuwachs an Komplexität im Alltag des Netzbetriebs. Verantwortlich für die Netzführung ist die Netzleitstelle, deren Funktion in der Überwachung und Steuerung des Netzes liegt. Darunter fallen im Wesentlichen die Störungserkennung und Veranlassung operativer Handlungen sowie die Gewährleistung einer hohen *Versorgungsqualität*. Letztere umfasst vor allem die Kriterien *Sicherheit* ((n-1)-Prinzip), *Zuverlässigkeit* (Dauer von Versorgungsunterbrechungen) und *Verfügbarkeit* (Betriebsmittel, Kraftwerke) sowie die lokale Einhaltung von Grenzwerten physikalischer Merkmale der elektrischen Energieversorgung. Aus der europäischen Norm (EN) leitet sich die in Deutschland geltende Standardisierung DIN EN 50160 ab, durch welche normative Vorgaben an die „*Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*“ definiert sind [70]. Diese betreffen unter anderem die Frequenz sowie die Höhe, Kurvenform und Symmetrie der Leiterspannungen, die es an einem Netzanschlusspunkt einzuhalten gilt. Im Sinne der Spannungshaltung müssen demnach mindestens 99 % der 10-Minuten-Mittelwerte von Spannungseffektivwerten \bar{U} , gemessen in einem Zeitintervall von mindestens einer Woche, innerhalb eines Toleranzbereiches von $\pm 10\%$ um die vereinbarte Versorgungsspannung U_c liegen. Zudem darf kein 10-Minuten-Mittelwert um mehr als $\pm 15\%$ von U_c abweichen. Da U_c in aller Regel der Netzennspannung U_n entspricht, lässt sich daraus vereinfachend als Regel ableiten: [69]

$$0,9 \cdot U_c \leq U \leq 1,1 \cdot U_c \quad (2.1)$$

Darüber hinaus sind die Belastungsgrenzen der Leitungen und Transformatoren einzuhalten. Zur Definition der Belastungsgrenze wird der thermische Grenzstrom I_{th} eines Betriebsmittels herangezogen [71]. In der Praxis stellen kurzzeitige Überlastungen nicht zwingend ein sicherheitsrelevantes Risiko dar, sie verursachen jedoch ein vorzeitiges Alterungsverhalten und können zu Beschädigungen thermischer oder mechanischer Art führen. Zudem können sie, je nach Einsatz und Parametrierung der Schutztechnik für Überlastsituationen, Schutzauslösungen bedingen, mit der Folge einer Versorgungsunterbrechung. Für die zulässige Stromstärke I eines Betriebsmittels gilt daher: [72, 73]

$$I \leq I_{th} \quad (2.2)$$

Eine zentrale Eigenschaft der Energieversorgung und zugleich besonders hohe Relevanz in der Netzführung ist der *Systemsicherheit* zuzuschreiben. Nach § 13 EnWG tragen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) die Systemverantwortung und müssen somit gewährleisten, dass die Gesamtstabilität des Energieversorgungssystems zu keinem Zeitpunkt gefährdet ist. Sie sind in ihrer jeweiligen Regelzone insbesondere für die Frequenz- und Spannungshaltung verantwortlich.

Sofern die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Energieversorgungssystems gefährdet ist, sind sie dazu verpflichtet Gegenmaßnahmen zu ergreifen. Hierzu stehen in der Praxis netz- und marktbezogene Instrumente als präventive oder kurative Maßnahmen zur Verfügung (vgl. Abschnitt 2.3). Lässt sich die Situation mit diesen Mitteln nicht oder nicht rechtzeitig verbessern, so sind gemäß § 13 Abs. 2 EnWG Anpassungen der Einspeisung oder des Bezugs elektrischer Leistung zulässig, was als Notfallmaßnahme bis hin zu einem Lastabwurf oder der Abschaltung ganzer Netzgruppen führen kann. Die Vorhaltung von Regelleistung (Primär- und Sekundärregelung sowie Minutenreserve) ist dabei von elementarer Bedeutung zur Haltung der Frequenz. Während die Koordination dieser Maßnahmen durch die Übertragungsnetzbetreiber erfolgt, können auch Verteilungsnetzbetreiber zu dieser Aufgabe hinzugezogen werden. Die heutigen *Systemdienstleistungen* (SDL) zur Steuerung des Energieversorgungssystems sind konkret in vier Anforderungen gegliedert: *Frequenzhaltung*, *Spannungshaltung*, *Betriebsführung* und *Netzwiederaufbau*. Während die Frequenzhaltung durch Systembilanzierung ausschließlich auf der Übertragungsnetzebene verantwortet wird, sind die übrigen drei Bereiche im Sinne der Netzsicherheit sowohl durch die Übertragungs- als auch Verteilungsnetzbetreiber in Eigenverantwortung zu bedienen (vgl. Tabelle 2.1). [69, 74, 75]

Tabelle 2.1: Aufstellung heutiger Systemdienstleistungsprodukte nach [74]

SDL	Frequenzhaltung	Spannungshaltung	Versorgungswiederaufbau	Betriebsführung
Ziel	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Halten der Frequenz im zulässigen Bereich 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Halten der Spannung im zulässigen Bereich ▪ Begrenzung des Spannungseinbruchs bei einem Kurzschluss 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Wiederherstellung der Versorgung nach Störungen 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Koordination des Netz- und Systembetriebes
Maßnahmen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Momentanreserve ▪ Regelleistung ▪ zu-/abschaltbare Lasten ▪ frequenzabhängiger Lastabwurf ▪ Wirkleistungsreduktion bei Über-/Unterfrequenz (EE- und KWK-Anlagen) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Bereitstellung von Blindleistung ▪ spannungsbedingter Redispatch ▪ spannungsbedingter Lastabwurf ▪ Bereitstellung von Kurzschlussleistung ▪ Spannungsregelung 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Schaltmaßnahmen zur Störungseingrenzung ▪ koordinierte Inbetriebnahme von Einspeisern und Teilnetzen mit Last ▪ Schwarzstartfähigkeit von Erzeugern 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Netzanalyse, Monitoring ▪ Engpassmanagement ▪ Einspeisemanagement ▪ Koordination der Erbringung von SDL netzebenenübergreifend
Heutige Erbringer (Auswahl)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ konventionelle Kraftwerke ▪ flexible steuerbare Lasten ▪ Regelleistungspools 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ konventionelle Kraftwerke ▪ Netzbetriebsmittel (bspw. Kompensationsanlagen) ▪ EE-Anlagen 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ schwarzstartfähige, konventionelle Kraftwerke ▪ Pumpspeicherwerke 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Netzleitwarten im Zusammenspiel mit Netzbetriebsmitteln und konventionellen Kraftwerken

Da die Dimensionierung der Stromnetze in der Vergangenheit dem zentralistischen Top-down-Prinzip folgte (vgl. Abschnitt 1.1), ist der Handlungsbedarf der Netzführung in konventionellen Verteilungsnetzen, abgesehen vom Störfall, bis zuletzt überschaubar gewesen. Die Betriebsmittel sind entsprechend ausgelegt worden, sodass auch im Starklastfall keine steuernden Maßnahmen ergriffen werden müssen. Mit zunehmender Dezentralisierung der Einspeiseleistung und Durchdringung von leistungsintensiven Verbrauchern wird die Versorgungsqualität stark beeinflusst. Grenzwertverletzungen des zulässigen Spannungsbandes und Betriebsmittelüberlastungen treten dabei inzwischen nicht nur in Planungsszenarien, sondern auch regelmäßig im realen Netzbetrieb auf. Somit werden bereits heute die Aufgaben der Spannungshaltung und des Engpassmanagements zu einer großen Herausforderung. Der mit Abstand größte Anteil an der insgesamt installierten EE-Leistung in der Bundesrepublik Deutschland befindet sich mit ca. 50 % in der Mittelspannungsebene. Weitere 25 % sind in der Niederspannungsebene angeschlossen. [76] Diese Netzebenen sind besonders von den Auswirkungen der Energiewende betroffen und es besteht bereits ein hoher und zunehmender Ausbaubedarf der Netze [66]. Darüber hinaus werden die Rolle und der Verantwortungsbereich des Verteilungsnetzbetreibers (VNB) durch den beschriebenen, gestiegenen Aufwand zur Gewährleistung der Systemsicherheit deutlich komplexer. Mit der Verlagerung der Einspeiseleistung in die Verteilungsnetze durch den EE-Zubau und die Abschaltung konventioneller Kraftwerke wächst der Beitrag des VNB zur Systemsicherheit. ÜNB sind im Rahmen ihrer Systemverantwortung maßgeblich auf die Ressourcen der VNB angewiesen, wodurch ein erhöhter Bedarf einer übergreifenden Koordination über geeignete Schnittstellen zwischen den Übertragungs- und Verteilungsnetzen entsteht. [77, 65]

2.2 Regelungsstrategien in Mittelspannungsnetzen

Steuernde Maßnahmen durch die Netzführung erreichen eine immer größere Relevanz im Alltag der Verteilungsnetzbetreiber. Der regulatorische Rahmen und auch die technischen Gegebenheiten stellen durch diverse Steuerungskonzepte einige Handlungsoptionen frei, die in kritischen Situationen zur Einhaltung der Qualitätsmerkmale und zur Aufrechterhaltung der Versorgungsqualität ergriffen werden können. Die seit 2008 geltenden „*Technische[n] Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Mittelspannungsnetz*“ (TAB Mittelspannung, [78]) sowie die technische Richtlinie „*Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz*“ [79] wurden mit der VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4110 zum 27. April 2019 vollständig abgelöst und außer Kraft gesetzt. Im Kontext von Regelungsstrategien in Mittelspannungsnetzen definiert sie vor allem Vorgaben an den Betrieb von Kundenanlagen hinsichtlich der Betriebsführung, Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit. [80]

Ein Kernaspekt der Betrachtungen im Rahmen der vorliegenden Arbeit liegt in der auftretenden Problematik der Spannungshaltung und des Engpassmanagements (vgl. Abschnitt 2.1). Der Netzführung in Mittelspannungsnetzen kommt in diesem Zusammenhang eine besonders wichtige

Bedeutung zu, da sie neben den geltenden Vorgaben an die Spannungsqualität einen signifikanten Beitrag zu der Spannungshaltung in nachgelagerten Niederspannungsnetzen leistet. Da die Mehrzahl der Niederspannungsnetze über einen nicht regelbaren Ortsnetztransformator (ONT) versorgt wird, muss das zulässige Spannungsband in der Planung über beide Netzebenen zusammenhängend berücksichtigt werden. Die konventionelle Auslegung der Netze ist auf Netznutzungssituationen gestützt, die eine überwiegend lastgeprägte Charakteristik (ohne dezentrale Einspeisung) aufweisen. Daher wird gegenüber dem Spannungsanstieg vorrangig für den Spannungsabfall eine größere Reserve vorgesehen, was durch eine Anhebung der regelbaren MS-Sammelschienenspannung realisiert wird. Zusätzlich wird ein Toleranzbereich der MS-Sammelschienenspannung (üblicherweise bis zu $\pm 1,5\%$ um den eingestellten Sollwert) sowie eine Reserve für den Spannungsabfall über unregelte Ortsnetztransformatoren ($\pm 1\%$) in die Planung einbezogen. Folglich steht sowohl in Mittel- als auch in Niederspannungsnetzen effektiv ein jeweils deutlich geringerer Toleranzbereich zur Verfügung als die normative Vorgabe von $\pm 10\%$. Abbildung 2.1 veranschaulicht den Zusammenhang der resultierenden zulässigen Spannungsbereiche beispielhaft mit Werten in Anlehnung an frühere Planungsansätze nach den technischen Richtlinien für MS-Netze sowie der VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4105. Hieraus wird ersichtlich, dass die Spannungshaltung in Mittelspannungsnetzen maßgeblich zu der Einhaltung von Grenzwerten in nachgelagerten Niederspannungsnetzen beiträgt. [22, 51, 81]

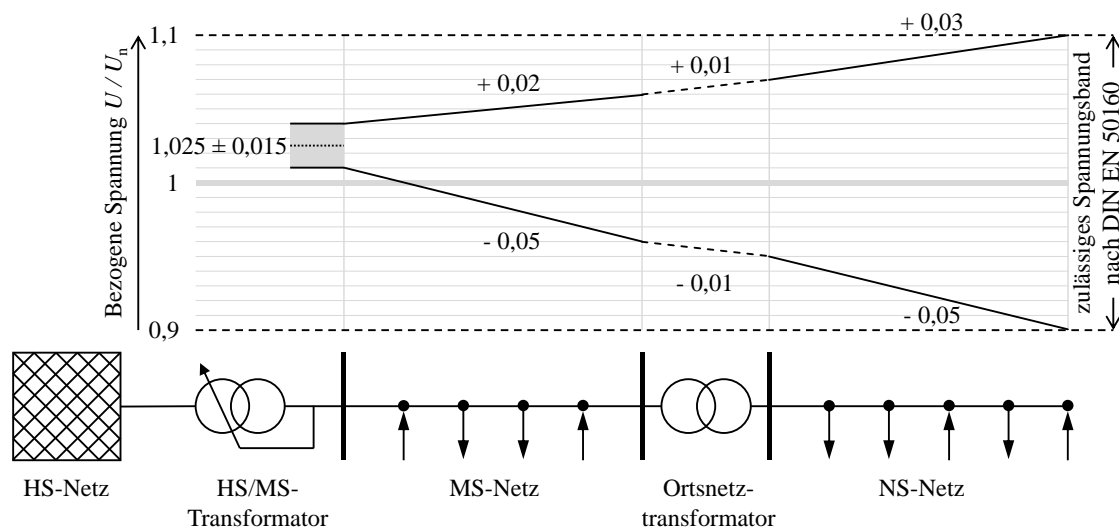


Abbildung 2.1: Beispielhafte Darstellung der übergreifenden Nutzung des zulässigen Spannungsbandes in MS- und NS-Netzen ohne regelbaren Ortsnetztransformator (in Anlehnung an [22])

Ein elementares Instrument der Spannungshaltung stellt der HS/MS-Transformator dar, der in der Regel als regelbarer Stelltransformator mit einem Laststufenschalter ausgeführt und im Betrieb mit einem Transformatorregler versehen wird. Er ist in der Lage, das Übersetzungsverhältnis durch eine Umschaltung auch unter Last zu verändern, was in der Praxis aufgrund der typischen Netznutzungssituation im Tagesverlauf mehrfach erforderlich sein kann [82]. Die eingesetzte Regelungsstrategie kann dabei die Führung der Sammelschienenspannung unterspannungsseitig

des HS/MS-Transformators vorsehen, wobei ein fixer Spannungswert als Führungsgröße vorgegeben wird. Eine präzisere Führung wird durch eine kennliniengeführte Steuerung erzielt, bei der das Übersetzungsverhältnis in Abhängigkeit von dem Leistungsfluss über den HS/MS-Transformator eingestellt wird. Damit wird eine deutlich höhere Agilität erreicht, da für verschiedene Betriebspunkte eine spezifische MS-Sammelschienenspannung hinterlegt wird und sich somit eine Abhängigkeit von der Netznutzungssituation ergibt. Über diese Regelung von lokalen Messgrößen hinaus, besteht die Möglichkeit einer Spannungsregelung mithilfe abgesetzter Sensoren, die topologisch an besonders kritischen Stellen im Netz positioniert werden. Dieses, auch unter dem Begriff *Weitbereichsregelung* oder *Multisensorbetrieb* bekannte, Verfahren erfordert keine Vorberechnung einer Kennlinie und kann gezielt auf Spannungsänderungen reagieren, die Sammelschienenspannungen im Netz auftreten [31, 83]. Die Vorgabe der Führungsgröße, die durch den lokalen Transformatorregler im Umspannwerk verfolgt wird, erfolgt in der Regel statisch durch einen fest programmierten Speicher. Dieser kann über mehrere Speicherplätze für Spannungswertverläufe verfügen, deren Auswahl über ein analoges Steuersignal vorgenommen werden kann. Es existieren jedoch auch dynamische Speicher, deren Inhalt im Betrieb überschrieben werden kann. Durch den Einsatz entsprechender Informations- und Kommunikationstechnik lässt sich somit grundsätzlich eine Fernsteuerung des HS/MS-Transformators realisieren. Der Vorgabe eines neuen Sollwertes sollte jedoch eine umfassende Prüfung, idealerweise durch eine Netzberechnung, zugrunde liegen. Eine manuelle Fernsteuerung bietet daher nicht die erforderliche Reaktionsdynamik, um diese Maßnahme in Echtzeit einzusetzen. Hier entsteht ein besonders großes Potenzial für den Einsatz intelligenter Systeme, die mit einer prädiktiven Analyse neue und effiziente Betriebskonzepte für den HS/MS-Transformator liefern. [84]

Neben der Beeinflussung des Netzzustandes durch die Steuerung des HS/MS-Transformators ist diese grundsätzlich auch durch steuerbare Netzteilnehmer gegeben. Hierzu zählen beispielsweise steuerbare Lasten wie Ladeeinrichtungen der Elektromobilität, Energiespeicher und insbesondere dezentrale Energiewandlungsanlagen. Durch die regulatorischen Anforderungen an die technische Ausführung und den Betrieb der Anlagen ist deren Verhalten bereits auf einen netzdienlichen Einsatz ausgerichtet. § 9 Abs. 1 EEG verpflichtet Betreiber von EE- und KWK-Anlagen, diese mit einer Mess- und Steuereinrichtung auszustatten, sofern die installierte Leistung $P_{\text{inst}} = 100 \text{ kW}$ überschreitet. Die Einrichtung muss den Abruf der momentanen Einspeisung sowie die Annahme von Steuerbefehlen per Fernwirkstrecke ermöglichen, sodass der Netzbetreiber im Fall eines Netzengpasses in die Netznutzungssituation eingreifen kann. Gemäß § 9 Abs. 2 Nummer 1 EEG sind auch Betreiber von Photovoltaikanlagen mit einer installierten Leistung von $30 \text{ kW} < P_{\text{inst}} \leq 100 \text{ kW}$ zur Gewährleistung der Steuerbarkeit verpflichtet. Photovoltaikanlagen mit einer installierten Leistung von höchstens $P_{\text{inst}} = 30 \text{ kW}$ müssen wahlweise selbige Anforderung erfüllen oder einer Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung auf 70 % der installierten Leistung nachkommen. Für die Fernsteuerbarkeit durch den Netzbetreiber sind verschiedene An-

forderungen hinsichtlich der Auflösung von umzusetzenden Steuerwerten sowie der Reaktionszeit und dem Leistungsgradienten durch die Anlage in den TAR Mittelspannung definiert. Sie umfassen im Weiteren spezifische Anforderungen an das Wirk- und Blindleistungsverhalten von dezentralen Energiewandlungsanlagen, die auf eine Reduktion der Netzzrückwirkungen abzielen. Die Fähigkeit zur Blindleistungsbereitstellung von dezentralen Energiewandlungsanlagen wird nach den TAR Mittelspannung im Rahmen der Planung des Netzanschlusses durch den verantwortlichen Netzbetreiber vorgegeben. Hier sind lokale Regelungsverfahren an den Anlagen vorgesehen, die entweder mit einem festen Sollwert oder einem variabel einstellbaren Sollwert ausgeführt werden. Dabei muss mindestens eines der folgenden Verfahren realisiert werden: [80]

- Kennlinienverfahren $Q(U)$
- Kennlinienverfahren $Q(P)$
- Vorgabe der Blindleistung Q (mit Spannungsbegrenzungsfunktion)
- Vorgabe des Leistungsfaktors $\cos \varphi$

Der Einsatz von Regelungsverfahren mit festen Sollwerten oder hinterlegten Kennlinien eignet sich nur bedingt zu der Einhaltung von Grenzwerten im gesamten Netz, da sie von lokalen Messwerten geführt werden. Sie dienen der lokalen Spannungshaltung und sind dabei nicht darauf ausgelegt, auf elektrisch weit entfernte Spannungsbandverletzungen oder Betriebsmittelüberlastungen zu reagieren. Zudem können sie, mangels Koordination der lokalen Komponenten im Netz, zu ungewünschten Wechselwirkungen führen. Eine koordinierte Variante des Netzeingriffs besteht in einem Eingriff durch die Netzführung über variabel einstellbare Sollwerte aus der Ferne. Die Überwachung und Führung des Netzes erfolgt durch Fachpersonal in der Netzleitstelle. Im Fall von bevorstehenden oder akut vorliegenden Netzengpässen, sofern diese erfasst werden können, darf durch den Netzbetreiber aktiv in die Einspeisesituation eingegriffen werden. Gestützt auf § 14 Abs. 1 EEG kann somit die Einspeisung aus erneuerbaren Energien und KWK-Anlagen vorübergehend reduziert werden, sofern dies netzdienlich erforderlich ist und der Vorrang erneuerbarer Energien eingehalten wird, indem die größtmögliche Strommenge aus erneuerbaren Energien eingespeist wird (*Einspeisemanagement*). Darüber hinaus ist der netzdienliche Einsatz von steuerbaren Verbrauchern zwar nicht gesetzlich vorgeschrieben, jedoch grundsätzlich möglich, wie es in § 14a EnWG für Niederspannungsnetze sowie in den TAR Mittelspannung thematisiert ist. Letztere definieren insbesondere Anforderungen an die Steuerbarkeit von Ladeeinrichtungen der Elektromobilität und den Betrieb von Speichern, deren Steuerbarkeit über vertragliche Regelungen des Netzbetreibers mit dem Anlagenbetreiber geregelt werden kann (*Lastmanagement*). Die Anpassung der Blindleistungsbereitstellung von dezentralen Energiewandlungsanlagen bietet zudem ein wirksames Mittel für gezielte Regelungseingriffe (*Blindleistungsmanagement*).

Innovative Betriebsmittel und Anlagen mit entsprechenden Steuereinrichtungen sind insofern bereits in den Verteilungsnetzen vorhanden und stehen somit für Netzeingriffe als *Aktoren* zur Verfügung. Für den Netzbetreiber ergeben sich daraus umfangreiche Handlungsoptionen, die grundsätzlich zur aktiven Spannungshaltung und zum Engpassmanagement eingesetzt werden können. Der Herausforderung liegen jedoch zwei entscheidende Problemaspekte zugrunde: *Transparenz* und *Komplexität*. Während die Steuerbarkeit bereits regulatorisch sichergestellt wird, sind die meisten Mittelspannungsnetze unzureichend mit Messtechnik ausgestattet, um eine zuverlässige Erfassung von Engpässen oder Grenzwertverletzungen zu ermöglichen. Smart Grid Systeme mit Algorithmen zur Zustandsüberwachung eignen sich hier als eine besonders effiziente Lösung [22]. Mit dem Erlass des MsbG wird, in Hinblick auf den bevorstehenden Smart-Meter-Rollout, eine zunehmende Transparenz in den Verteilungsnetzen geschaffen, wodurch der Einsatz von Smart Grid Systemen weiter begünstigt wird [85]. Wegen § 29 Abs. 1 MsbG sind die grundzuständigen Messstellenbetreiber dazu angehalten, leistungsintensive Netzteilnehmer mit intelligenten Messsystemen auszustatten, sofern eines der nachfolgenden Kriterien auf sie zutrifft:

- Jahresstromverbrauch $E_a > 6.000$ kWh oder bestehende Vereinbarung nach § 14a EnWG
- installierte Leistung $P_{\text{inst}} > 7$ kW

Somit wird inzwischen progressiv gegen den „Blindflug“ in der Verteilungsnetzebene vorgegangen, doch die Komplexität der Netzführung nimmt mit fortschreitender Entwicklung des Energieversorgungssystems weiter zu. Die Handlungsoptionen werden vielfältiger und die Ermittlung idealer Gegenmaßnahmen bei auftretenden Grenzwertverletzungen ist ohne eine vorangehende rechengestützte Analyse nicht mehr manuell handhabbar [86]. Die Wirksamkeit einer Leistungsanpassung auf den verursachenden Messwert sowie deren Auswirkung auf die übrigen Strom- und Spannungswerte muss im Vorfeld bewertet werden. Eine gezielte Behebung von Grenzwertverletzungen unter gleichzeitiger Vermeidung von Eingriffen, die höhere Mengen abgeregelter Energie verursachen als zwingend erforderlich wäre oder lediglich zu einer örtlichen Verlagerung der Grenzwertverletzung führen, ist nur mit umfangreichen Berechnungen möglich. Für einen koordinierten Einsatz der Flexibilität in Echtzeit reichen die bestehenden Betriebsstrukturen in den meisten Mittelspannungsnetzen nicht aus [16]. Smart Grid Systeme mit der Funktion einer automatisierten Zustandsregelung weisen in dieser Hinsicht ein enormes Potenzial zur netzdienlichen Nutzung verfügbarer Flexibilität unter optimiertem Einsatz von erneuerbaren Energien auf [69]. Sie können die Netzbetreiber in ihren Netzführungsaufgaben massiv entlasten und werden insbesondere als Online-Assistenzsysteme für den sicheren Verteilungsnetzbetrieb empfohlen. [31, 87, 88]

2.3 Spannungsebenenübergreifende Netzinteraktionen

Zur Systemverantwortung zählt die Aufrechterhaltung der Sicherheit und Zuverlässigkeit im Netz zu jedem Zeitpunkt. Für den stabilen Netzbetrieb ist insbesondere die Einhaltung von Grenzwerten hinsichtlich der Netzfrequenz ($f_n = 50 \text{ Hz} \pm 0,2 \text{ Hz}$) erforderlich. Die Verantwortung hierfür liegt maßgeblich bei den Übertragungsnetzbetreibern, wozu ihnen verschiedene Instrumente des Netzmanagements zur Verfügung stehen, die im Wesentlichen durch die §§ 12, 13 EnWG reguliert sind.

Für eine stabile Netzfrequenz ist ein Gleichgewicht von Einspeisung und Bezug elektrischer Leistung in den Stromnetzen erforderlich, sodass hier vor allem eine Dynamikanforderung an die großen Kraftwerke besteht. Unter den Begriff der Frequenzhaltung fallen vor allem diejenigen Systemdienstleistungen, die zur Sicherstellung dieses Gleichgewichtes dienen. Die Vorhaltung von Regelleistung ist ein wesentliches Instrument zur Erfüllung dieser Aufgabe. Hierzu zählen die Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung (Minutenreserve), durch deren Abruf die bedarfsgerechte Steuerung der elektrischen Leistung koordiniert werden kann. Darüber hinaus sind netzbezogene Maßnahmen wie Netzumschaltungen sowie marktbezogene Maßnahmen wie Redispatch und Countertrading vorrangig einzusetzende Möglichkeiten des Übertragungsnetzbetreibers im Rahmen eines Engpassmanagements (§ 13 Abs. 1 EnWG). Sofern sich eine Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Energieversorgungssystems mit diesen Mitteln nicht beheben oder vermeiden lässt, sind Übertragungsnetzbetreiber dazu berechtigt, Zwangsmaßnahmen zu ergreifen. Gemäß § 13 Abs. 2 EnWG wird dann durch eine Anpassung von Einspeisung oder Bezug elektrischer Leistung in die Netznutzungssituation eingegriffen, was im Ernstfall bis hin zu einem frequenzabhängigen Lastabwurf führen kann. In diesem Zusammenhang sind Verteilungsnetzbetreiber nach § 14 Abs. 1c EnWG dazu verpflichtet, Übertragungsnetzbetreiber mit notwendigen Eingriffen zu unterstützen, beispielsweise durch ein Einspeisemanagement gemäß § 14 EEG. Darüber hinaus vereinbaren Übertragungs- und Verteilungsnetzbetreiber in der Regel einen zulässigen Bereich für den Blindleistungsaustausch. Solche Vereinbarungen können auch innerhalb der Verteilungsnetze, beispielsweise zwischen Hoch- und Mittelspannungsnetzbetreibern, getroffen werden und stellen insofern eine Anforderung an das jeweils nachgelagerte Netz dar [89].

Mit zunehmendem Anteil an erneuerbaren Energien in den Verteilungsnetzen erreicht das übergreifende Einspeisemanagement, aber auch das Blindleistungsmanagement einen immer höheren Stellenwert. Es muss eine intensive Koordination des Austausches zwischen den Spannungsebenen erfolgen, die im Sinne der Systemdienstleistungen steht. Die VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4140 („Kaskadierung von Maßnahmen für die Systemsicherheit von elektrischen Energieversorgungsnetzen“) bezieht sich auf die damit zusammenhängende Zusammenarbeit der Netzbetreiber. Sie beschreibt sowohl die Schnittstellen als auch die technische Umsetzung der gegenseitigen Unterstützung unter den Netzbetreibern zur operativen Umsetzung

einer manuellen Letztmaßnahme. Dabei wird auf den Grundsätzen des Kaskadenprinzips aufgebaut, nach denen die Auswirkungen einer Leistungsanpassung auf die Systemsicherheit in der jeweiligen Regelzone unabhängig von der Spannungsebene in Anspruch genommen werden können. Nach einem vorbereitenden Informationsaustausch zwischen den beteiligten Netzbetreibern kann der Anpassungsbedarf durch HöS-, HS- oder MS-Netzbetreiber an die jeweils nachgelagerten Netzbetreiber, bis hinunter in die Niederspannungsebene übermittelt werden. Dabei besteht eine Mitwirkungspflicht für alle nachgelagerten Netzbetreiber und Netzkunden. [90]

Sofern ein MS-Netzbetreiber die Rolle des auslösenden Netzbetreibers im Rahmen einer operativen Kaskade einnimmt, gelten für diesen im Einzelnen besondere Umstände, nach denen vorbereitende Schritte in der Durchführung entfallen können. Dazu gehört beispielsweise die Eingruppierung von Energiewandlungsanlagen nach einem verfeinerten Einspeiseranking. Der Entscheidung einer übergreifenden Anforderung wird insbesondere eine Sensitivitätsanalyse und Diskriminierungsfreiheit zugrunde gelegt und die Umsetzung innerhalb eines festgesetzten Zeitraums gefordert. So hat beispielsweise jeder Netzbetreiber für die Umsetzung von angeforderten Maßnahmen lediglich maximal 12 Minuten, wovon die Vorbereitungszeit höchstens 6 Minuten betragen darf. Eine Anforderung des ÜNB, die bis in das Mittelspannungsnetz kaskadiert wird, muss daher ab dem Zeitpunkt ihrer Übermittlung an die Verteilungsebene spätestens nach 18 Minuten durch den MS-Netzbetreiber umgesetzt sein (vgl. Abbildung 2.2).

Besonders kritisch ist die Aufgabe dann, wenn eine Gefährdung oder Störung bereits besteht und netz- oder systemdienliche Anforderungen unter zeitlicher Restriktion und unter Berücksichtigung komplexer physikalischer Wirkungszusammenhänge (*Sensitivitäten*) zu erfüllen sind. Hierfür müssen die Netze einen höheren Digitalisierungsgrad erreichen, um die erforderliche Datenerfassung zu gewährleisten. In der VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4141-1 („Schnittstelle Übertragungs- und Verteilnetze“) wird bereits eine geeignete Schnittstelle sowie Priorisierungsmechanismen für die Umsetzung von Maßnahmen thematisiert, wonach lokale Aspekte vor-

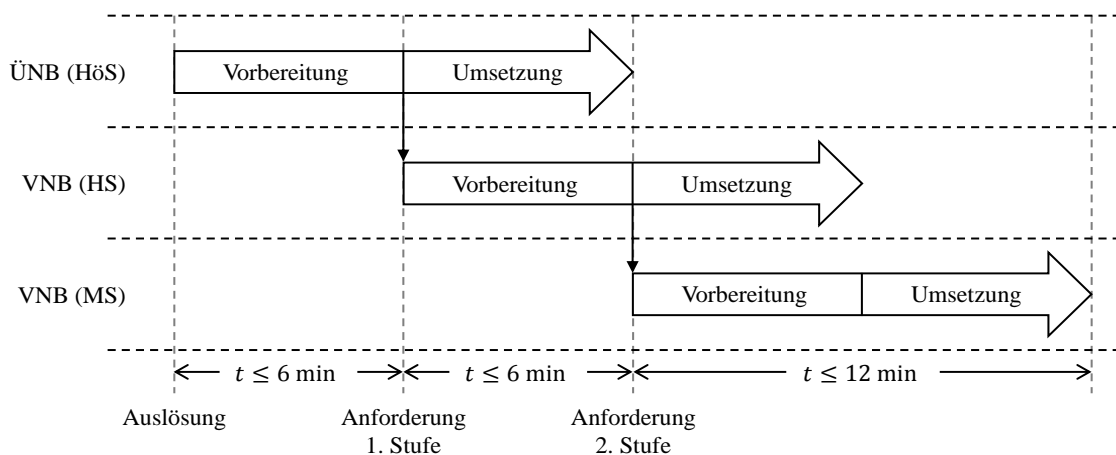


Abbildung 2.2: Exemplarische Darstellung des zeitlichen Ablaufs von kaskadierten Maßnahmen für die Systemsicherheit nach VDE-AR-N 4140 [90]

rangig zu behandeln sind [91]. Darüber hinaus wird das übergreifende Regelungspotenzial durch aktuelle regulatorische Anpassungen noch weiter erhöht. Im Rahmen des zum 13. Mai 2019 in Kraft getretenen Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG) werden neue Rahmenbedingungen für ein Redispatch 2.0 geschaffen, die bis zum 1. Oktober 2021 umgesetzt sein müssen [92]. Demnach werden unter anderem die Regelungen zum Einspeisemanagement aus dem EEG in eine einheitliche Formulierung des EnWG überführt. Übertragungsnetzbetreiber dürfen künftig gemäß § 13a Abs. 1 EnWG dezentrale Energiewandlungsanlagen und Speicher mit einer installierten Leistung ab $P_{\text{inst}} = 100 \text{ kW}$ sowie auch kleinere, jederzeit fernsteuerbare Anlagen (früher: ab $P_{\text{inst}} = 10 \text{ MW}$), in das Einspeisemanagement einbeziehen [93]. Diese Neuregelung betrifft somit indirekt sämtliche Verteilungsnetzbetreiber der Bundesrepublik Deutschland.

Auf diesen Grundlagen entsteht ein enormer Bedarf für den Einsatz von Smart Grid Systemen, die über entsprechende Schnittstellen in der Lage sind, auch übergreifende und koordinierte Prozesse auszuführen. Auf diese Weise lassen sich beispielsweise Anforderungen im Rahmen des Einspeisemanagements oder der operativen Kaskade vollständig automatisiert, präzise unter Berücksichtigung der aktuellen Netznutzungssituation und Netztopologie sowie in sehr kurzer Zeit erfüllen. Übergreifende Regelungskonzepte, die zwischen ÜNB und VNB gängig sind, lassen sich auch innerhalb des Verteilungsnetzes automatisiert umsetzen. Dies ist insbesondere für den koordinierten Betrieb von Mittelspannungsnetzen, im Zusammenspiel mit Hoch- und Niederspannungsnetzen, von fundamentaler Bedeutung aufgrund des signifikant hohen Anteils erneuerbarer Energien (vgl. Abschnitt 2.1).

2.4 Dezentraler Ansatz zur koordinierten, teilautarken Zustandsregelung

Die Automatisierung von Stromnetzen lässt sich grundsätzlich in verschiedenen Strukturen realisieren, wobei im Wesentlichen zwischen einem zentralen und dezentralen Ansatz unterschieden werden kann. Der zentrale Ansatz sieht die Installation sämtlicher Komponenten von Funktionalitäten gebündelt an einem Ort vor, während im dezentralen Ansatz die Verteilung von Systemkomponenten und -funktionen im Feld stattfindet. Beide Systemstrukturen haben Vor- und Nachteile, denen je nach Anwendungsfall eine unterschiedliche Gewichtung zuzuteilen ist.

Für den regulären Netzbetrieb ist es unabdingbar Informationen über das Netz bereitzustellen. Dies betrifft insbesondere die Dokumentation von Eingriffen, beispielsweise Schalthandlungen. Da eine automatisierte Überwachung der Betriebsmittel vor allem in konventionellen Mittel- und Niederspannungsnetzen nicht, oder bestenfalls nur in geringfügiger Ausprägung, vorhanden ist, erfolgt die Dokumentation in aller Regel noch über manuelle Befehlsketten. Schalthandlungen werden in Abstimmung mit der Netzleitstelle durchgeführt und im Leitsystem des Netzbetreibers durch das Leitstellenpersonal vermerkt. Die Dokumentation der Netztopologie ist vereinzelt auch in Papierform vorhanden, erfolgt jedoch in dem meisten Fällen digital. Die Bereitstellung von

Netzdaten und die Parametrierung des Gesamtsystems spielen zusammen mit dem Einsatz entsprechender Informations- und Kommunikationstechnik eine Kernrolle in der Ausbringung eines Netzautomatisierungssystems. Unter der Annahme, dass der Netzbetreiber über ein Netzleit-system verfügt, liegt eine Konfiguration vor, die grundsätzlich vorteilhaft für den zentralen Ansatz zur Netzautomatisierung ist. Sofern die statischen Netzdaten und ggf. sogar dynamische Prozesswerte in Form von vereinzelt Messwerten bereits zentral in der Netzleitstelle vorliegen, bietet es sich an, das Automatisierungssystem dort anzubinden, um den Kommunikationsaufwand zu reduzieren. Gleichzeitig können auch die Systemanforderungen einer Netzautomatisierung hinsichtlich der Rechenleistung und Speicherkapazität in einer zentralen Leitstellenausbringung deutlich einfacher erfüllt werden. Insbesondere dann, wenn das Automatisierungssystem in einer hardwareunabhängigen Umsetzung vorliegt, kann leistungsstarke Hardware zum Einsatz kommen. Ohne spezifische Anforderungen an die Anlagentauglichkeit und Einschränkungen hinsichtlich der Größe, ist diese beliebig skalierbar und inzwischen sehr kostengünstig erhältlich. Eine dezentrale Installation von Automatisierungstechnik muss jedoch besondere Anforderungen einer Installation in elektrischen Anlagen erfüllen, beispielsweise hinsichtlich der elektromagnetischen Verträglichkeit (EMV), was sich auf die Dimensionierung der Komponenten auswirken kann. Zusätzlich sind die örtlichen Einbaubedingungen für die Hardware in den Stationen oft stark begrenzt, sodass die Komponenten möglichst kompakt ausgeführt werden müssen. Infolgedessen kann nur eine begrenzt leistungsfähige Hardware zur Ausführung der Algorithmen angenommen werden, was in der Umsetzung zwingend berücksichtigt werden muss.

Trotz der offensichtlichen Vorteile des zentralen Ansatzes bilden Verteilungsnetze in ihrem Aufbau eine ideale Struktur für die Umsetzung einer dezentralen Lösung, insbesondere dann, wenn nicht nur ein Netzgebiet lokal automatisiert werden soll, sondern ein größerer Teil des Verteilungsnetzes, beispielsweise vom HS/MS-Umspannwerk hin zu den nachgelagerten Niederspannungsnetzen. Die enorme Menge an Daten, die dabei anfällt, führt zum Verlust jeglicher Überschaubarkeit für den Netzbetreiber. Es fallen zentral deutlich mehr Daten an, die für Berechnungsprozesse zwar erforderlich, für das Monitoring jedoch unerheblich sind. Deutlich effizienter ist es hingegen, die Berechnungsprozesse mit einem lokalen Fokus auf den jeweiligen Netzbereich modular auszuführen und die Koordination dieser Teilkomponenten über entsprechende Schnittstellen vorzunehmen. Auf diese Weise finden die Erhebung und Verarbeitung von Daten nur dort statt, wo sie auch zwingend erforderlich sind. Für die Netzleitstelle kann letztendlich eine optimierte Datenbereitstellung erfolgen, indem relevante Zustandsdaten gefiltert, auf ihre wesentliche Aussagekraft reduziert und aggregiert abgebildet werden.

Inzwischen existieren zahlreiche dezentrale Komponenten sowie Ansätze zur Automatisierung von einzelnen Netzbereichen, deren Wirksamkeit im realen Einsatz erprobt wurde (vgl. Abschnitt 1.2). Es bietet sich an, auf dem Stand der Technik aufzusetzen und die bestehenden Systeme in das Gesamtkonzept zur Verteilungsnetzautomatisierung zu integrieren. Durch die Schaffung von

systemübergreifenden Schnittstellen zur Interaktion unter den Komponenten wird ein enormes Potenzial zur Nutzung von Synergien freigesetzt. Bestehende Prozesse, beispielsweise die Automatisierung von Niederspannungsnetzen, können somit in einem neuen Kontext eingesetzt werden – wie etwa für die gezielte Unterstützung der Zustandsregelung in Mittelspannungsnetzen. Gleichzeitig können Zustandsinformationen aus nachgelagerten, automatisierten Niederspannungsnetzen zur sicheren Führung von Mittelspannungsnetzen genutzt werden. Somit wird jedes automatisierte Niederspannungsnetz mit seinen Funktionen zu einer zusätzlichen, erweiterten Messstelle sowie zu einem Akteur, der zusätzliche Regelleistung bereitstellen kann. Mit diesem Ziel entsteht eine neue Systemkonfiguration, die aus dezentralen Steuereinheiten für jede Netzebene besteht. Abbildung 2.3 stellt einen Ausschnitt des Verteilungsnetzes anhand eines Mittelspannungsnetzes mit nachgelagerten Niederspannungsnetzen dar. Gegenüber dem beispielhaft angenommenen Vorkommen von Verbrauchern und dezentralen Energiewandlungsanlagen steht insbesondere die übergreifende Verteilung von innovativen Komponenten zur Netzautomatisierung, die kommunikationstechnisch in einen ganzheitlichen Ansatz überführt wird, im Vordergrund. Die lokale, autarke Führung eines Netzes erfolgt durch Algorithmen, die auf einem Kleinfirnwerkssystem implementiert und dezentral installiert sind. Jedes Kleinfirnwerkssystem ist mit einer messtechnischen Ausstattung auf der jeweiligen Netzebene versehen, die gezielt an ausgewählten Orten im Netz platziert wird. Neben der Messwertbereitstellung werden steuerbare Netzteilnehmer per dezentraler Steuereinheiten in das Konzept integriert und dienen dem Automatisierungssystem als Akteure. Über eine entsprechende Erweiterung der Regelungsalgorithmen lassen sich die Teilkomponenten in ein übergreifendes Gesamtkonzept überführen.

Die grundlegende Systemkonfiguration zu diesem Ansatz wurde bereits in vorangegangenen Forschungsarbeiten zur Zustandsidentifikation in Mittelspannungsnetzen vorgestellt und im Kontext der ganzheitlichen Zustandsüberwachung umgesetzt [50]. Die koordinierende Automatisierungseinheit ist dabei als Kleinfirnwerkssystem in der Mittelspannungsebene allokiert (vgl. Abbildung 2.3). Sie verwaltet die übermittelten Zustandsinformationen aus den nachgelagerten Netzen, aggregiert diese mit ihrer lokalen Zustandsinformation und stellt sie dem vorgelagerten, automatisierten Hochspannungsnetz sowie dem Netzleitsystem zur Verfügung. Ein wesentlicher Vorteil, der sich aus dieser Systemkonfiguration ergibt, liegt in der modularen Aufteilung der Systemfunktionen, ähnlich einem Agentenansatz. Bei einem entsprechend hohen Autarkiegrad der Teilkomponenten wird zudem die Ausfallsicherheit des Gesamtsystems erhöht, da der Ausfall einer Teilkomponente keinen relevanten Einfluss auf die Funktion der übrigen hat. In einem zentralen Ansatz, unter Einbindung der Automatisierungsfunktionalitäten in das Netzleitsystem, würde der Ausfall des Netzleitsystems zu einem Ausfall der gesamten Netzautomatisierung führen. Demgegenüber steht im dezentralen Ansatz zusätzlich die Möglichkeit eines vollständig autarken Betriebs, der gänzlich unabhängig von der Netzleitstelle erfolgen kann. [94]

Durch die Koordination der Automatisierungseinheiten werden neue Funktionen implementiert, deren Ausführung eine Zusammenarbeit der Automatisierungseinheiten erfordert. Aufgrund dieser partiellen Interdependenz kann das vorgestellte Konzept als teilautarker, dezentraler Ansatz bezeichnet werden. Für die Umsetzung dieses Ansatzes im Rahmen der vorliegenden Arbeit werden bestehende Technologien zugrunde gelegt und erforderliche Komponenten der Zustandsüberwachung als gegeben angenommen. Die Entwicklung einer Zustandsregelung für Mittelspannungsnetze legt einen entscheidenden Grundstein für weiterführende regelungstechnische Aufgaben der Netzautomatisierung.

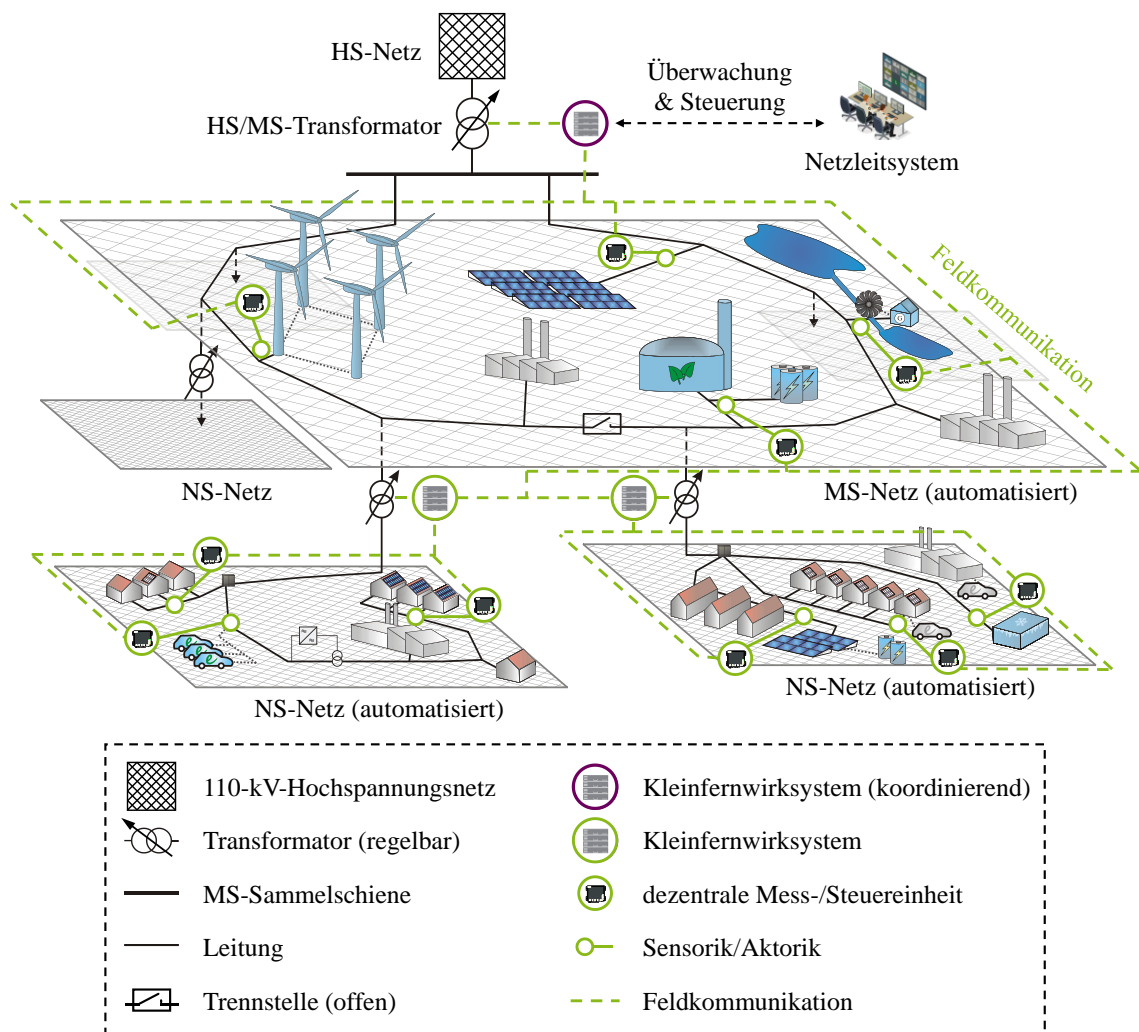


Abbildung 2.3: Schematische Darstellung des modularen, übergreifenden Konzeptes zur dezentralen Verteilungsnetzautomatisierung in Anlehnung an [50]

3 Zustandsregelung in Mittelspannungsnetzen

Durch den Einsatz innovativer Komponenten können an vereinzelt Stellen im Netz lokal wirksame Regelungseingriffe erreicht werden, sodass durch eine großflächige Verteilung von steuerbaren Netzteilnehmern (Aktoren) der Netzzustand gezielt beeinflusst werden kann. Hierzu wird im Folgenden zunächst das grundlegende Regelungsmodell gebildet und die hierfür erforderlichen Komponenten behandelt. Für die Zustandsregelung im Sinne der Spannungshaltung und des Engpassmanagements werden Methoden entworfen und anschließend in einen generischen Algorithmus überführt, der die Regelungsstrategie für Mittelspannungsnetze formt.

3.1 Theorie des Reglerentwurfs

Der Entwurf eines Regelungssystems setzt einen technischen oder physikalischen Prozess voraus, der als dynamisches System (*Regelstrecke*) gegeben ist. Über eine beeinflussbare Eingangsgröße (*Stellgröße*) lässt sich die messbare Ausgangsgröße (*Regelgröße*) der Regelstrecke auf einen vorgegebenen Zielwert (*Führungsgröße*) führen, während äußere Störeinflüsse (*Störgröße*) weitestgehend auszugleichen sind. Die Regelungsaufgabe umfasst im Wesentlichen den Entwurf eines Reglers, der die Stellgröße so vorgibt, dass die Regelgröße der Führungsgröße folgt. [95, 96]

Um diese Aufgabe erfüllen zu können, muss das Verhalten des Reglers in Abhängigkeit von dem Verhalten der Regelstrecke ausgelegt werden. Während die reine *Steuerung* unabhängig von dem aktuellen Istwert der Regelgröße erfolgt, setzt die *Regelung* die Rückführung der direkt gemessenen, oder aus anderen Messgrößen berechneten, Regelgröße in Form eines geschlossenen Regelkreises voraus. Somit wird im Zuge des Regelungsprozesses zunächst der Wert der Regelgröße $r(t)$ sensorisch erfasst und mit dem Wert der Führungsgröße $w(t)$ verglichen. Anhand der Regelabweichung $e(t)$ wird die Stellgröße $v(t)$ gemäß dem Reglergesetz als spezifische Funktion $k_R(e(t))$ berechnet. [95, 97]

$$e(t) = w(t) - r(t) \quad (3.1)$$

$$v(t) = k_R(e(t)) \quad (3.2)$$

Bei dem klassischen Reglerentwurf wird nach der Definition dieser systemrelevanten Größen und der Formulierung ihrer Abhängigkeiten eine Modellbildung der Regelstrecke vorgenommen und diese um einen Regler erweitert sowie durch eine Rückführung in einen geschlossenen Regelkreis überführt (vgl. Abbildung 3.1). Um ein zielführendes und vor allem stabiles Führungsverhalten zu gewährleisten, werden die Reglerparameter mithilfe spezifischer Einstellregeln optimiert. Die Stabilitätsprüfung lässt sich anhand verschiedener Kriterien mathematisch vornehmen, beispielsweise nach dem *Nyquist-* oder *Hurwitzkriterium*. [95, 98]

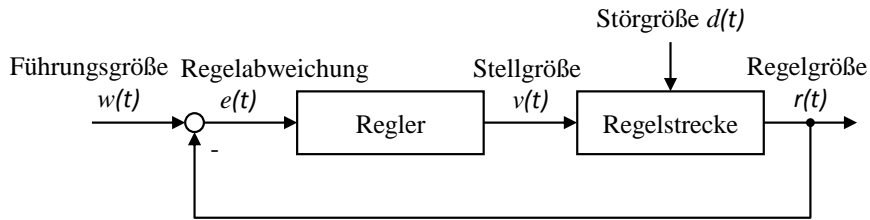


Abbildung 3.1: Klassischer Aufbau eines geschlossenen Regelkreises in Anlehnung an [95]

In einem Mittelspannungsnetz kann sich der Netzzustand grundsätzlich aus mehreren Systemgrößen zusammensetzen (bspw. Knotenspannungen, Zweigströme, Frequenz), die jeweils als Regelgröße definiert werden müssen. Die Existenz mehrerer Regelgrößen führt im Kontext der Netzzustandsregelung zur Notwendigkeit eines Mehrgrößenreglers [99]. Über den klassischen Reglerentwurf hinaus bieten sich hierzu weitere Varianten an, mitunter Fuzzylogik, modellbasierte Regler oder Regelkreisstrukturen, die auf künstlichen neuronalen Netzen (KNN) basieren. Diese lassen sich als „intelligente“ Regler klassifizieren, da sie mit bestimmten Logiken bis hin zu komplexen Entscheidungsstrukturen versehen sein können. [98, 96, 100, 101]

Der Reglerentwurf im Rahmen der Aufgabenstellung der vorliegenden Arbeit zielt auf die Integration in ein ganzheitliches Automatisierungskonzept ab. Dabei müssen zahlreiche Randbedingungen berücksichtigt werden, die sich aus dem Netzbetrieb ergeben. So müssen die zur Verfügung stehenden Regel- und Stellgrößen in Abhängigkeit von dem jeweiligen Betriebspunkt und dem vorliegenden Anwendungsfall priorisiert werden, ebenso wie die zur Verfügung stehenden Aktoren, um eine möglichst effektive und effiziente Behebung von unzulässigen Netzzuständen zu erreichen. Die Auswirkungen des Regelungseingriffs dürfen den Netzzustand zu keinem Zeitpunkt negativ beeinflussen oder gar einen anders gearteten unzulässigen Netzzustand verursachen. Dies erfordert ein Betriebskonzept, welches die Auswirkungen möglichst präzise schätzt und eine zielführende Handlungsoption auswählt. Die Komplexität des Energieversorgungssystems muss in einem dynamischen Modell abgebildet werden, welches adaptiv und flexibel auf Parameteränderungen, beispielsweise eine wechselnde Netztopologie, aber auch auf Störgrößeneinflüsse reagiert. Eine Topologieänderung kann dazu führen, dass die ursprünglich gegebene Wirksamkeit eines Aktors auf einen Netzbereich nicht mehr gegeben ist, weshalb ein statischer Reglerentwurf für die dezentrale Netzzustandsregelung nicht geeignet ist. Das veränderliche Übertragungsverhalten des dynamischen Streckenmodells muss zwingend in dem Gesamtkonzept berücksichtigt sein, weshalb sich ein modellbasierter Regler für diesen Ansatz eignet. Modellbasierte Regler zeichnen sich durch die feste Integration eines mathematischen Streckenmodells im Reglerentwurf aus [98]. Durch die Ausgestaltung eines Algorithmus kann das Reglerverhalten dann sowohl dynamische Eigenschaften der Regelstrecke als auch, durch geeignete Analysen, den unerwarteten Eintritt von Störgrößen berücksichtigen. Auch ein Fehlverhalten, beispielsweise in Form eines Anlagenausfalls aufgrund dessen, entgegen der Erwartung, keine Aktoerreaktion eintritt, kann durch entsprechende Handlungsalternativen oder Rückfallebenen abgefangen werden. [98, 100]

Auf dieser Grundlage wird in den nachfolgenden Abschnitten ein Algorithmus zur Zustandsregelung beschrieben, der auf einem modellbasierten Regler aufbaut und um Funktionen für ein vollumfängliches und praxistaugliches Betriebskonzept zum Einsatz in Verteilungsnetzen erweitert ist. In Abgrenzung von der regelungstechnischen Nomenklatur wird nachfolgend dem Begriff *Zustandsregelung* die Regelung des Netzzustandes zugeordnet [98].

3.2 Systemmodell und Reglerentwurf

3.2.1 Stellglieder in Mittelspannungsnetzen

Im praktischen Betrieb von realen Verteilungsnetzen steht eine begrenzte Auswahl an Stellgliedern zur Beeinflussung der Leistungsflusssituation bzw. der resultierenden Strom- und Spannungswerte im Netz zur Verfügung. Sie werden durch das nicht deterministische Bezugsverhalten der Netzteilnehmer und zunehmend durch die volatile Einspeisesituation von dezentralen Energiewandlungsanlagen bestimmt. Ein wirkungsvolles Mittel zur Anpassung der physikalischen Werte im Netz ist durch die veränderliche Netztopologie gegeben. Netzumschaltungen sind im regulären Netzbetrieb gängig und können grundsätzlich automatisiert und netzdienlich erfolgen (vgl. Kapitel 2). Dies würde im Systemkontext des modellbasierten Ansatzes eine Veränderung des Streckenmodells bedeuten und ist aufgrund des engen Zusammenhangs mit dem Schutzkonzept des Netzes thematisch näher an dem Gebiet der Netzplanung angesiedelt. Die Anwendung neuartiger Topologiekonzepte wird in weiteren Forschungsansätzen untersucht [102].

Ein besonders wichtiges Instrument der Spannungshaltung in Mittelspannungsnetzen ist der HS/MS-Transformator. Hier werden Leistungstransformatoren eingesetzt, die mit einem Stufenschalter und einem lokalen Regler ausgestattet sind. Sie sind in der Lage, eine Anpassung des Übersetzungsverhältnisses unter Last auszuführen und können auf unterschiedliche Arten betrieben werden. Die beiden gängigsten Auslegungsvarianten bestehen in einer leistungsflussorientierten Regelung der MS-Sammelschienenspannung im HS/MS-Umspannwerk und einer Spannungssollwertfolge. Im ersten Fall wird der Spannungssollwert anhand einer Kennlinie in Abhängigkeit von dem Leistungsfluss über den HS/MS-Transformator eingestellt. Im Starklastfall wird dadurch der Sollwert für die MS-Sammelschienenspannung erhöht, um trotz Spannungsabfall über die Netzleitungen auch an dem von der Sammelschiene entferntesten Knoten ein Spannungsniveau innerhalb der zulässigen Grenzwerte zu gewährleisten. Umgekehrt wird im Rückspeisefall ein niedrigerer Spannungssollwert eingestellt. Die zweite Variante sieht die Haltung eines parametrierbaren, statischen Sollwertes vor. Dieses Konzept kann zu einer Weitbereichsregelung mit abgesetzten Sensoren innerhalb des Stromnetzes erweitert werden. Dabei werden die hinsichtlich der Spannungsstabilität kritischsten Netzknoten mit Messtechnik ausgestattet. In Abhängigkeit von den Spannungsmesswerten an diesen Netzknoten kann der Spannungssollwert während des Betriebs zur Spannungshaltung angepasst werden.

Neben dem HS/MS-Transformator stehen auch Längsspannungsregler zur direkten Anpassung der Spannungswerte in Stromnetzen grundsätzlich zur Verfügung. Sie verhalten sich im regulären Betrieb ähnlich einem Transformator mit dem Übersetzungsverhältnis $\bar{u} = 1$ und sind ebenfalls in der Lage, durch die Anpassung des Übersetzungsverhältnisses zur Spannungshaltung beizutragen. Dies kann, je nach Ausführung, mithilfe eines Stufenschalters oder leistungselektronisch erfolgen. Besonders wirksam ist der Einsatz dieser Technologie an langen Netzausläufern oder in Netzsträngen, die sich im selben Versorgungsbereich befinden und eine inhomogene Verteilung von Bezug und Einspeisung aufweisen. In diesem Fall kann innerhalb des Versorgungsbereiches eine Spannungssenkung in einem Netzstrang auftreten, während gleichzeitig eine Spannungserhöhung in einem weiteren Netzstrang vorliegt. Der Einsatz des regelbaren HS/MS-Transformators wäre dann nicht mehr zielführend, wohingegen durch Längsregler gezielt der Spannungsverlauf in einem Netzstrang beeinflusst werden kann. Sie eignen sich deshalb insbesondere in Stromnetzen, die topologisch als Strahlennetz betrieben werden. In der überwiegend konservativen Beschaffenheit von Mittelspannungsnetzen wird diese Komponente vergleichsweise selten eingesetzt. [69]

Über die direkte Beeinflussung der Spannungswerte hinaus, wirken sich Änderungen der Bezugs- oder Einspeiseleistung unmittelbar auf den Leistungsfluss und damit direkt auf die Strom- und indirekt auf die Spannungswerte aus. Realisierbar ist dies grundsätzlich über jeden steuerbaren Netzteilnehmer. Dazu zählen in der Mittelspannungsebene insbesondere größere dezentrale Energiewandlungsanlagen, wie beispielsweise Biomasseanlagen, Blockheizkraftwerke und Windenergie- oder Solarparks, deren Einspeiseleistung netzdienlich reduziert werden kann (vgl. Abschnitt 2.2). Unter Berücksichtigung der Aggregation von Einflüssen durch eine Leistungsanpassung sind jedoch auch mittlere und kleinere Energiewandlungsanlagen (bspw. Photovoltaik) nicht zu vernachlässigen. Darüber hinaus können industrielle Prozesse mit direkter Mittelspannungsanbindung flexibilisiert werden, um eine netzdienliche Anpassung des Leistungsbezugs vorzunehmen. Leistungsintensive Prozesse in der Stahlindustrie oder in Kläranlagen lassen sich, unter Annahme eines Flexibilisierungspotenzials, hier kategorisieren. Auch die Einbindung von Power-to-Heat- und Power-to-Gas-Anlagen ist in zukünftigen Szenarien denkbar. Im Zuge der voranschreitenden Durchdringung der Elektromobilität wird der enorme Bedarf an Ladeleistung zukünftig voraussichtlich nicht ausschließlich über die Niederspannungsebene gedeckt werden können. Neue Ladeinfrastrukturen werden insbesondere Einrichtungen mit einer größeren Ladeleistung (bspw. Parkhäuser) die Versorgung über eine Mittelspannungsanbindung ermöglichen. Somit entsteht auch hier in Kombination mit einem intelligenten Lademanagement ein enormes Potenzial zur netzdienlichen Nutzung des Mobilitätssektors. [43, 54]

Jenseits von steuerbaren Netzteilnehmern mit direkter Anbindung an die Mittelspannungsebene wirken sich bei übergreifender Betrachtung der Netzebenen auch Leistungsänderungen in nachgelagerten Niederspannungsnetzen auf Ströme und Spannungen in Mittelspannungsnetzen aus.

Die Wirkungszusammenhänge sowie die Einbindung von automatisierten Niederspannungsnetzen als Stellglieder in der Mittelspannungsebene werden in Kapitel 4 in erweiterter Betrachtung thematisiert.

Für die Ausgestaltung von Regelungskonzepten für Verteilungsnetze ist die Aktorik, die für Netzeingriffe zur Verfügung steht, entscheidend. Der fortwährende Wandel des Energieversorgungssystems führt insbesondere in der Mittelspannungsebene zu neuen Potenzialen hinsichtlich der Zustandsregelung (vgl. Kapitel 2). Infolge der unterschiedlichen Eigenschaften der Anlagen im Netz stellt die generische Modellbildung der Aktoren eine wichtige Grundlage für den Entwurf eines Regelungskonzeptes dar. Sie setzen sich aus einer Vielzahl von Komponenten zusammen, deren exakte Nachbildung nur unter unverhältnismäßig hohem Aufwand zu bewältigen ist [103]. Eine Kategorisierung wird in diesem Ansatz nicht durch die Anlagentypen definiert, sondern durch deren physikalischen Einfluss. Dadurch lassen sich auch zukünftige Anlagentypen in der Modellbildung berücksichtigen und die Systemrobustheit gegenüber Parameteränderungen steigern. Für die Kategorisierung von Anlagentypen, die als Aktoren zum Einsatz kommen, werden daher folgende Merkmale zugrunde gelegt:

- direkte Spannungstransformation durch Stufenschalter am HS/MS-Transformator
- Anpassung der Wirkleistung an dezentraler Einspeisung oder steuerbarem Bezug
- Anpassung der Blindleistung an dezentraler Einspeisung oder steuerbarem Bezug
- Anpassung des Leistungsfaktors an dezentraler Einspeisung oder steuerbarem Bezug

Im Rahmen der generischen Modellbildung werden folglich zwei Aktortypen für das Regelungsmodell festgelegt. Das *U-Aktormodell* umfasst Aktoren, welche eine direkte Spannungstransformation bewirken, im Speziellen HS/MS-Transformatoren (vgl. Abbildung 3.2). Sie werden durch eine eindeutige Identifikationsnummer (*ID*) und ihren Anschlusspunkt *a* im Netz topologisch zugeordnet. Zu den statischen Parametern zählen die Nennspannung U_n und die spezifische Stellfähigkeit samt gültigem Stellbereich (*min*, *max*). Gängige Regler, die an HS/MS-Transformatoren installiert sind, verfügen über mehrere Speicher, in denen vorab festgelegte Sollwerte hinterlegt werden können (*SW-Speicher*). Im Betrieb können diese Speicher durch ein entsprechendes

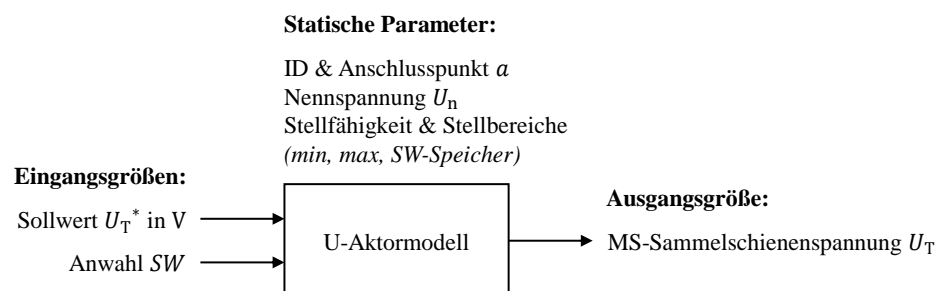


Abbildung 3.2: Schematische Darstellung des U-Aktormodells für die Einbindung von Aktoren mit direkter Spannungstransformation (HS/MS-Transformatoren)

Steuersignal angewählt werden, um den Sollwert zu wechseln (*Anwahl SW*). Optional ist eine deutlich flexiblere Methode durch die Vorgabe eines veränderlichen Sollwertes gegeben, die im Betrieb in einen SW-Speicher geschrieben wird (*Sollwert U_T^**). Als Ausgangsgröße ergibt sich die MS-Sammelschienenspannung U_T , die sich gemäß dem Verhalten des eingesetzten Transformatorreglers und dem resultierenden Übersetzungsverhältnis des Transformators vor Ort einstellt.

Mithilfe des *PQ-Aktormodells* werden Aktoren beschrieben, die eine direkte Anpassung des Leistungsflusses im Netz bewirken (vgl. Abbildung 3.3). Analog zu dem U-Aktormodell erfordert die statische Parametrierung hier neben der Bemessungsscheinleistung der Anlage S_r eine spezifische Definition der Stellfähigkeit und der Stellbereiche, die von der Beschaffenheit der Anlage und der vor Ort eingesetzten Leistungselektronik zur Regelung der Anlage abhängig sind. Aufgrund der vielfältigen Realisierungsmöglichkeiten wird angenommen, dass grundsätzlich eine Vorgabe der Wirkleistung (*Sollwert P^**), der Blindleistung (*Sollwert Q^**) oder des Leistungsfaktors (*Sollwert $\cos \varphi^*$*) möglich ist. Die Stellfähigkeit beschreibt, welche Umsetzungsmöglichkeiten die jeweilige Anlage bereitstellt. Hier muss insbesondere berücksichtigt werden, dass gängige Verfahren eine Interpretation der Sollwerte P^* und Q^* als Begrenzung vorsehen. Darüber hinaus ist die Schrittweite des Stellbereiches ein wichtiges Merkmal des Aktorverhaltens. Sie kann beispielsweise in diskreten 1 %- oder 10 %-Stufen sowie im Bereich $[0, 30, 60, 100]$ % erfolgen, wobei in vielen Bestandsanlagen die letztgenannte Steuermöglichkeit umgesetzt ist. Neben den Grenzwerten der zugehörigen Stellbereiche (*min*, *max*) wird mit der Angabe von Standardwerten (*default*) die optimale Betriebspunkteinstellung einer Anlage vorgegeben. Eine Abweichung von dieser Einstellung ist grundsätzlich nur dann vorgesehen, sofern eine zweckmäßige Einbindung des Aktors in eine aktive, netzdienliche Maßnahme zwingend erforderlich ist. Sie ist zudem in möglichst geringem Maße über einen möglichst kurzen Zeitraum vorzunehmen, um die abgeregelte Energie der Anlage zu minimieren. Die optimale Einstellung für dezentrale Energiewandlungsanlagen liegt beispielsweise bei $P^* = 100$ % und $\cos \varphi^* = 1$. Als Ausgangsgröße des PQ-Aktormodells sind Wirk- und Blindleistung, die an dem Anschlusspunkt des Aktors aus dessen Betriebspunkt resultieren, für das Regelungsmodell relevant.

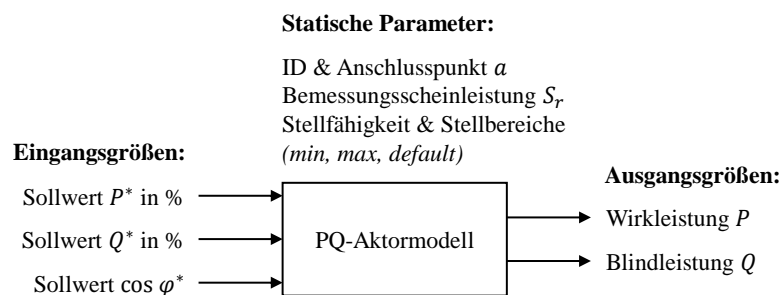


Abbildung 3.3: Schematische Darstellung des PQ-Aktormodells für die Einbindung von Aktoren mit Leistungsanpassungsfähigkeit (Wirk- und Blindleistung bzw. Leistungsfaktor)

Aufbauend auf dieser Klassifizierung lassen sich alle relevanten Anlagentypen (insb. HS/MS-Transformator, Photovoltaik, Windenergie, Speicher), ohne eine exakte Kenntnis ihrer tatsächlichen Beschaffenheit und Eigenschaften, als Stellglieder in ein Regelungskonzept einbinden. Mit entsprechend modularisierten Systemerweiterungen ist darüber hinaus auch die Integration von sehr spezifischen Regelungspotenzialen denkbar, beispielsweise der Flexibilität des Leistungsbezugs in Gebäuden mithilfe eines intelligenten, lokalen Energiemanagementsystems [104, 105]. Sofern sie die definierten Schnittstellen funktional bereitstellen, kann ihr Einfluss auf weitere systemrelevante Größen anhand eines entsprechenden Streckenmodells ermittelt und anwendungsfallsspezifisch instrumentalisiert werden.

3.2.2 Streckenmodell von Mittelspannungsnetzen

Die mathematische Beschreibung der Regelstrecke stellt einen grundlegenden Datensatz für den modellbasierten Reglerentwurf dar. Energieversorgungsnetze können in veränderlichen Topologien unter Einsatz unterschiedlicher Betriebsmittel betrieben werden, wodurch deren Übertragungsverhalten maßgebend bestimmt wird. Mathematisch lässt sich die Topologie zusammen mit den physikalischen Eigenschaften der Betriebsmittel in einheitlicher Form durch die komplexe Knotenpunkt-Admittanzmatrix \underline{Y} beschreiben. Sie setzt sich aus der Knoten-Klemmen-Inzidenzmatrix \mathbf{K}_{NT} und der geordneten Betriebsmitteladmittanzmatrix \underline{Y}_T eines Netzes mit n Knoten zusammen. Ein Betriebspunkt des Netzes lässt sich somit grundsätzlich als Gleichungssystem mit dem Knotenspannungsvektor \underline{u}_K und dem Knotenstromvektor \underline{i}_K beschreiben. [103]

$$\underline{Y} = \mathbf{K}_{NT} \cdot \underline{Y}_T \cdot \mathbf{K}_{NT}^T \quad (3.3)$$

$$\underline{i}_K = \underline{Y} \cdot \underline{u}_K \quad (3.4)$$

Aufgrund der quadratischen Abhängigkeit der variablen Knotenleistungen von der Spannung, stellt das Mittelspannungsnetz ein nichtlineares Mehrgrößensystem dar. Nach der Theorie der Netzberechnung lassen sich, bei gegebener Bilanzspannung am Netzverknüpfungspunkt (*Slack-Knoten*) sowie gegebenen Leistungsbezügen an den Netzknoten, die Knotenspannungen und Zweigströme durch eine iterative Berechnung ermitteln. Als Lösungsmethoden für die *Leistungsflussberechnung* eignen sich beispielsweise die Verfahren nach *Newton-Raphson* oder *Gauß-Seidel*. Für die Leistungsflussberechnung in Mittelspannungsnetzen sei das Newton-Raphson-Verfahren aufgrund seiner optimalen Konvergenzeigenschaften als Referenz genannt. Die Anzahl der erforderlichen Iterationen ist dabei gering und von der Netzgröße unabhängig. Im stationären Betrieb ergeben sich die Knotenspannungen aufgrund der Spannungsabhängigkeit der Knotenleistungen (Wirkleistungen \mathbf{p}_K und Blindleistungen \mathbf{q}_K) und Netzleistungen (Wirkleistungen \mathbf{p}_N und Blindleistungen \mathbf{q}_N) aus der jeweiligen Ausbilanzierung jener [103]:

$$\mathbf{p}_N - \mathbf{p}_K = \Delta \mathbf{p} = \mathbf{0} \quad (3.5)$$

$$\mathbf{q}_N - \mathbf{q}_K = \Delta \mathbf{q} = \mathbf{0} \quad (3.6)$$

Unter der Vorgabe einer Referenzspannung am Slack-Knoten sowie der Knotenleistungen \mathbf{p}_K und \mathbf{q}_K können die Gleichungen 3.5 und 3.6 nach einer Taylor-Entwicklung mithilfe des Newton-Raphson-Verfahrens iterativ gelöst werden. Die Knotenspannungen \mathbf{u}_K werden hierzu nach Spannungsbeträgen \mathbf{u} und Spannungswinkeln $\boldsymbol{\delta}$ aufgeteilt. In jedem Iterationsschritt ν wird, bis zum Erreichen der Konvergenzgrenze, das Gleichungssystem linearisiert und an die Lösung angenähert [103]:

$$\mathbf{J}_{[\nu]} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \boldsymbol{\delta} \\ \Delta \mathbf{u} \end{bmatrix}_{[\nu+1]} = - \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{p} \\ \Delta \mathbf{q} \end{bmatrix}_{[\nu]} \hat{=} \mathbf{J}_{[\nu]} \cdot \Delta \mathbf{x}_{[\nu+1]} = -\Delta \mathbf{y}_{[\nu]} \quad (3.7)$$

$$\mathbf{J} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta \mathbf{p}}{\partial \boldsymbol{\delta}} & \frac{\partial \Delta \mathbf{p}}{\partial \mathbf{u}} \\ \frac{\partial \Delta \mathbf{q}}{\partial \boldsymbol{\delta}} & \frac{\partial \Delta \mathbf{q}}{\partial \mathbf{u}} \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

$$\boldsymbol{\delta} = [\delta_1 \dots \delta_n]^T, \quad \mathbf{u} = [U_1 \dots U_n]^T \quad (3.9)$$

Die Jacobi-Matrix \mathbf{J} wird in jedem Schritt unter verhältnismäßig hohem Rechenaufwand neu gebildet. Ohne Iterationsprozess ist die Lösbarkeit nur dann gegeben, wenn für jeden Netzknoten jenseits des Slack-Knotens der jeweilige Strom sowie der Stromwinkel bekannt sind [106]. In der praktischen Anwendung würde dies einen unwirtschaftlich hohen Ausstattungsgrad an Messtechnik erfordern, was unter Einsatz eines intelligenten Automatisierungssystems nicht erstrebenswert ist [50]. Vor dem Hintergrund der Implementierung einer Zustandsregelung auf dezentralen Feldeinheiten, müssen verfügbare Ressourcen von eingesetzter Hardware möglichst effizient genutzt und der Rechenaufwand folglich minimiert werden. Häufig wird der iterative Prozess durch eine einfache Linearisierung im Betriebspunkt des Netzes substituiert [107]. Dabei wird mithilfe einer *Sensitivitätsmatrix*, die als Inverse der Jacobi-Matrix \mathbf{J}^{-1} definiert ist, ein Näherungsverfahren für die Leistungsflussberechnung um diesen Betriebspunkt herum verwendet [16, 53]. Die Invertierung von großen Matrizen stellt in der programmieretechnischen Umsetzung jedoch einen sehr rechenintensiven Prozess dar. Insbesondere in Mittelspannungsnetzen, deren Knotenanzahl mehrere hundert erreichen kann, ergibt sich damit ein immenser Rechenaufwand, der mit zunehmender Netzgröße stetig steigt. [50]

In Anlehnung an vorangegangene Ansätze zu Regelungsverfahren in Niederspannungsnetzen wird auf einen vereinfachten Linearisierungsansatz zurückgegriffen, womit sich die Regelstrecke durch ein Proportionalverhalten abzeichnet [39]. Hierbei wird die Inverse der um ein Transformatormodell erweiterten Knotenpunkt-Admittanzmatrix \mathbf{Y}_E gebildet [43, 108]. Die resultierende Matrix bildet den Zusammenhang zwischen den Knotenstromänderungen $\Delta \mathbf{i}_K$ und den Knotenspannungsänderungen $\Delta \mathbf{u}_K$ ab, der in der Umgebung des momentanen Betriebspunktes des Netzes gilt, und wird in diesem Kontext als (spezifische) Sensitivitätsmatrix \mathbf{M} definiert:

$$\mathbf{M} = \mathbf{Y}_E^{-1} \quad (3.10)$$

$$\Delta \underline{\mathbf{u}}_K = \underline{\mathbf{M}} \cdot \Delta \underline{\mathbf{i}}_K \quad (3.11)$$

Die resultierende Knotenspannungsänderung $\Delta \underline{\mathbf{u}}_K$ infolge einer Leistungsanpassung $\Delta \underline{\mathbf{s}}_K$ kann in der Nähe des momentanen Betriebspunktes abgeschätzt werden zu [109]:

$$\Delta \underline{\mathbf{s}}_K = \Delta \underline{\mathbf{p}}_K + j \Delta \underline{\mathbf{q}}_K = 3 \cdot \text{diag}(\underline{\mathbf{u}}_K) \cdot \Delta \underline{\mathbf{i}}_K^* \quad (3.12)$$

$$\Delta \underline{\mathbf{u}}_K = \frac{1}{3} \cdot \underline{\mathbf{M}} \cdot (\text{diag}(\underline{\mathbf{u}}_K)^{-1} \cdot \Delta \underline{\mathbf{s}}_K)^* \quad (3.13)$$

Somit kann ein geschätzter, *zukünftiger* Betriebspunkt gebildet werden, indem zunächst die Knotenspannungen im Betriebspunkt $\underline{\mathbf{u}}_K$ um $\Delta \underline{\mathbf{u}}_K$ verschoben werden. Zweigströme $\underline{\mathbf{I}}_N$, die über die Betriebsmittel des Netzes fließen, ergeben sich als sekundäre Berechnungsgrößen direkt aus den Knotenspannungen $\underline{\mathbf{u}}_K$ und der Knotenpunkt-Admittanzmatrix $\underline{\mathbf{Y}}$. Ein Zweigstrom \underline{I}_{ij} von Knoten i zu Knoten j ergibt sich über die Zweigadmittanz \underline{Y}_{ij} gemäß [50]:

$$\underline{I}_{ij} = \underline{Y}_{ij} \cdot (\underline{U}_i - \underline{U}_j) \quad (3.14)$$

Mit diesem Verfahren wird eine Näherung unter Einfluss eines hinreichend geringen Schätzfehlers auf eine besonders effiziente Art ermöglicht. Der Rechenprozess im Betrieb lässt dabei eine sehr hohe Skalierbarkeit hinsichtlich der Größe des Mittelspannungsnetzes zu. Eine nähere Untersuchung des entstehenden Schätzfehlers in Abhängigkeit von der Entfernung zum momentanen Betriebspunkt wird in Anhang 9.1 auf der Grundlage einer erweiterten Sensitivitätsanalyse aufgezeigt. Anhand von Simulationsergebnissen beispielhafter Szenarien wird dabei ersichtlich, dass bei Leistungsänderungen $|\Delta P_a| < 0,5 \text{ MW}$ an einem Knoten a ein Schätzfehler $|f_{U_j}| < 0,5 \%$ an allen weiteren Knoten des Netzes eingehalten wird. In Mittelspannungsnetzen stellt dies bereits einen großen Stellbereich einer Maßnahme dar, bei einer verhältnismäßig niedrigen Modellunsicherheit, die mit der Größenordnung üblicher Messfehler von Spannungswandlern vergleichbar ist.

Das Streckenmodell erhält somit die Spannung am Slack-Knoten (MS-Sammelschienenspannung am HS/MS-Transformator U_T) sowie die steuerbaren Wirk- und Blindleistungen ($\underline{\mathbf{p}}_K$ und $\underline{\mathbf{q}}_K$) als Eingangsgrößen $\underline{\mathbf{v}}$. Als Ausgangsgrößen $\underline{\mathbf{r}}$ der Regelstrecke ergeben sich die Knotenspannungen und Zweigströme ($\underline{\mathbf{u}}_K$ und $\underline{\mathbf{I}}_N$), die im Fokus der Regelungsaufgabe stehen (vgl. Abbildung 3.4).

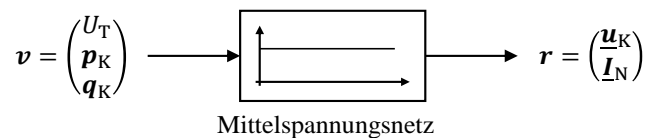


Abbildung 3.4: Schematische Darstellung des Streckenmodells eines Mittelspannungsnetzes (infolge der Linearisierung approximiert durch ein Proportionalglied)

Die Regelungsaufgabe im Rahmen der dezentralen Netzautomatisierung umfasst eine Mehrgrößenregelung, bei der die Regelgrößen innerhalb ihrer zulässigen Bereiche von der Regelung unbeeinflusst bleiben. Ein regelnder Eingriff erfolgt bedarfsorientiert (vgl. Abschnitt 3.2.1), beispielsweise bei Über- oder Unterschreitung eines Grenzwertes. Kurzzeitige Über- oder Unterschreitungen in der Größenordnung weniger Sekunden sind für den Netzbetrieb unkritisch (vgl. Abschnitt 2.1) und somit, ebenso wie ein schnelles Störverhalten, auch für das Reglerverhalten unerheblich. Das Übergangsverhalten der Regelstrecke als weitere Systemeigenschaft klingt für $t \rightarrow \infty$ ab und es stellt sich unter Vernachlässigung von weiteren Störgrößen ein stationärer Zustand ein. Eine Stellgrößenänderung wirkt sich in einem Zeitbereich von bis zu wenigen hundert Millisekunden quasi unmittelbar auf die Regelgrößen aus [39]. Der für die Zustandsregelung relevante Zeitbereich fällt demgegenüber sehr groß aus, sodass alle transienten Vorgänge längst abgeklungen sind. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird ein Zeitbereich von bis zu 30 Sekunden betrachtet, der im Praxisfall insbesondere hinsichtlich der Spannungshaltung durchaus noch größer sein kann. Zu den wesentlichen Zeitkonstanten des Systems zählen dabei unter anderem die Dauer der Informationsübertragung über die Fernwirkstrecke, Dauer der Informationsverarbeitung, Anlagengradienten sowie die zeitliche Auflösung der messtechnischen Einrichtungen (vgl. Abschnitt 3.2.5). Eine entsprechend schnelle Reaktion auf Störgrößenänderungen ist damit unter realen Bedingungen nicht gegeben, wodurch die Güteforderungen an einen Regler sinken. Gleichzeitig kann eine Anforderung an die bleibende Regelabweichung unter Berücksichtigung der im Betrieb üblichen Messfehler, die sich aus einer systematischen und einer stochastischen Komponente zusammensetzen, nur schwer festgesetzt werden. Die variablen Grenzen der Stellbereiche von verfügbaren Aktoren begrenzen zusätzlich das Führungsverhalten. Das Approximieren der Regelstrecke durch ein Proportionalverhalten ist aus diesen Gründen, in Anlehnung an bestehende Ansätze zur Regelung von Niederspannungsnetzen, ein praktikabler Ansatz [39]. Ihr Übergangsverhalten wird zur Vereinfachung des Modells in der Betrachtung vernachlässigt und im Wesentlichen das stationäre Verhalten auf Basis von Sensitivitätsbeziehungen untersucht. Die resultierende Modellunsicherheit wird durch geeignete algorithmische Maßnahmen im Regelungskonzept kompensiert und in der Verfahrensvalidierung im Gesamtkontext der Arbeit bewertet. [39, 95, 103, 110]

3.2.3 Spezifikation systemrelevanter Größen

Die Modellbildung der Aktoren und des Mittelspannungsnetzes als Stellglieder bzw. Regelstrecke des Systems formt eine Basis für die Spezifikation von Systemgrößen für das Gesamtmodell des Automatisierungsansatzes. In Anlehnung an den Aufbau eines klassischen Regelkreises zählen zu diesen Größen im Wesentlichen die Regel- und Stellgrößen sowie Führungsgrößen und Störgrößen (vgl. Abschnitt 3.1).

Die Zielsetzung des Automatisierungsansatzes richtet sich nach den maßgeblich präsenten Problematiken der Spannungshaltung und des Engpassmanagements in Verteilungsnetzen (vgl. Abschnitt 2.1). Es resultieren folglich die Knotenspannungen und Zweigströme als Regelgrößen des Systems. Diese können gegenüber weiteren Qualitätsmerkmalen der Versorgung, wie Oberschwingungsanteile oder Frequenz, unter gegebenen realen Bedingungen mit verfügbaren Anlagen gezielt innerhalb eines Mittelspannungsnetzes beeinflusst werden. Gemäß den Gleichungen 2.1 und 2.2 sowie unter Berücksichtigung der Tatsache, dass der Einsatz von Messtechnik sehr selten auf eine Messung der Strom- und Spannungswinkel abzielt, rücken die nichtkomplexen Strom- und Spannungsvektoren \mathbf{i}_N bzw. \mathbf{u}_K in den Fokus. Sie enthalten die von eingesetzter Messtechnik üblicherweise erfassbaren Effektivwerte der Zweigströme und Knotenspannungen im Netz. Das zulässige Spannungsband definiert sich für jede Knotenspannung U_k anhand eines unteren und eines oberen Grenzwertes ($U_{K,\min}$ bzw. $U_{K,\max}$). Für die Vermeidung von Betriebsmittelüberlastungen wird jedem Zweigstrom I_{ij} (zwischen den Knoten i und j) ein oberer Grenzwert ($I_{ij,\max}$) zugewiesen. Aufgrund der spezifischen Wirksamkeit von Stellmaßnahmen und der darauf aufbauenden Berechnungslogik, auf welche in Abschnitt 3.5 näher eingegangen wird, erhält der HS/MS-Transformatorstrom I_T dabei eine gesonderte Stellung unter den Regelgrößen. Im praktischen Betrieb ist es darüber hinaus nicht unüblich, den Grenzwert des HS/MS-Transformatorstroms $I_{T,\max}$ in Abhängigkeit von äußeren Einflüssen veränderlich zu gestalten. Die zugehörigen Führungsgrößen leiten sich aus den jeweils einzuhaltenden Grenzwerten gemäß den Gleichungen 2.1 und 2.2 ab und lassen sich generisch formulieren:

$$U_{K,\min} \leq U_k \leq U_{K,\max} \quad (3.15)$$

$$I_{ij} \leq I_{ij,\max}, \quad I_{ij} = f(U_i, U_j, \underline{Y}_{ij}) \quad (3.16)$$

$$I_T \leq I_{T,\max} \quad (3.17)$$

Eine aktive Einflussnahme auf die Regelgrößen ist über Netzeingriffe durch Stellmaßnahmen an Aktoren möglich. Gemäß der gebildeten Aktormodelle folgt für eine Menge an Netzknoten A , die über eine Anbindung steuerbarer PQ-Aktoren verfügen, die Steuerbarkeit der bezogenen oder eingespeisten Knotenleistung (vgl. Abschnitt 3.2.1). Hieraus folgen die Wirkleistungen \mathbf{p}_A und Blindleistungen \mathbf{q}_A bzw. Leistungsfaktoren $\mathbf{l}f_A$ als Stellgrößen des Systems. Aus dem U-Aktormodell ergibt sich als zusätzliche Stellgröße die variable Spannung U_T , die dem HS/MS-Transformatorregler zur Führung der MS-Sammelschienenspannung im HS/MS-Umspannwerk zugewiesen wird. Die direkte Anwahl seines Sollwertspeichers (Anwahl SW) kann optional durch eine nachgelagerte Prozesswertumwandlung in einem entsprechenden Modul realisiert werden und wird daher in der Spezifikation der Systemgrößen vernachlässigt. Die tatsächliche Stellfähigkeit eines Aktors ist anhand der jeweiligen Parametrierung durch den Regelungsalgorithmus zu ermitteln und entsprechend einzusetzen.

Die Regelgrößen unterliegen darüber hinaus weiteren Einflüssen, die nicht steuerbar sind. Der zeitvariante Verlauf von bezogener und eingespeister Leistung ist stark volatil und kaum vorhersehbar. Insbesondere durch die Fluktuation an Anschlusspunkten, die messtechnisch nicht erfasst sind, wird die Berechnung einer zielführenden Stellmaßnahme in Echtzeit enorm erschwert, da deren modellbasiert angenommene Wirksamkeit mit einer erhöhten Ungenauigkeit versehen wird. Eine zusätzliche Störgröße ist in Mittelspannungsnetzen durch Spannungsschwankungen auf der Hochspannungsseite gegeben, die bei konstantem Übersetzungsverhältnis des HS/MS-Transformators zu einer veränderlichen MS-Sammelschienenspannung führen können. In HS-Netzen kann jedoch in der Regel von einer hohen Spannungsstabilität ausgegangen werden. Ihre Variation wirkt sich näherungsweise homogen auf ein nachgelagertes MS-Netz aus und ist im Verhältnis zu dem Einfluss von lokaler Leistungsfluktuation vernachlässigbar. Starke Spannungsänderungen werden darüber hinaus durch das Betriebskonzept des eingesetzten HS/MS-Transformatorreglers ausgeglichen. Als Störgrößen des Systems sind daher insbesondere die an einer Menge nicht beeinflussbarer Anschlusspunkte B auftretenden Wirk- und Blindleistungsschwankungen p_B bzw. q_B zu berücksichtigen.

3.2.4 Regelungsmodell des Gesamtsystems

Aufbauend auf der Modellbildung einzelner Glieder des Regelkreises erfolgt die Einbindung eines modellbasierten Regelungsalgorithmus in ein dezentrales Automatisierungssystem zur Überwachung des Netzzustandes und Führung der definierten Regelgrößen. Abbildung 3.5 veranschaulicht schematisch die Struktur des Systemmodells, das der Zustandsregelung in Mittelspannungsnetzen zugrunde liegt, und fasst dabei die Definitionen und Modelle der vorangegangenen Abschnitte in einem Gesamtkontext zusammen. In der Gesamtstruktur wird hierzu das Mittelspannungsnetz als Regelstrecke (vgl. Abschnitt 3.2.2) um Stellglieder ergänzt, die das Verhalten der Aktoren in stationärer Näherung abbilden (vgl. Abschnitt 3.2.1). Sie verantworten die entsprechende Umsetzung der Stellgrößen v , die durch das dezentrale Automatisierungssystem vorgegeben werden. Messtechnisch erfasste Istwerte der Stellgrößen v_m werden entsprechend rückgeführt, um eine ordnungsgemäße Betriebsweise sicherzustellen. An ausgewählten Standorten abgesetzte Sensoren gewährleisten darüber hinaus die Rückführung des reduzierten Zustandes r_m , welcher die gemessenen Regelgrößen im Netz enthält und sich folglich aus einer Teilmenge des vollständigen Zustandes r zusammensetzt. Als Störgrößen d wirken insbesondere die nicht beeinflussbaren volatilen Leistungen im Netz zusätzlich auf die in r enthaltenen Regelgrößen. Die Kernkomponente des auf diese Weise entstehenden Smart Grids stellt das dezentrale Automatisierungssystem dar. Auf ihm sind die notwendigen Algorithmen implementiert, die in Echtzeit ausgeführt werden. Über entsprechende Betriebs- und Serviceschnittstellen lassen sich statische Netzmodell- und Anlagenparameter sowie steuernde Prozesswerte wie Führungsgrößen w als erforderliche Datenbasis zuführen.

3.2.5 Betriebsrelevante Systemeigenschaften

Die theoretische Modellbildung wird in der praktischen Anwendung in eine Implementierung von Algorithmen auf einer dezentralen Feldeinheit überführt. Jenseits der definierten Anforderungen an den Regler setzt der praktische Einsatz eines solchen Automatisierungssystems in Energieversorgungssystemen ein robustes Betriebskonzept voraus. Der modellbasierte Regelungsansatz wird durch einen Programmablauf formuliert, der zyklisch logische Entscheidungsstrukturen durchläuft und auf diese Weise den Aufruf spezifischer Funktionsbausteine koordiniert. Diese Funktionsbausteine erfüllen komplexe Aufgaben auf der Grundlage von mathematischen Modellen und Berechnungsverfahren. In dem Gesamtprozess werden diverse Anwendungs- und Betriebsfälle abgedeckt, während zu jedem Zeitpunkt ein definierter Systemzustand gewährleistet sein muss. Somit gilt es auch unerwartete Ereignisse wie Kommunikationsausfälle im Vorfeld in dem Programmablauf zu berücksichtigen. Die zentrale Anforderung an die Regelungsaufgabe liegt jedoch in einer intelligenten Erkennung und zielführenden Behandlung der verschiedenen Anwendungsfälle nach einem echtzeitfähigen Konzept. Hierzu sind verschiedene Verfahren denkbar, zu deren Aufgaben insbesondere die Priorisierung von Regelgrößen sowie die Zuordnung von wirksamen Stellgrößen und Aktoren gehören. In Verbindung mit der Beschreibung von effizienten und zielführenden Berechnungsverfahren wird dieser Prozess als Regelungsstrategie formuliert.

Die Systemeigenschaft „Echtzeitfähigkeit“ wird im Kontext der vorliegenden Arbeit dadurch definiert, dass alle Abläufe des Konzeptes ein deterministisches Verhalten aufweisen sowie „rechtzeitig“ eine Antwort in Form von ermittelten Stellwerten ausgegeben wird [111]. Sie wird erfüllt indem die Verfahren klaren Entscheidungspfaden folgen, die auch den Fehlerfall umfassen und dort mit entsprechenden Rückfallebenen reagieren. So kann beispielsweise bei fehlerhafter oder nicht erfolgter Befehlsausführung durch einen Aktor auf die Auswahl eines alternativen, geeigneten Aktors ausgewichen werden. Auch die Ausgabe einer Fehlermeldung und die selbstständige, vorübergehende Deaktivierung einzelner Funktionsblöcke durch das System, bis zur selbstständigen Wiederaufnahme jener, stellt eine solche Rückfallebene dar. Sie kann beispielsweise dann auftreten, wenn aufgrund eines Kommunikationsausfalls keine gültigen Statusinformationen von Aktoren vorliegen und folglich die Ausgabe von Stellwerten zur Vermeidung von Fehleingriffen unterbunden wird. Die Implementierung der Programmabläufe muss gewährleisten, dass sie stets innerhalb einer definierten Zeit, die den Anforderungen der Anwendungsfälle gerecht wird, abgeschlossen sind. Ein maßgeblich bestimmender Faktor für die Verfahrensauswahl und den Entwurf einer Regelungsstrategie ist somit das zeitliche Aufrufintervall eines Berechnungszyklus, in welchem der Algorithmus durchlaufen wird. Ein Berechnungszyklus umfasst die Ausführung aller Schritte der implementierten Algorithmen, von der Messwert-aufbereitung bis zur Ausgabe von Stellwerten (vgl. Abschnitt 3.2.4). Um die Echtzeitfähigkeit im Einsatz auf einem dezentralen Automatisierungssystem zu erfüllen, muss die Zykluszeit für eine

entsprechend schnelle Reaktion auf kritische Situationen hinreichend gering sein. Gleichzeitig muss ein vollständiger Ablauf aller Funktionen unter den hardwarebedingten Restriktionen sichergestellt werden.

Das Energieversorgungssystem stellt einen tendenziell trägen Prozess dar, der grundsätzlich keine hohen Dynamikanforderungen an einen Regler stellt. Mit der VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4110 wird der quasistationäre Betrieb durch Spannungsgradienten von $\Delta U < 0,05 U_n/\text{min}$ bzw. Frequenzgradienten von $\Delta f < 0,005 f_n/\text{min}$ definiert. Dezentrale Energiewandlungsanlagen müssen im quasistationären Betrieb zudem auch jenseits des zulässigen Spannungsbandes (vgl. Gleichung 2.1, Abschnitt 2.1) innerhalb des Bereiches $0,85 U_n < U \leq 1,15 U_n$ für mindestens $t = 60 \text{ s}$ ihren Betrieb aufrecht erhalten, bevor sie vom Netz getrennt werden. [80] Diese Werte spiegeln indirekt die Größenordnung von relevanten Änderungen und Zeitbereichen wider, die in realen Netzen auftreten. Schnelle Änderungen von relevantem Ausmaß sind beispielsweise bei Netzumschaltungen denkbar, die jedoch nicht im Anforderungsbereich des Reglers liegen und in der Regel manuell und kontrolliert durch den Netzbetreiber durchgeführt werden. Reguläre Leistungsverläufe unterliegen in Mittelspannungsnetzen langsamen Änderungen im Vergleich zu Niederspannungsnetzen. Dies liegt vor allem in Gleichzeitigkeitsfaktoren des Netznutzungsverhaltens begründet, deren Auswirkung sich bei der Überlagerung von Leistungsbilanzen vieler nachgelagerter Niederspannungsnetze abzeichnet. Relevante schnelle Leistungsänderungen, beispielsweise aufgrund von intensiver Einspeisung aus Photovoltaikanlagen bei wechselnder Bewölkung, lassen sich ohne hochpräzise Prognosealgorithmen nicht vermeiden. Ihre Auswirkungen auf die Regelgrößen sind aufgrund von üblicher Begrenzung der Leistungsgradienten von Anlagen (bis zu $\Delta P = 0,0066 P_{\text{inst}}/\text{s}$ nach VDE-AR-N 4110) sowie Übertragungszeiten der Kommunikationsstrecke (bis zu mehreren Sekunden) jedoch technisch kaum vermeidbar [80]. Sie stellen darüber hinaus, aufgrund der Definition der Grenzwerte, kein signifikantes Stabilitätsrisiko dar, da kurzzeitige Über- oder Unterschreitungen als unkritisch zu bewerten sind (vgl. Abschnitt 2.1). Es empfiehlt sich für den Betrieb eine möglichst kurze Zykluszeit t_z , die in Anknüpfung an vorangegangene Forschungsarbeiten mit einer Obergrenze versehen wird [39]. Da Mittelspannungsnetze in der Regel größer als Ortsnetze der Niederspannungsebene ausfallen, wird diese Grenze definiert zu:

$$t_z \leq 30 \text{ s} \quad (3.18)$$

Obwohl eine hohe Dynamik aufgrund der Beschaffenheit der Netze nicht explizit gefordert ist, empfiehlt sich, vor allem unter dem Aspekt der eingesetzten Schutztechnik für Überlastsituationen, die Realisierung einer möglichst kurzen Zykluszeit. Auslösekriterien solcher Schutz-einrichtungen sind meist auf Grenzwerte ausgelegt, die in direkter Abhängigkeit von der Dauer und dem Ausmaß der Toleranzbereichsüberschreitung stehen [69, 112]. Um das Erreichen von kritischen Bereichen, die zu einer schnellen Schutzauslösung führen, und damit schlimmstenfalls verbundene Versorgungsausfälle zu vermeiden, muss eine entsprechend schnelle Reaktion durch

das Automatisierungssystem gewährleistet sein. Darüber hinaus wird dadurch eine Grundlage geschaffen, um auf Störgrößeneinflüsse entsprechend schnell reagieren zu können und anfallende abgeregelte Energie zu optimieren. Die Zykluszeit ist daher in Abhängigkeit von individuellen Anforderungen, den Gegebenheiten hinsichtlich des Überlastschutzes sowie der Laufzeitbegrenzung durch eingesetzte Hardwareressourcen, individuell zu parametrieren. Aufgrund der resultierenden Totzeiten stellt sie ein wichtiges Kriterium für den Entwurf einer Regelungsstrategie dar (vgl. Abschnitt 3.7.3).

Eine obligatorische Datengrundlage, bestehend aus statischen Parametern und dynamischen Prozesswerten, ist entscheidend für die Gewährleistung einer ordnungsgemäßen und sicheren Netzführung. Neben grundlegenden netz- und anlagenbezogenen Datenmodellen sowie Echtzeit-Messgrößen unterstützen weiterführende Informationen das Führungsverhalten und die Interpretation des Betriebszustandes von Aktoren. Mithilfe von rückgeführten *wirkenden Sollwerten*, als Rückmeldung der lokalen Regelungseinrichtungen (bspw. Wechselrichter), können die Befehlsübertragung und die Befehlsausführung durch Aktoren bewertet und innerhalb des Regelungskonzeptes entsprechend behandelt werden. Hierzu gehört auch der Betriebsstatus einer Anlage, der beispielsweise im Wartungsfall auf Handbetrieb geschaltet werden kann, wodurch folglich die Verfügbarkeit für die Fernsteuerung nicht mehr gegeben ist. Alternative Handlungsoptionen müssen dann entsprechend in Erwägung gezogen werden. In bestimmten Fällen kann es darüber hinaus sinnvoll oder gar erforderlich sein, vorgegebene Wartezeiten nach einer Ansteuerung bis zur erneuten Einsatzbereitschaft der Anlage einzuhalten. Ebenso ist es von Interesse, eine maximale Dauer der Beeinträchtigung von einzelnen Aktoren zu definieren, um deren abgeregelte Energie im Fall eines anhaltenden Netzengpasses zu begrenzen. Diese Grundsätze stützen, in Verbindung mit den begrenzten Stellbereichen von Aktoren, die Stabilität des Gesamtsystems, indem jegliche Eingriffe auf der Grundlage eines umfangreichen Entscheidungsprozesses erfolgen. [99]

Die Übertragung von Messwerten und Statusinformationen erfolgt über eine geeignete Fernwirkstrecke unter den Aspekten der Stabilität und Datensicherheit. Netzbetreiber sind dazu verpflichtet, ein Informationssicherheits-Managementsystem (ISMS) gemäß der internationalen Norm ISO/IEC 27001 zu etablieren und zu zertifizieren [113]. Dies betrifft insbesondere die Behandlung von sensiblen Daten, die im Rahmen der messtechnischen Erfassung erhoben werden. Die IKT-Infrastruktur kann üblicherweise über Rundsteuertechnik, Breitband-Powerline oder bestehende Mobilfunkverbindungen erfolgen. Ein Automatisierungssystem kann dabei keinen Einfluss auf die Qualität der Kommunikationsverbindung nehmen, muss jedoch mit dessen Ausfällen stets umgehen. So muss durch entsprechende Abfragen und Prüfungen gewährleistet sein, dass ankommende Prozesswerte Gültigkeits- und Plausibilitätskriterien erfüllen. In der praktischen Anwendung können sowohl transiente als auch anhaltende unerwünschte Effekte auftreten. Kommunikationsunterbrechungen, die durch äußere Störeinflüsse entstehen, führen zu

kurzzeitigen Ausfällen von Daten, die für die ordnungsgemäße Systemführung erforderlich sind. Technische Fehler oder auch Freischaltungen im Netz, aufgrund von Wartungsarbeiten an einzelnen Betriebsmitteln oder ganzen Schaltfeldern, können zu einer länger andauernden Nichtverfügbarkeit von relevanten Daten oder Aktoren führen. Der Umgang mit derartigen Erscheinungen geht über die eigentliche Funktion eines Reglers hinaus und wird zur Aufgabe eines entsprechenden Betriebskonzeptes, durch welches der Regler zu einem Automatisierungssystem für die autarke Netzführung ergänzt wird. Die Definition von Rückfallebenen und unterschiedlichen Betriebsmodi schafft hierbei Abhilfe, um in jeder Situation mit entsprechenden Betriebsmaßnahmen zu reagieren.

Die Regelungsstrategie bildet den Kern einer autarken Netzführung durch dezentrale Automatisierungssysteme. Sie dient als technisch wirksame und realisierbare Grundlage, deren Einsatz durch die Einbettung in einem Automatisierungssystem, welches die wesentlichen Merkmale einer Betriebsführung erfüllt, gewährleistet wird. Eine kontinuierliche Regelung ist in diesem Kontext aus den vorgenannten Gründen nicht zwingend erforderlich und der konventionelle Reglerentwurf nicht ausreichend. Zielführend ist an dieser Stelle ein intelligentes Konzept, welches regelnde Maßnahmen ereignisorientiert auslöst und dabei eine Vielzahl von Aspekten bewertet sowie das Systemverhalten adaptiv daran ausrichtet. Ein wesentliches Merkmal der Systemintelligenz wird durch Verfahren geschaffen, die die Auswirkungen einer Maßnahme vor deren Ausführung umfangreich validieren und bewerten, um die Netzsicherheit nicht zu gefährden und ungewollte oszillierende Prozesse zu vermeiden.

Die vollständige Behandlung aller betriebsrelevanten Aspekte ist aufgrund deren Umfangs nicht Gegenstand der vorliegenden Arbeit. Ihre wesentlichen Merkmale werden in den nachfolgenden Abschnitten im Zuge der Entwicklung einer grundlegenden Regelungsstrategie als auch in der Verfahrensvalidierung aufgeführt und erläutert.

3.3 Zustandsüberwachung als Basis der Regelung

Die Verfügbarkeit einer umfangreichen Informationsbasis aus verschiedenen Eingangsgrößen ist elementar für die Realisierung einer Regelungsstrategie für Mittelspannungsnetze. Dies erfordert eine Aufbereitung von messtechnisch erfassten Größen, die Auskunft über den Netzzustand geben, einschließlich deren Bewertung hinsichtlich eines entstehenden Handlungsbedarfs. Im Folgenden wird die für die Ausführung einer Zustandsregelung erforderliche Datengrundlage sowie der Netzzustand als solches definiert. Gleichzeitig wird ein Überblick über mögliche Ansätze und Verfahren aufgezeigt, die durch geeignete Vorab-Analysen die Eingangsgrößen für eine Zustandsregelung verarbeiten und bereitstellen.

3.3.1 Zustandsidentifikation

Während die Kenntnis von regelungsrelevanten und anlagenspezifischen Größen als direkte Anforderung aus der Zustandsregelung resultiert (vgl. Abschnitt 3.2), erfordert die Überwachung des Netzzustandes eine Aufbereitung von Informationen durch entsprechende Algorithmen zur *Zustandsidentifikation*. Hierzu sind verschiedene Verfahren denkbar, die die erforderlichen Eingangsgrößen für eine Zustandsregelung aus einem unterschiedlichen Informationsgehalt erfasster Messwerte und Statusinformationen bereitstellen.

Die Ermittlung des Istzustandes erfolgt in der dezentralen Zustandsregelung über eine direkte Kommunikationsanbindung zu messtechnischen Einrichtungen im Netz oder eine indirekte Informationsübertragung durch Anbindung an die Netzleitstelle. In der erweiterten Definition des Netzzustandes ist neben Istwerten der Regelgrößen des Systems (*Knotenspannungen und Zweigströme*) die *Netztopologie* als entscheidende Informationsmenge enthalten. Sie bestimmt maßgeblich das Streckenmodell und somit den Kern des modellbasierten Ansatzes zur Zustandsregelung. Ihre Kenntnis ist insofern zwingend erforderlich, um unwirksame Handlungsoptionen auszuschließen und möglichst effiziente Maßnahmen ergreifen zu können. Die Sensitivität zweier Netzknoten zueinander, welche unmittelbar aus der Netztopologie hervorgeht, ist hierzu ein geeigneter Maßstab (vgl. Abschnitt 3.2.2). Für die Bildung der Netztopologie wird grundsätzlich die Information über den Ort und den Schaltzustand von Schalteinrichtungen im Netz benötigt. Netzbetreiber verwenden neben Netzberechnungsprogrammen häufig standardisierte Geoinformationssysteme (GIS) oder Netzleitsysteme für die Netzdatenverwaltung. Aus diesen Quellen heraus muss das statische Netzmodell samt der topologischen Verteilung von Schalteinrichtungen erhoben und im Datensatz des Automatisierungssystems parametrisiert werden.

Der zusätzlich in Echtzeit benötigte Informationsgehalt zur Formulierung eines Netzzustandes lässt sich darüber hinaus aus den folgenden Größen herleiten:

- Strom- und Spannungsmesswerte
- Status von Schalteinrichtungen

Sie werden dem Automatisierungssystem als Prozesswerte in einer geeigneten zeitlichen Auflösung zugeführt. Für die Erfassung von Strom- und Spannungsmesswerten stehen derzeit in der Regel Strom- und Spannungswandler in HS/MS-Umspannwerken und messtechnische Einrichtungen an leistungsintensiven Netzteilnehmern und Schwerpunktstationen zur Verfügung. Hierzu zählt neben kontinuierlichen Echtzeitmessungen auch die registrierende Leistungsmessung (RLM). In der zukünftigen Netzbeschaffenheit ist darüber hinaus von der Verfügbarkeit intelligenter Messsysteme auszugehen (vgl. Abschnitt 2.2). Die erweiterte Ausstattung des Netzes mit Messeinrichtungen ist aufgrund der fehlenden Transparenz in Mittelspannungsnetzen eine zwingende Anforderung der Zustandsüberwachung. Die Statusinformation von Schalteinrichtun-

gen hingegen ist der Netzführung jederzeit bekannt und kann automatisiert durch das Netzleitsystem bereitgestellt oder in konventioneller Weise, im Falle einer Netzumschaltung, manuell nachgeführt werden.

Für die Zuverlässigkeit und Güte der Zustandsregelung ist die Qualität der Zustandsinformation hinsichtlich ihrer Genauigkeit und zeitlicher Auflösung maßgebend. Der hierzu erforderliche messtechnische Ausstattungsgrad hängt direkt von dem gewählten Ansatz zur Zustandsidentifikation ab. Für die Umsetzung einer wirksamen autarken Netzführung unter Einsatz eines Automatisierungssystems sind diverse Ansätze denkbar, die sich hinsichtlich der Informationsgrundlage ihrer Zustandsidentifikation nach Tabelle 3.1 kategorisieren lassen.

Eine *vollständige messtechnische Ausstattung* stellt im Kontext der Netzautomatisierung aus rein technischer Sicht den Idealfall dar. Sie sieht die Messung sämtlicher Ströme und Spannungen an allen Betriebsmitteln bzw. Knoten des überwachten Netzes vor. Auf diese Weise lassen sich sowohl die für das Streckenmodell erforderlichen Kenngrößen als auch die Istwerte von Regelgrößen vollständig deterministisch und ohne zusätzlichen Rechenaufwand ermitteln. Gleichzeitig entsteht in diesem Ansatz ein enormer Kommunikations- und Datenaufwand, was in der Praxis eine vollkommen unwirtschaftliche und nicht praktikable Lösung darstellt.

Tabelle 3.1: Kategorisierung möglicher Ansätze zur Zustandsidentifikation hinsichtlich ihrer Informationsgrundlage

Ansatz	Vorteile	Nachteile
Keine messtechnische Ausstattung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ geringer Kommunikations- und Datenaufwand ▪ geringe Kosten 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ ungenügende Genauigkeit ▪ hohe Wahrscheinlichkeit unwirksamer Eingriffe ▪ komplexes Verfahren zur empirischen Bestimmung von Wirksamkeiten erforderlich
Partielle messtechnische Ausstattung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ moderater Kommunikations- und Datenaufwand ▪ Kompromiss aus Kosten und Genauigkeit 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ präzise Positionierung der Messtechnik auf Basis umfangreicher Vorab-Analysen erforderlich ▪ nur Teilgebiete des Netzes überwacht, teilweise Intransparenz (Möglichkeit unwirksamer Eingriffe gegeben)
Partielle messtechnische Ausstattung mit probabilistischer Erkennung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ moderater Kommunikations- und Datenaufwand ▪ Optimum aus Kosten und Genauigkeit ▪ Verfahren zur mathematischen Bestimmung von Wirksamkeiten anwendbar ▪ vollständiges Netzmodell (probabilistisch) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ präzise Positionierung der Messtechnik auf Basis umfangreicher Vorab-Analysen erforderlich
Vollständige messtechnische Ausstattung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ hohe Genauigkeit ▪ geringer Rechenaufwand 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ hoher Kommunikations- und Datenaufwand ▪ hohe Kosten

Die Umsetzung von Verfahren zur Zustandsidentifikation ohne eine erweiterte Informationserhebung (*keine messtechnische Ausstattung*) ist hinsichtlich der Führung von Regelgrößen nicht praktikabel, da eine zuverlässige Erkennung von Grenzwertverletzungen nicht gegeben ist. Es existieren jedoch intelligente Verfahren, die eine Schätzung der Netztopologie beispielsweise über eine stichprobenartige Leistungsanpassung im Netz, gefolgt von einer Analyse der Messwertänderung, ermöglichen [114]. In ähnlicher Vorgehensweise ist die empirische Ermittlung von Sensitivitätswerten zur Bildung eines Streckenmodells möglich [44]. Diese Verfahren erfordern geringere Investitionen und einen geringeren Aufwand, liefern jedoch zugleich eine verhältnismäßig geringe Güte und können zudem, durch eine fehlerhafte Annahme der Netztopologie oder zu spät erkannte Schalthandlung, zu unwirksamen regelnden Maßnahmen führen. Bestehende Strom- und Spannungswandler in HS/MS-Umspannwerken sowie Messeinrichtungen an dezentralen Energiewandlungsanlagen in Mittelspannungsnetzen liefern zudem eine unzureichende Informationsmenge für deren Einsatz.

Eine Kompromisslösung stellt die Erfassung einer Teilmenge aller Informationen dar (*partielle messtechnische Ausstattung*). Hierfür muss im Rahmen der Projektierung eine präzise Auswahl der zu überwachenden Standorte getroffen werden, sodass auswirkungsrelevante Schalteinrichtungen sowie besonders stark ausgelastete Leitungen und Netzknoten mit geringer Spannungsstabilität messtechnisch eingebunden werden. Somit werden die Regelgrößen (Ströme und Spannungen) an ausgewählten Orten im Netz erfasst und können auf Grenzwertverletzungen hin bewertet werden. Auf der Informationsbasis der Nachführung von ausgewählten Schalterstellungen können Änderungen der Netztopologie, welche eine essenzielle Grundlage des Regelungsmodells darstellt, für die Ausführung wirksamer regelnder Maßnahmen berücksichtigt werden. Gegenüber einer vollständigen messtechnischen Ausstattung können Kosten und Kommunikationsaufwand deutlich reduziert werden, jedoch kann die praktische Umsetzung zu abweichenden Bedingungen führen. Unabhängig von ihrer technischen Eignung sind die planerisch ermittelten Messstandorte nicht immer zugänglich, da Ortsnetzstationen (insbesondere Kompaktstationen) nicht selten derart knapp dimensioniert und aufgebaut sind, dass die Installation weiterer Komponenten nur bedingt möglich ist. Unter zusätzlich geringer Adaptivität hinsichtlich Änderungen in der Netzauslastung verbleibt folglich eine teilweise Intransparenz, die kritische Standorte betreffen kann.

Innovative Verfahren versprechen in Ergänzung zu der partiellen messtechnischen Ausstattung eine probabilistische Ermittlung der Zustandsinformation auf der Grundlage eines reduzierten Daten- und Informationsgehalts (*partielle messtechnische Ausstattung mit probabilistischer Erkennung*). Die Auswahl der Messstandorte findet dabei nach spezifischen Kriterien statt, die sich aus der Funktionsweise der Verfahren ableiten. Umfang und Genauigkeit der Zustandsinformation werden unter Einsatz intelligenter Schätzverfahren weiter erhöht und ein gesamtes, konsistentes Netzabbild geschaffen, wodurch ein wirtschaftliches Optimum erreicht werden kann.

Hierzu sind jedoch in der Regel, neben Strömen und Spannungen, die Wirk- und Blindleistungen messtechnisch zu erfassen, anhand derer eine Lastverteilung zur Schätzung aller ungemessenen Ströme und Spannungen erfolgt. Eine nennenswerte Herausforderung hierbei liegt in der Umsetzung der ermittelten optimalen Messstandorte, die die Güte des Verfahrens bestimmen, da eine hochauflösende Echtzeit-Datenerfassung von Leistungswerten an Kundenstationen aus Datenschutzgründen nicht zulässig sein kann. Derartige Ansätze wurden bereits im Praxiseinsatz in Niederspannungsnetzen erprobt und werden kontinuierlich optimiert und weiterentwickelt (vgl. Abschnitt 1.2). Für Mittelspannungsnetze haben sich zu diesem Zweck besonders Verfahren auf Basis der Netzwerkpartitionierung und Sensitivitätsanalyse, in Abhängigkeit von der eingesetzten Messtechnik und ihrer Positionierung, etabliert [50]. Auf diese Weise wird eine optimale Datengrundlage für die Ausführung einer Zustandsregelung geschaffen. [107]

Die Anforderung an eine Zustandsidentifikation wird aus der Sicht der Zustandsregelung durch eine entsprechende Datenaufbereitung formuliert (vgl. Abbildung 3.6). Unter Vernachlässigung der hierfür benötigten statischen Parameter umfasst die Kernfunktion eine Verarbeitung von gemessenen Zustandsgrößen \mathbf{r}_m (vgl. Abschnitt 3.2.4) einschließlich der nachgeführten Schaltzustandsinformation \mathbf{b}_m , welche die nachgeführten Schalterstellungen in Form von logischen Statusinformationen enthält, zu einer erweiterten Zustandsinformation \mathbf{r}' und der Streckenmodell bildenden Knotenpunkt-Admittanzmatrix \mathbf{Y} zuzüglich der Sensitivitätsmatrix \mathbf{M} (vgl. Abschnitt 3.2.2). Obgleich für die Zustandsregelung sowohl gemessene als auch geschätzte Informationen als geeignete Eingangsdaten anzusehen sind, so ist nicht jede verfügbare Messung direkt nutzbar. Die Auflösung der Messwerte, sowohl zeitlich als auch hinsichtlich ihres Wertebereiches, bestimmt maßgebend die Güte des Regelungseingriffs. In Umspannwerken finden sich häufig Spannungswandler, die Messwerte in einer quantitativen Auflösung von $\Delta U_m = 0,1 \text{ kV}$ bereitstellen. Der Einsatz einer Zustandsregelung im Umfeld der sich dynamisch entwickelnden Verteilungsnetze setzt höhere Anforderungen an die Datenerfassung. Unter der Annahme einer Messgenauigkeit von $f_m < 1 \%$ ist eine möglichst geringe Schrittweite der Erfassung von Spannungsänderungen erstrebenswert, um auch verhältnismäßig schnell auftretende kritische Situationen im Netz erkennen und entsprechend frühzeitig präzise Maßnahmen ergreifen zu können. Ebenfalls ungeeignet für die direkte Verarbeitung durch eine Zustandsregelung in Echtzeit sind RLM- sowie Smart-Meter-Informationen, die in der Regel 15-Minuten-Mittelwerte bereitstellen und dies häufig erst rückwirkend zum Tagesende. Unter Einsatz von erweiterten innovativen Komponenten zur probabilistischen Zustandsidentifikation können jedoch auch diese Informationen zur Erhöhung der Schätzgüte beitragen [115].

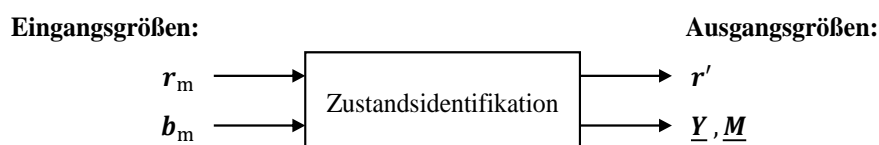


Abbildung 3.6: Schematische Darstellung des Modells zur Zustandsidentifikation

Für die Zustandsregelung wird im Folgenden, unabhängig von dem gewählten Ansatz zur Zustandsidentifikation, die Verfügbarkeit von aufbereiteten Zustandsinformationen, die durch einen zyklischen Prozess gewährleistet wird, vorausgesetzt. Es empfiehlt sich für eine zuverlässige Funktionsweise die Einhaltung von Messintervallen in der Größenordnung $\Delta t_m = 1 \text{ s}$ in einer quantitativen Auflösung der Messwerte von $\Delta U_m \leq 1 \text{ V}$ bzw. $\Delta I_m \leq 1 \text{ A}$ bei einer Messungengenauigkeit von $f_m \leq 1 \text{ \%}$.

3.3.2 Zustandsbewertung

Mit den durch die Zustandsidentifikation aufbereiteten Mess- bzw. Schätzwerten liegt eine Datenbasis vor, auf deren Grundlage der Bedarf eines aktiven Netzeingriffs ermittelt werden kann. Im Rahmen des Automatisierungskonzeptes ist eine kontinuierliche Zustandsüberwachung mit ereignisorientierten Netzeingriffen vorgesehen. Die Zustandsregelung befindet sich daher zu einem Großteil der Betriebszeit in einem passiven Betriebsmodus. Ihre aktive Ausführung wird erst durch definierte Ereignisse nach einer erfolgten *Zustandsbewertung* ausgelöst.

Für die Beurteilung des aktuellen Netzzustandes ist eine Komponente vorgesehen, die eine qualitative und quantitative Bewertung der Mess- und Schätzwerte vornimmt. Sie dient als Entscheidungsgrundlage für die Ausführung der Zustandsregelung. Dieser Prozess entspricht einer Schalthysterese für die aktive Komponente des Automatisierungssystems. Als Trigger dient hierzu eine qualitative Information über das Vorliegen von Grenzwertverletzungen, welche sich aus vereinfachten, unscharfen Größen zusammensetzt. Diese lassen sich durch boolesche Datentypen mit einem Wahrheitswert *true* bzw. *false* abbilden und in der weiterführenden Logik des Ablaufs des Automatisierungskonzeptes verarbeiten:

- $G_{U,o}$: Indikator für Grenzwertverletzung „oberes Spannungsband“
- $G_{U,u}$: Indikator für Grenzwertverletzung „unteres Spannungsband“
- G_I : Indikator für Grenzwertverletzung „Leitungsauslastung“
- G_T : Indikator für Grenzwertverletzung „Transformatorauslastung“

$$\mathbf{G} = [G_{U,o}, G_{U,u}, G_I, G_T]^T \quad (3.19)$$

Diese qualitative Bewertung beruht auf einer Vergleichsanalyse, die alle aktuellen Istwerte von Regelgrößen auf Über- oder Unterschreitung der jeweils definierten Grenzwerte überprüft. Die Grenzwerte für die Knotenspannungen U_k werden zur allgemeinen Parametrierbarkeit anhand einer zulässigen prozentualen oberen und unteren Abweichung $w_{U,o}$ bzw. $w_{U,u}$ von der Netznennspannung U_n bestimmt. Analog dazu ist für Zweigströme I_{ij} bzw. den Strom über den HS/MS-Transformator I_T eine prozentuale Auslastungsgrenze w_I in Bezug auf den jeweils vorgegebenen Maximalwert $I_{ij,max}$ bzw. $I_{T,max}$ des Betriebsmittels als Grenzwert gegeben (vgl. Abschnitte 3.2.3 und 3.2.4).

$$G_{U,o}: U_k > U_n \cdot \left(1 + \frac{w_{U,o}}{100}\right) \quad (3.20)$$

$$G_{U,u}: U_n \cdot \left(1 - \frac{w_{U,u}}{100}\right) > U_k \quad (3.21)$$

$$G_I: I_{ij} > I_{ij,max} \cdot \frac{w_I}{100} \quad (3.22)$$

$$G_T: I_T > I_{T,max} \cdot \frac{w_I}{100} \quad (3.23)$$

$$0 < w_{U,u}, w_{U,o} \leq 10 \quad (3.24)$$

$$0 < w_I \leq 200 \quad (3.25)$$

Mit der Einführung von zusätzlichen *kritischen* Grenzwerten können die Anwendungsfälle weiter differenziert werden, indem das Ausmaß der Grenzwertverletzung das Reglerverhalten bestimmt. Die kritische prozentuale Abweichung $w_{v,krit}$ einer Regelgröße v , in verallgemeinerter Ausdrucksweise, ist betragslich größer zu wählen als ihre jeweilige zulässige Abweichung w_v , um eine Grenzwertverletzung von stärkerem Ausmaß zu identifizieren. Gegenüber einer Grenzwertverletzung G kann eine kritische Grenzwertverletzung G_{krit} , deren Bildung analog zu G mit spezifischen Grenzwerten $w_{v,krit}$ verläuft, eine Art Schnellschaltung auslösen, die gesonderte Maßnahmen vorsieht (vgl. Abschnitt 3.7.1). Dieses Verfahren ist besonders dann vorteilhaft, wenn sich der Istwert einer Regelgröße, beispielsweise die Auslastung eines Betriebsmittels, der Auslösegrenze einer Schutzeinrichtung nähert. Einer durch Schutzmaßnahmen bedingten Versorgungsunterbrechung kann dadurch mit einer höheren Wirksamkeit entgegengewirkt werden.

Zur Stabilisierung des Reglerverhaltens wird jedem Grenzwert $X_{v,max}$ eine relative Rückstellhysterese $h_{lim,v}$ zugewiesen, deren Unterschreitung durch den Istwert X_v einer Regelgröße v erst zu einer Rücksetzung des Indikators für eine spezifische Grenzwertverletzung G_v führt (vgl. Abbildung 3.7). Bei Anwendung dieser Vorgehensweise auf die untere Grenze des zulässigen Spannungsbandes ist eine entsprechende Vorzeichenumkehr zu berücksichtigen. Der Wahrheitswert wird demnach mit dem Erfüllen der jeweiligen Bedingung nach 3.20–3.23 *true* und erst mit Verlassen der Hysterese wieder zu *false* gesetzt. Analog dazu wird der Zustand einer kritischen Grenzwertverletzung gebildet.

$$G_v^{[t]} = \begin{cases} true, & G_v^{[t-1]} = false \wedge X_v > X_{v,max} \\ false, & G_v^{[t-1]} = true \wedge X_v < (1 - h_{lim,v}) \cdot X_{v,max} \\ G_v^{[t-1]}, & \text{sonst} \end{cases} \quad (3.26)$$

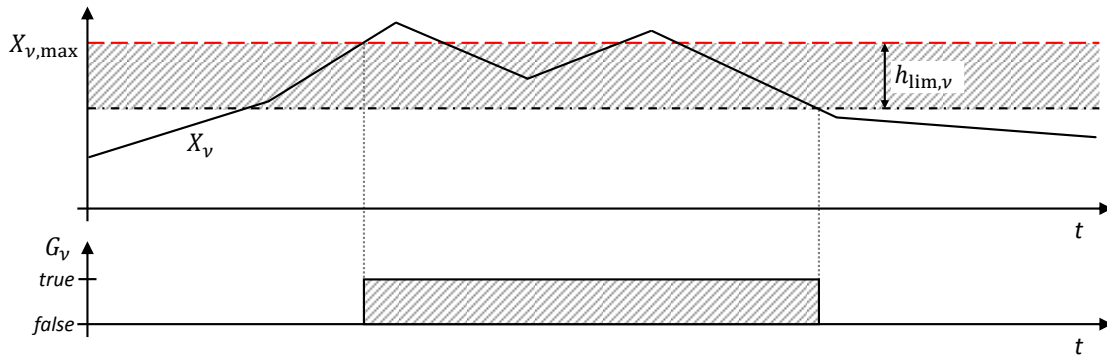


Abbildung 3.7: Vereinfachte Darstellung der Bildung einer Zustandsinformation G_v und ihrer Rücksetzung im Hystereseverfahren

Die quantitative Bewertung umfasst die Ermittlung von Regelabweichungen e , welche im Fall einer spezifischen Grenzwertverletzung G_v als Grundlage für die Bestimmung zielführender Stellwerte dienen. Sie werden für ein Netz mit n Knoten nach den folgenden Zusammenhängen gebildet:

$$e_{U,o} = \mathbf{u}_K - \mathbf{1}_n \cdot U_n \cdot \left(1 + \frac{w_{U,o}}{100}\right) \quad (3.27)$$

$$e_{U,u} = \mathbf{1}_n \cdot U_n \cdot \left(1 - \frac{w_{U,u}}{100}\right) - \mathbf{u}_K \quad (3.28)$$

$$e_I = i_N - i_{N,max} \cdot \frac{w_I}{100} \quad (3.29)$$

$$e_T = I_T - I_{T,max} \cdot \frac{w_I}{100} \quad (3.30)$$

$$\mathbf{e} = [e_{U,o}, e_{U,u}, e_I, e_T]^T \quad (3.31)$$

Gleichzeitig lässt sich in dieser Form eine positive Regelabweichung als Bedingung für die Formulierung der logischen Wahrheitswerte G_v definieren:

$$G_v: e_v > 0 \quad (3.32)$$

Der Verlauf von größeren Änderungen in der Auslastung von Mittelspannungsnetzen ist in der Regel träge, kann jedoch mitunter eine große Schwankungsweite aufweisen. Zusätzlich zu der beschriebenen Vorgehensweise lässt sich durch die Einbindung einer Verzögerungszeit die Reaktion auf kurzzeitige Grenzwertverletzungen verhindern, damit die Häufigkeit von aktiven Netzeingriffen und die damit ggf. verbundene abgeregelte Energie weiter minimiert wird. Um diese Situationen von relevanten, anhaltenden Grenzwertverletzungen zu unterscheiden, ist beispielsweise der Einsatz einer Glättung von Messwerten denkbar, bevor diese durch die Zustandsbewertung analysiert werden. Dies wird allerdings die Bestimmung der Regelabweichung verfälschen und die Dynamik des Systems reduzieren. Gleichzeitig wird die Reaktion auf starke Gradienten, beispielsweise bei Eintritt einer kritischen Grenzwertverletzung, verzögert. In der Automatisierung von Niederspannungsnetzen hat sich in diesem Zusammenhang die Einführung einer Reaktionswartezeit t_t in Form eines Verzögerungsgliedes bewährt [39]. Dieser Ansatz wird

für Mittelspannungsnetze adaptiert und mit der Ergänzung um eine sofortige Reaktion beim Auftreten einer kritischen Grenzwertverletzung eine erhöhte Zuverlässigkeit erreicht.

Die Anforderung an eine Komponente zur Zustandsbewertung wird durch die Bildung der unscharfen Größen \mathbf{G} und \mathbf{G}_{krit} , die eine qualitative Information über vorliegende Grenzwertverletzungen enthalten, sowie der Regelabweichungen \mathbf{e} formuliert. Die Datengrundlage hierfür besteht aus der erweiterten Zustandsinformation \mathbf{r}' , welche durch die Komponente zur Zustandsidentifikation bereitgestellt wird (vgl. Abschnitt 3.3.1), zuzüglich den parametrisierten Führungsgrößen \mathbf{w} des Systems (vgl. Abschnitt 3.2.3).

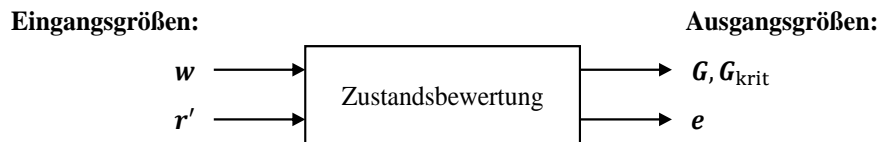


Abbildung 3.8: Schematische Darstellung des Modells zur Zustandsbewertung

Die Ergebnisse der Analyse stellen den grundlegenden Informationsgehalt für die nachgelagerten Prozesse zur Zustandsregelung dar. Sie werden in den nachfolgenden Abschnitten an den entsprechenden Stellen aufgegriffen.

3.4 Direkte Spannungsregelung in Mittelspannungsnetzen

Unter den verfügbaren Maßnahmen zur Behebung und Vorbeugung kritischer Netzzustände nimmt die *direkte Spannungsregelung* durch den Einsatz von regelbaren HS/MS-Transformatoren bereits in der gegenwärtigen Netzführung eine zentrale Rolle ein (vgl. Abschnitt 2.2). Ihre hohe Wirksamkeit stellt daher auch in der konzeptionellen Auslegung eines Automatisierungssystems zur autarken Netzführung einen wesentlichen Bestandteil der Regelungsstrategie dar. In Verbindung mit einer erweiterten Zustandsidentifikation (vgl. Abschnitt 3.3.1) lassen sich bestehende Verfahren des Multisensorbetriebs in eine *intelligente Weitbereichsregelung* überführen. Die nachfolgenden Abschnitte behandeln die mathematische Beschreibung einer Vorgehensweise, nach welcher eine Integration von bestehenden Strukturen der direkten Spannungsregelung in die Berechnungsalgorithmen einer autarken Regelungsstrategie für Mittelspannungsnetze erfolgen kann. Der Fokus liegt auf der Ermittlung von zielführenden und sicheren Stellwerten für einen HS/MS-Transformatorregler samt dessen optimalem Einsatz zur Spannungshaltung.

3.4.1 Kaskadierte Regelung von HS/MS-Transformatoren

Der Stufenschalter eines HS/MS-Transformators ist ein Schlüsselement zur Spannungshaltung in Mittelspannungsnetzen. Er ist in der Lage, das Wicklungsverhältnis des Transformators unter Last zu verändern und wird im praktischen Einsatz in der Regel mit einem Transformatorregler versehen. Dadurch entsteht ein autonomes Regelungssystem, dessen Aufgabe in der Regelung der

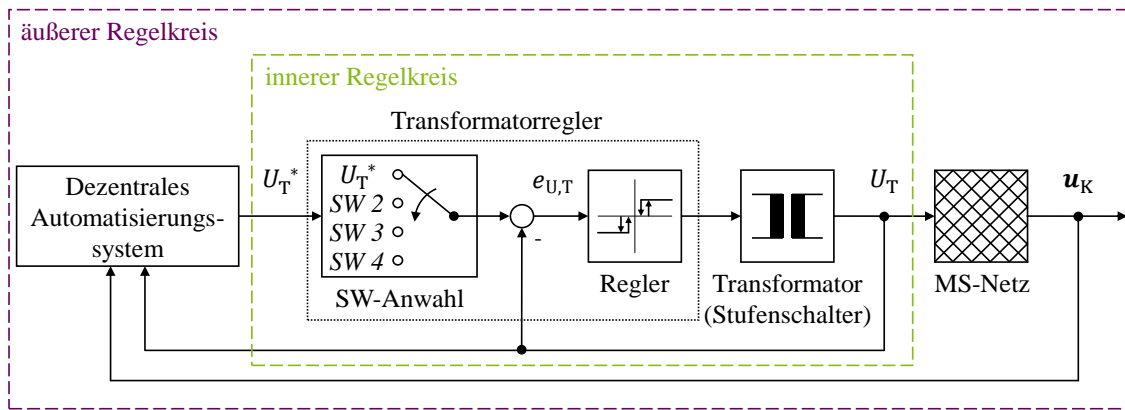


Abbildung 3.9: Vereinfachtes Blockschaltbild der kaskadierten Regelung eines HS/MS-Transformators unter Einsatz eines dezentralen Automatisierungssystems

sekundärseitigen Spannung durch eine Anpassung des Übersetzungsverhältnisses liegt. Im Rahmen der Zustandsregelung in Mittelspannungsnetzen wird dieses System in einer kaskadierten Struktur als innerer Regelkreis in das Gesamtmodell des Automatisierungssystems eingebunden (vgl. Abbildung 3.9).

Als grundlegende Anforderung ist eine lokale $U(U)$ -Betriebsweise des Transformatorreglers im inneren Regelkreis gesetzt. Es wird demnach die Möglichkeit zur veränderlichen Vorgabe eines Spannungssollwertes U_T^* vorausgesetzt, auf dessen Grundlage die MS-Sammelschienenspannung U_T in Abhängigkeit von der Regelabweichung $e_{U,T}$ durch den Regler geführt wird. Bei Vorliegen eines Festwertspeichers, durch dessen Anwahl sich der Spannungssollwert aus einer begrenzten Auswahl an Festwerten (SW) variieren lässt (SW-Anwahl), reduzieren sich die Freiheitsgrade und gleichzeitig die Wirksamkeit des HS/MS-Transformators als Aktor. Die Verfügbarkeit einer dynamischen Spannungssollwertvorgabe, die über fernwirktechnische Einrichtungen aus einer externen Quelle heraus erfolgt, ermöglicht im Kontext der automatisierten Zustandsregelung eine deutlich flexiblere Betriebsweise. Dabei wird der angewählte Wert im lokalen Speicher der SW-Anwahl durch den übertragenen Spannungssollwert U_T^* überschrieben, wie in Abbildung 3.9 dargestellt. Der Transformatorregler verfügt über eine zulässige Regelabweichung, die wie ein Toleranzband um den gewählten Spannungssollwert herum fungiert und innerhalb dessen sich der Istwert der MS-Sammelschienenspannung auswirkungsfrei bewegen kann. Sobald dieses Toleranzband durch den gemessenen Istwert verlassen wird, wird eine Wartezeit ausgelöst, nach deren Ablauf die Anpassung der Stufenstellung vorgenommen wird. Bei starker Abweichung des Istwertes von dem festgelegten Spannungssollwert kann anhand von definierten Grenzwerten ein sofortiger Schaltvorgang (Schnellschaltung) ausgelöst werden.

Die lokale Regelungsfunktionalität des HS/MS-Transformators kann durch die Integration in ein autarkes Automatisierungskonzept in einen innovativen Kontext zur direkten Spannungsregelung überführt werden. Aufgrund des Einflusses einer Transformatorstufung auf dessen gesamten Versorgungsbereich, kann sie als Stellmaßnahme zur näherungsweise homogenen Manipulation aller Spannungswerte u_K im Netz eingesetzt werden. Ausgelöst wird der Stellprozess im

Gegensatz zu der lokalen Regelung der MS-Sammelschienenspannung im Umspannwerk durch eine Grenzwertverletzung $G_{U,u}$ bzw. $G_{U,o}$ einer beliebigen bekannten Netzknotenspannung im Wirkungsbereich des HS/MS-Transformators, deren Detektion durch den Transformatorregler allein nur sehr bedingt möglich wäre. Die Aufgabe der überlagerten Zustandsregelung im äußeren Regelkreis ist es dabei, einen Spannungssollwert U_T^* für den unterlagerten Transformatorregler zu ermitteln, der zu einer Stufung um eine bestimmte Stufenanzahl führt. Die Berechnung des erforderlichen Stellwertes erfolgt auf der Grundlage des Streckenmodells und muss eine Verbesserung des Netzzustandes durch einmaligen Eingriff gewährleisten. Eine approximative Näherung an den optimalen Betriebspunkt durch mehrfache korrigierende Nachführungen ist in jedem Fall zu vermeiden. Der Schaltvorgang an HS/MS-Transformatoren ist ein mechanischer Prozess, der die Bewegung größerer Massen bewirkt und damit zu Verschleiß führt. Der Bedarf an Instandhaltungsmaßnahmen steigt mit der Anzahl an Schaltvorgängen, die es folglich zu minimieren gilt. Darüber hinaus ist es eine zwingende Anforderung an den Regelungsprozess, die Entstehung konträrer Grenzwertverletzungen zu vermeiden, was insbesondere bei einer inhomogenen Netzauslastung leicht zur Folge eines regelnden Eingriffs werden kann. Abbildung 3.10 veranschaulicht beispielhaft ein solches Szenario, in dem zwei Stränge über einen HS/MS-Transformator versorgt werden und jeweils stark voneinander abweichende Verhalten der Netzteilnehmer aufweisen. Während eine hohe Leistungseinspeisung in Strang a zu einer dortigen Spannungsanhebung führt, liegt im lastgeprägten Strang b ein „konventioneller“ Spannungsabfall vor. Der Einsatz des HS/MS-Transformators, als regelnde Maßnahme zur Behebung der oberen

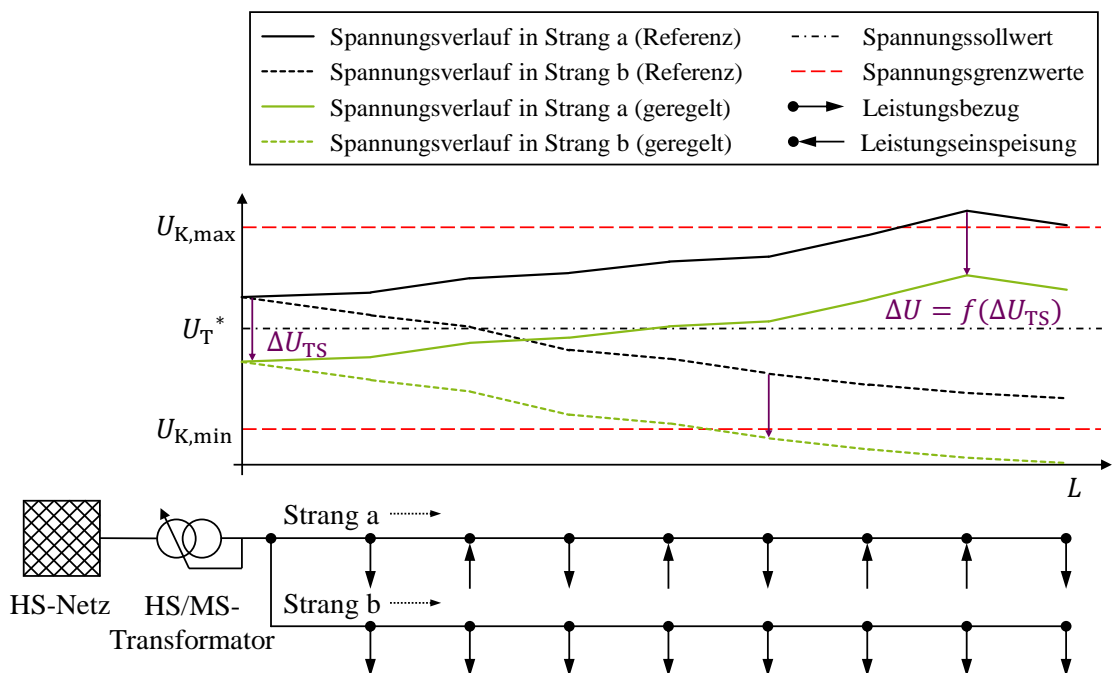


Abbildung 3.10: Exemplarische Darstellung einer stark inhomogenen Auslastung zweier Netzstränge mit gegensätzlichem Spannungsprofil (mit spannungsbezogener Auswirkung einer regelnden Maßnahme durch den Stufenschalter des HS/MS-Transformators)

Spannungsbandverletzung in Strang a, verursacht eine näherungsweise homogene Spannungsenkung um die Stufenspannung ΔU_{TS} im gesamten Netz. In Strang b entsteht hierdurch eine deutliche Unterschreitung des unteren Spannungsgrenzwertes an mehreren Netzknoten. Derartige Auswirkungen durch regelnde Maßnahmen gilt es zwingend durch eine geeignete Validierung im Vorfeld zu vermeiden.

Um ein unzulässiges Systemverhalten im Voraus zu verhindern, ist es von essenzieller Bedeutung, die Auswirkungen eines Schaltvorgangs im Zuge der Berechnung des inneren Sollwertes zu betrachten und diesen erst nach erfolgreicher Validierung für die Übertragung an den Transformatorregler freizugeben. Hierzu ist ein mehrstufiges Berechnungskonzept notwendig, für dessen Auslegung zunächst Grundsätze und approximative Annahmen getroffen werden, welche gleichzeitig einen funktionalen Rahmen für das Verfahren festlegen:

- 1) Die Häufigkeit von Schaltvorgängen des Laststufenschalters ist zu minimieren.
- 2) Die Entstehung konträrer oder verstärkter Grenzwertverletzungen und Auslösung unwirksamer bzw. nicht zielführender Maßnahmen ist zwingend zu vermeiden.
- 3) Die Änderung einer Knotenspannung ΔU_k durch einen Schaltvorgang wird in grober Näherung als proportional zu der Änderung der MS-Sammelschienenspannung ΔU_T angenommen. Eine erhöhte Schätzgüte ergibt sich durch die näherungsweise Gleichsetzung ihrer relativen Änderungen $\Delta U_{k,rel}$ bzw. $\Delta U_{T,rel}$:

$$\frac{\Delta U_k}{U_k} = \Delta U_{k,rel} \approx \Delta U_{T,rel} = \frac{\Delta U_T}{U_T} \quad (3.33)$$

- 4) Die Reaktion des Transformatorreglers verläuft konsekutiv unter einer Neubewertung der Regelabweichung $e_{U,T}$ nach stufenweiser Schaltung. Ein Schaltvorgang im inneren Regelkreis wird erst mit dem Überschreiten der zulässigen Regelabweichung h_T veranlasst. Innerhalb dieses Bereiches werden Schwankungen der MS-Sammelschienenspannung toleriert:

$$|e_{U,T}| \leq h_T U_T^* \quad (3.34)$$

- 5) Die absolute Änderung der MS-Sammelschienenspannung ΔU_T während aufeinanderfolgenden Stufungen wird durch eine konstante Stufenspannung ΔU_{TS} angenähert:

$$\Delta U_T \approx \Delta U_{TS} = \text{konst.} \quad (3.35)$$

Mit dieser Anforderungsgrundlage erfolgt die Regelung der MS-Sammelschienenspannung durch die übergeordnete Zustandsregelung gemäß der vereinfachten Ablaufdarstellung in Abbildung 3.11. Sofern eine Grenzwertverletzung $G_{U,u}$ oder $G_{U,o}$ vorliegt, wird ein Berechnungsalgorithmus zur Ermittlung eines Sollwertes für den inneren Regler nach Abbildung 3.9 ausgelöst. Dieser

muss das Erreichen einer Mindestregelabweichung zur Auslösung eines Schaltvorgangs gewährleisten. Unter Berücksichtigung der diskreten Schrittweite möglicher Spannungsänderungen wird im Rahmen der *Betriebspunktverschiebung* ein Spannungssollwert gebildet, der zum Erreichen einer Zielstufe führt, welche eine vollständige Ausregelung der Regelabweichung sicherstellt (vgl. Abschnitt 3.4.2). Anhand einer streckenmodellbasierten *Betriebspunktvalidierung* wird abschließend die Auswirkung auf alle verfügbaren Spannungswerte geprüft (vgl. Abschnitt 3.4.3). Führt der Schaltvorgang zu einer konträren oder verstärkten Grenzwertverletzung, so wird die Stufenänderung schrittweise reduziert und erneut geprüft, um die Regelabweichung unter Berücksichtigung des gesamten überwachten Bereiches weitgehend zu reduzieren. Liegt keine Grenzwertverletzung im Sinne der Spannungshaltung vor, verhindert eine *diskrete Sollwertnachführung* Schaltvorgänge des Stufenschalters, die infolge einer erhöhten Regelabweichung der MS-Sammelschienenspannung im inneren Regelkreis auftreten können, ohne dass hierzu ein netzdienlicher Bedarf im Sinne der Zustandsregelung besteht (vgl. Abschnitt 3.4.4).

Die nachfolgenden Abschnitte beschreiben die nähere mathematische Vorgehensweise zur Ermittlung eines zielführenden Sollwertes für den inneren Regler innerhalb der Funktionsbausteine *Betriebspunktverschiebung*, *Betriebspunktvalidierung* und *diskrete Sollwertnachführung*.

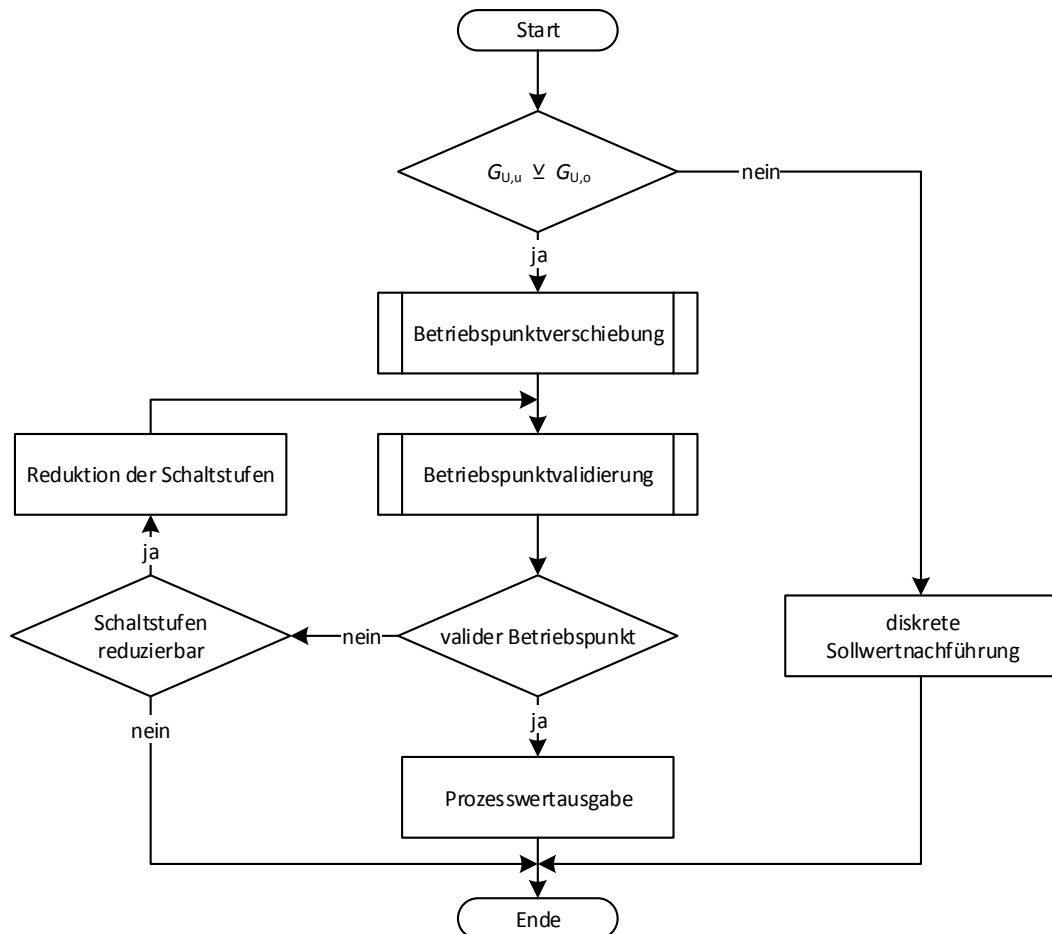


Abbildung 3.11: Ablauf der Funktionsbausteine zur HS/MS-Transformatorregelung

3.4.2 Betriebspunktverschiebung zur Spannungshaltung

Für das Erreichen eines Stufenänderungsbefehls durch den Transformatorregler ist ein innerer Sollwert U_T^* erforderlich, der zu einer Regelabweichung der MS-Sammelschienenspannung $e_{U,T}$ führt, welche die zulässige Regelabweichung des Transformatorreglers h_T im Betrag überschreitet (vgl. Abschnitt 3.4.1).

$$e_{U,T} = U_T^* - U_T \quad (3.36)$$

$$|e_{U,T}| \stackrel{!}{>} h_T U_T^* \quad (3.37)$$

Hierzu wird U_T^* zunächst aus einer Verschiebung des Istwertes U_T um h_T gebildet, womit die Grenze der Schaltschwelle des Transformatorreglers erreicht wird. Zu deren Überschreitung, aber auch zur Kompensation von unvorhersehbaren Schwankungen der Regelgröße, wird der Betrag der Verschiebung um einen weiteren konstanten Parameter $\varepsilon_{U,T}$ erhöht. Der fallspezifische Vorzeichenwechsel wird zur Verallgemeinerung des Ausdrucks durch den Vorzeichenfaktor δ_U berücksichtigt.

$$U_T^* = \frac{1}{1 - \delta_U h_T} \cdot U_T + \delta_U \varepsilon_{U,T} \quad (3.38)$$

$$\delta_U = \begin{cases} -1, & G_{U,o} = 1 \\ 1, & G_{U,u} = 1 \end{cases} \quad (3.39)$$

Diese Zusammenhänge formen eine Basis für die Berechnung von Spannungssollwerten für den Transformatorregler. Gleichzeitig stellt das Erreichen einer *Mindestregelabweichung* eine notwendige Bedingung für deren Validität dar.

Um die Anzahl der Befehlsvorgaben an den Transformatorregler durch die übergeordnete Zustandsregelung zu reduzieren, gilt für die Bestimmung des inneren Sollwertes, dass mit einem einmaligen Eingriff bereits die erforderliche Zielstufe durch den Stufenschalter angefahren wird. Hierzu gilt es im Vorfeld das Erreichen einer erforderlichen Stufendifferenz n_T sicherzustellen, indem die notwendige Mindestregelabweichung prädiktiv auch nach der Einstellung einer Stufendifferenz von $n_T - 1$ gewährleistet wird.

Die größte vorliegende Regelabweichung aller bekannten Knotenspannungen U_k im äußeren Regelkreis (vgl. Abbildung 3.9) bestimmt zunächst die mindestens erforderliche relative Änderung der MS-Sammelschienenspannung $\Delta U_{T,rel}$:

$$\Delta U_{T,rel} = \begin{cases} \max \left\{ \frac{e_{U,o,k}}{U_k} \right\}, & G_{U,o} = 1 \\ \max \left\{ \frac{e_{U,u,k}}{U_k} \right\}, & G_{U,u} = 1 \end{cases} \quad (3.40)$$

Aus dem Betrag der erforderlichen absoluten Spannungsänderung an der Sammelschiene und der bekannten Stufenspannung ΔU_{TS} ergibt sich nach einer ganzzahligen Aufrundung von deren Quotienten f_T die für die Behebung der Grenzwertverletzung genügende Stufendifferenz n_T :

$$f_T = \frac{|\Delta U_{T,rel} \cdot U_T|}{\Delta U_{TS}} \quad (3.41)$$

$$n_T = \min\{z \in \mathbb{Z} \mid z > f_T\} \quad (3.42)$$

Das Erreichen dieser Stufendifferenz erfordert die Vorgabe eines inneren Sollwertes U_T^* , der bei konsekutivem Schaltverhalten das Kriterium der Mindestregelabweichung erfüllt. Unter der Annahme eines approximierten Wertes U_T' , welcher sich nach der Anwendung einer Stufendifferenz $n_T - 1$ als prädiktiver Istwert der MS-Sammelschienenspannung einstellt, wird Gleichung 3.38 in eine erweiterte Form überführt:

$$U_T' = U_T + (n_T - 1) \cdot \delta_U \Delta U_{TS} \quad (3.43)$$

$$U_T^* = \frac{1}{1 - \delta_U h_T} \cdot U_T' + \delta_U \varepsilon_{U,T} \quad (3.44)$$

Auf diese Weise ergibt sich ein innerer Sollwert, welcher durch das Verfahren zur Betriebspunktvalidierung (vgl. Abschnitt 3.4.3) einer Wirksamkeitsprüfung unterzogen werden kann. In einer iterativen Vorgehensweise, bei der die Stufendifferenz n_T im Fall einer nicht erfolgreichen Betriebspunktvalidierung konsekutiv um den Wert 1 reduziert wird, kann die Prozesswertausgabe an den Transformatorregler generiert werden.

3.4.3 Betriebspunktvalidierung

Bei einer näherungsweise homogenen Verschiebung der Knotenspannungen durch einen Schaltvorgang des Laststufenschalters eines HS/MS-Transformators muss gewährleistet sein, dass keine konträren Grenzwertverletzungen entstehen. Vor der Freigabe eines berechneten inneren Sollwertes findet daher eine prädiktive Analyse der Auswirkungen dieser Maßnahme statt.

Unter der Annahme eines stationären Zustandes hinsichtlich der Leistungsflüsse kann eine theoretische Lösung zur vollständigen Behebung einer vorliegenden Grenzwertverletzung durch eine direkte Spannungsregelung nur dann existieren, wenn die Bandbreite aller Spannungsmesswerte $\Delta U_{B,K}$ geringer ist als die Bandbreite der Spannungstoleranz $\Delta U_{B,W}$. Mit der Definition der Regelabweichungen nach den Gleichungen 3.27 und 3.28 (vgl. Abschnitt 3.3.2) lässt sich die *notwendige Bedingung* der Betriebspunktvalidierung direkt aus der Summe der Maxima der Regelabweichungen hinsichtlich der oberen und unteren Spannungsgrenzwerte $e_{U,o}$ bzw. $e_{U,u}$, bezeichnet durch Δe_U , ableiten (vgl. Gleichung 3.48).

$$\Delta U_{B,W} = U_n \cdot \left(\frac{w_{U,o} + w_{U,u}}{100} \right) \quad (3.45)$$

$$\Delta e_U = \max\{e_{U,o,k}\} + \max\{e_{U,u,k}\} \quad (3.46)$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{B,K} &= \Delta U_{B,W} + \Delta e_U \\ &= |\max\{U_k\} - \min\{U_k\}| \end{aligned} \quad (3.47)$$

$$\frac{\Delta U_{B,K}}{\Delta U_{B,W}} \stackrel{!}{<} 1 \Rightarrow \Delta e_U \stackrel{!}{<} 0 \quad (3.48)$$

Für die Behandlung von dualen Grenzwertverletzungen der zulässigen Spannungsgrenzwerte (gleichzeitiges Vorkommen von $G_{U,u}$ und $G_{U,o}$) ist die Verwendung des HS/MS-Transformators als Akteur folglich nicht geeignet und nicht vorgesehen.

Als weiteres Kriterium gilt es, den sich durch die Maßnahme zukünftig einstellenden Betriebspunkt hinsichtlich aller Knotenspannungen \mathbf{u}_K prädiktiv zu bewerten. Hierzu erfolgt zunächst eine Schätzung der Knotenspannungen im zukünftigen Betriebspunkt $\mathbf{u}_K' = f(n_T)$. Anhand der relativen Änderung der MS-Sammelschienenspannung $\Delta U_{T,rel}'$, die im Zuge des Schaltvorgangs um eine Stufendifferenz $n_T = f(U_T^*)$ tatsächlich resultiert, kann die Schätzung von \mathbf{u}_K' gemäß Gleichung 3.33 (vgl. Abschnitt 3.4.1) erfolgen:

$$\Delta U_{T,rel}' = \frac{\delta_U n_T \Delta U_{TS}}{U_T} \quad (3.49)$$

$$\mathbf{u}_K' = \mathbf{u}_K \cdot (1 + \Delta U_{T,rel}') \quad (3.50)$$

Die *erweiterte notwendige Bedingung* erfordert eine weitgehende Reduktion der bestehenden Regelabweichungen $\mathbf{e}_{U,o}$ bzw. $\mathbf{e}_{U,u}$. Somit werden die zukünftigen Regelabweichungen $\mathbf{e}_{U,o}'$ und $\mathbf{e}_{U,u}'$ in Analogie zu den Gleichungen 3.27 und 3.28 (vgl. Abschnitt 3.3.2) unter Berücksichtigung der zukünftigen Knotenspannungen $\mathbf{e}_v' = f(\mathbf{u}_K')$ gebildet und mit ihren aktuellen Werten verglichen. Die Betrachtung der jeweiligen Maxima ist dabei hinreichend (vgl. Gleichungen 3.51 und 3.52). Zusätzlich wird durch eine Betrachtung der jeweils entgegengesetzten Regelabweichungen der Anforderung nachgegangen, eine Entstehung konträrer Grenzwertverletzungen durch die Maßnahme zu vermeiden. Fallspezifisch gilt folglich als notwendiges Kriterium für alle überwachten Netzknoten k :

$$G_{U,o} = 1: \max\{e_{U,o,k}'\} \stackrel{!}{<} \max\{e_{U,o,k}\} \wedge \max\{e_{U,u,k}'\} \stackrel{!}{<} 0 \quad (3.51)$$

$$\text{bzw.} \quad G_{U,u} = 1: \max\{e_{U,u,k}'\} \stackrel{!}{<} \max\{e_{U,u,k}\} \wedge \max\{e_{U,o,k}'\} \stackrel{!}{<} 0 \quad (3.52)$$

Die vollständige Behebung einer vorliegenden Grenzwertverletzung im stationären Betrieb lässt sich durch eine *hinreichende Bedingung* formulieren, nach welcher alle zukünftigen Regelabweichungen hinsichtlich der geltenden Spannungsgrenzwerte kleiner als Null zu sein haben:

$$\max\{e_{U,o,k}'\} \stackrel{!}{<} 0 \wedge \max\{e_{U,u,k}'\} \stackrel{!}{<} 0 \quad (3.53)$$

Die abschließende Freigabe eines ermittelten Spannungssollwertes für den inneren Regler U_T^* erfolgt im Zuge der Betriebspunktvalidierung ausschließlich unter Erfüllung der notwendigen und der erweiterten notwendigen Bedingungen sowie der Mindestregelabweichung, die für einen Schaltvorgang erforderlich ist (vgl. Abschnitt 3.4.2). Kann eines dieser Kriterien nicht eingehalten werden, so wird die Freigabe unterbunden und gegebenenfalls eine Reduktion der Stufendifferenz n_T für eine erneute Iteration der Betriebspunktvalidierung vorgenommen, solange $n_T > 1$ gilt. Ist lediglich die hinreichende Bedingung nicht erfüllt, kann die Freigabe erfolgen. Dann müssen jedoch weitere regelnde Maßnahmen durch die Zustandsregelung eingeleitet werden, die zur vollständigen Behebung der vorliegenden Grenzwertverletzung beitragen.

Für die beschriebene Vorgehensweise ist die Datenbasis, welche durch die Zustandsüberwachung bereitgestellt wird, zwingend erforderlich. Eine Freigabe von Schaltbefehlen an den HS/MS-Transformator ist ohne die prädiktive, quantitative Bewertung ihrer Auswirkungen im Rahmen der Zustandsregelung nicht vorgesehen.

3.4.4 Diskrete Sollwertnachführung

Die autonome Führung der MS-Sammelschienenspannung durch den Transformatorregler wird im Kontext der behandelten Zustandsregelung durch ein übergeordnetes Automatisierungssystem erweitert. Damit wird der Zustandsregelung neben der Fähigkeit eines aktiven Einsatzes des HS/MS-Transformators als Akteur auch eine passive Führungsfunktion in Bezug auf diesen zugewiesen. Im Rahmen einer aktiven Maßnahme wird, entsprechend den vorangegangenen Abschnitten, der Spannungssollwert für den Transformatorregler dahingehend manipuliert, einen erzwungenen Schaltvorgang im Sinne der Spannungshaltung auf der Grundlage einer erweiterten Zustandsinformation auszulösen. Aufgrund der üblichen Netznutzungssituationen kann aber auch durch leistungsflussbedingte Spannungsschwankungen im Tagesverlauf eine stark variierende Regelabweichung der MS-Sammelschienenspannung im Umspannwerk auftreten. Bei starrer Führungsgröße am Transformatorregler sind folglich Schaltvorgänge des Stufenschalters denkbar, die eine Anpassung der MS-Sammelschienenspannung verfolgen, ohne dass akuter Bedarf dazu im Sinne der Spannungshaltung zu verzeichnen ist. Eine Erhöhung des Spannungsniveaus kann grundsätzlich zu einer Reduktion der Netzverluste beitragen, dennoch verursacht jeder Schaltvorgang mechanischen Verschleiß an der Stellvorrichtung und fördert damit den Alterungsprozess des Betriebsmittels. Die Optimierung von Netzverlusten wird aufgrund der Komplexität im Rahmen der vorliegenden Arbeit nicht näher behandelt, da sie in der Praxis von geringerer Bedeutung ist. Im Kontext der Netzautomatisierung steht der effiziente Einsatz von HS/MS-Transformatoren im Vordergrund, weshalb eine Unterbindung von Schaltvorgängen, die nicht zielführend zur Spannungshaltung erheblich sind, gefordert wird. Durch eine *diskrete Sollwertnachführung* können Regelabweichungen im inneren Regelkreis manipulativ ausgeglichen und die Beanspruchung des Stufenschalters in direkter Konsequenz minimiert werden.

Ein Nachführbetrieb gestaltet sich in der Regel über eine kontinuierliche Angleichung des inneren Sollwertes an den zugehörigen Istwert, solange der Netzzustand keinen regelnden Eingriff erfordert. Systembedingt ist es meist empfehlenswert einen diskreten Ansatz zu wählen, unter anderem um die Datenrate der Kommunikation zu begrenzen. So ließe sich die Sollwertnachführung beispielsweise in äquidistanten Zeitschritten oder über eine Hysterese-Steuerung realisieren. Um die Menge der zu übertragenden Daten zu reduzieren, empfiehlt sich die Definition eines Schwellwertes, ab welchem der Steuerbefehl zum Angleichen der Werte ausgegeben wird. Mit der Überschreitung dieser Schaltschwelle durch den Istwert U_T , wird eine Nachführung des inneren Sollwertes U_T^* ausgelöst. Sie wird durch den relativen Faktor $h_{T,N}$ quantifiziert und formuliert die Bedingung zur Sollwertnachführung gemäß: [116]

$$|U_T^* - U_T| > (1 + h_{T,N}) \cdot U_T^* \quad (3.54)$$

$$h_{T,N} \in \{z \in \mathbb{R}_0^+ \mid z < h_T\}$$

Ist diese Bedingung erfüllt, so kann von einer Regelabweichung der MS-Sammelschienen-spannung im inneren Regelkreis nach Abbildung 3.9 ausgegangen werden, die nah an einem Grenzwert der zulässigen Regelabweichung des Transformatorreglers liegt. Sofern nicht gleichzeitig eine Grenzwertverletzung im Netz vorliegt, deutet der Betriebspunkt auf einen bevorstehenden Schaltvorgang durch den Transformatorregler hin, der aus netzdienlicher Sicht nicht zwingend erforderlich wäre. Im äußeren Regelkreis liegt eine erweiterte Zustandsinformation (Spannungen im Netz) vor, die dem Transformatorregler nicht zur Verfügung steht. Auf der Bewertung dieser Information beruhend, werden derartige Schaltvorgänge durch das dezentrale Automatisierungssystem mittels Sollwertnachführung

$$U_T^* = U_T \quad (3.55)$$

unter der Voraussetzung, dass ein gültiger Istwert vorliegt und der Transformatorregler über eine dynamische Sollwertanpassung verfügt, vermieden.

3.5 Dynamisches Last- und Einspeisemanagement

Die zunehmende Durchdringung erneuerbarer Energien auf der Verteilungsnetzebene verändert die Netznutzungssituationen massiv und bietet gleichzeitig neue Potenziale zur Steuerung der Leistungsflüsse (vgl. Abschnitt 1.1). Anlagen mit einer signifikanten Leistungseinspeisung, aber auch leistungsintensiver Bezug unter gesonderten Vereinbarungen mit dem Netzbetreiber, sind durch den Anlagenbetreiber mit entsprechenden Mess- und Steuereinrichtungen auszustatten (vgl. Abschnitt 2.2). Bei Bedarf müssen sie in der Lage sein, Fernsteuersignale zu empfangen und Leistungsreduktionen nach Vorgaben des Netzbetreibers im Sinne des netzdienlichen Einsatzes innerhalb einer festgelegten Zeit umzusetzen. Für den autarken Betrieb des Mittelspannungs-

netzes durch ein Automatisierungssystem stellt die Leistungsanpassung ein elementares Werkzeug zur Zustandsregelung dar. Die Anpassung von sowohl eingespeister als auch bezogener Leistung bietet die Möglichkeit einer Leistungsflussanpassung im Netz, die sich unmittelbar auf die Zweigströme und indirekt auf die Knotenspannungen auswirkt. Sie eignet sich folglich gleichermaßen zur Spannungshaltung als auch zum Engpassmanagement.

3.5.1 Selektive Wirk- und Blindleistungsregelung

Der Wirkanteil der elektrischen Leistung in einem Energieversorgungsnetz beeinflusst maßgeblich die Übertragungsverluste und verursacht dabei einen Spannungsabfall oder -anstieg, der im unregulierten Betrieb zu Grenzwertverletzungen führen kann. Gleichzeitig ist er proportional zu dem Wirkanteil des elektrischen Stroms und hat damit eine relevante Auswirkung auf die Auslastung der eingesetzten elektrischen Betriebsmittel im Netz. Er stellt damit aus rein technischer Sicht eine Kerngröße sowohl zur Spannungshaltung als auch zum Engpassmanagement dar. Eine dynamische Anpassung der Wirkleistung ist deshalb eine besonders wirksame Maßnahme im Rahmen einer Automatisierung der Netze, insbesondere zur Zustandsregelung. In Mittelspannungsnetzen ist, verglichen mit Niederspannungsnetzen, auch der Blindanteil, der zur Übertragung der elektrischen Leistung unvermeidlich ist, nicht zu vernachlässigen. Aufgrund des geringeren R/X-Verhältnisses, der in Mittelspannungsnetzen üblicherweise eingesetzten Leitungen, ergibt sich hier ein signifikanter Einfluss auf den Netzzustand. Gleichzeitig können durch eine unverhältnismäßige Blindleistungsbereitstellung hervorgerufene Blindströme zu erhöhten Verlusten führen und damit die Übertragungskapazität des Netzes reduzieren. [117]

Gegenüber der näherungsweise homogenen Auswirkung einer Transformatorstufung (vgl. Abschnitt 3.4.1) ermöglicht die Betriebspunktverschiebung an einem steuerbaren Netzteilnehmer eine selektive und topologisch gezielte Beeinflussung von Regelgrößen in lokalen Netzbereichen. Abbildung 3.12 veranschaulicht in Analogie zu dem in Abbildung 3.10 gezeigten inhomogenen Szenario, wie die Behebung einer Spannungsbandverletzung durch eine gezielte Leistungsanpassung im Netz erfolgen kann. Die Leistungsänderung $\Delta \underline{S}_i$ an einem Knoten i verursacht dabei eine Spannungsänderung $\Delta U_i = f(\Delta \underline{S}_i)$, die sich selektiv auf die Netzbereiche auswirkt. Ihre Wirkung zeichnet sich durch eine lokale Charakteristik ab und kann zudem in deutlich feineren Abstufungen gegenüber der direkten Spannungsregelung erfolgen. Sie erfordert jedoch eine präzise Selektion von verfügbaren Stellgliedern sowie eine Ermittlung von Stellwerten, die maßgeblich von dem Streckenmodell abhängig ist.

In diesem Zusammenhang wird ein generisches Aktormodell gemäß der Modellbildung von PQ-Aktoren berücksichtigt (vgl. Abschnitt 3.2.1). Aufgrund der Vielfalt in der tatsächlichen Umsetzung der Steuereinrichtungen, wird die detaillierte Betrachtung des inneren Regelkreises, wie es im Fall der direkten Spannungsregelung erfolgt (vgl. Abschnitt 3.4), nicht näher behandelt. Die

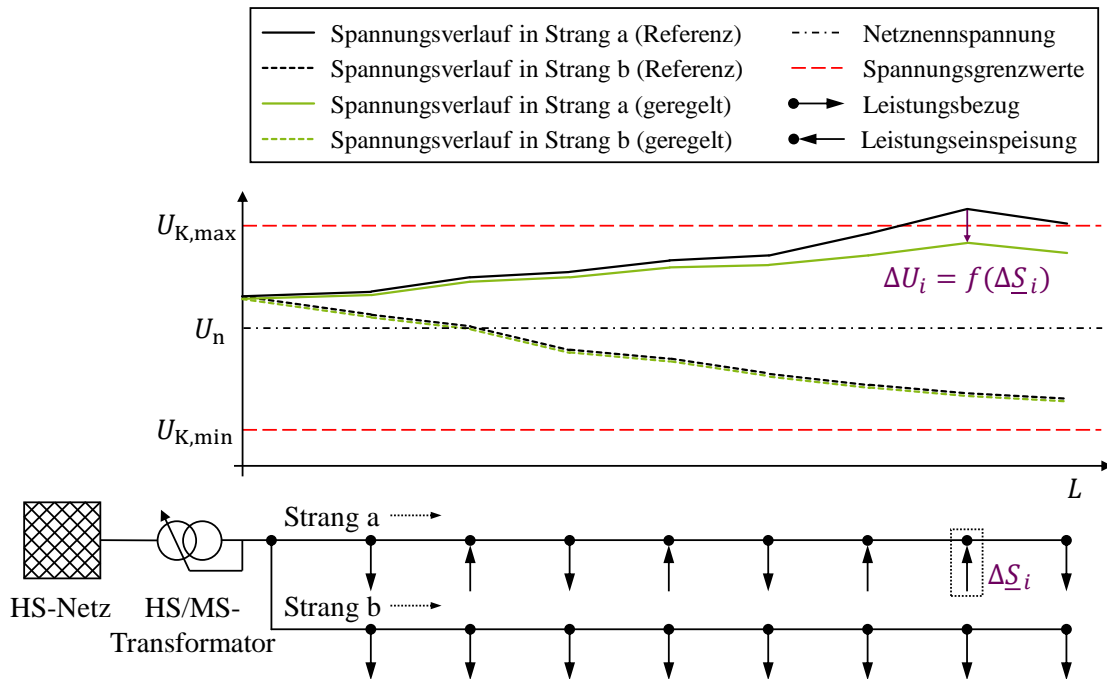


Abbildung 3.12: Exemplarische Darstellung einer selektiven Leistungsanpassung ΔS_i zur Spannungshaltung in einem Szenario mit stark inhomogener Netzauslastung

Herausforderung in der vorliegenden Systemkonstellation besteht in einer optimalen Entscheidungsfindung durch die übergeordnete Instanz zur autarken Netzführung. Hierzu zählen die *Selektion wirksamer Aktoren* und die fallspezifische Ermittlung von neuen Betriebspunkten zur optimalen Einhaltung der geltenden Grenzwerte (*Betriebspunktverschiebung*). Auch hier gilt die Anforderung zur Vermeidung unwirksamer Eingriffe, die im Rahmen einer *Betriebspunktvalidierung* sicherzustellen ist. Abbildung 3.13 zeigt den Ablauf der wesentlichen Schritte zur Ermittlung von Stellwerten im Rahmen der selektiven Wirk- und Blindleistungsregelung. Analog zu der Vorgehensweise der direkten Spannungsregelung ist die konsekutive Reduktion einer ermittelten Betriebspunktverschiebung vorgesehen, um das Ausmaß der Grenzwertverletzung zu mindern, sofern ihre vollständige Behebung mit den gewählten Mitteln nicht erreicht werden kann. Die Existenz lokaler Steuereinrichtungen für die Umsetzung von Befehlsvorgaben wird vorausgesetzt.

Die nachfolgenden Abschnitte behandeln die nähere mathematische Vorgehensweise zur Ermittlung eines zielführenden Stellwertes an PQ-Aktoren innerhalb der Funktionsbausteine *Betriebspunktverschiebung* und *Betriebspunktvalidierung*. Dabei erfolgt eine gesonderte Betrachtung der Anwendungsfälle *Spannungshaltung* und *Engpassmanagement*. Zudem erhält die *Selektion von Aktoren* im Kontext des dynamischen Last- und Einspeisemanagements einen besonderen Stellenwert als Schlüsselkomponente der selektiven Wirksamkeit einer Maßnahme. Die Überführung der dargestellten Methodik in eine adaptive Gesamtstrategie zur Zustandsregelung in Mittelspannungsnetzen erfolgt in Abschnitt 3.7.

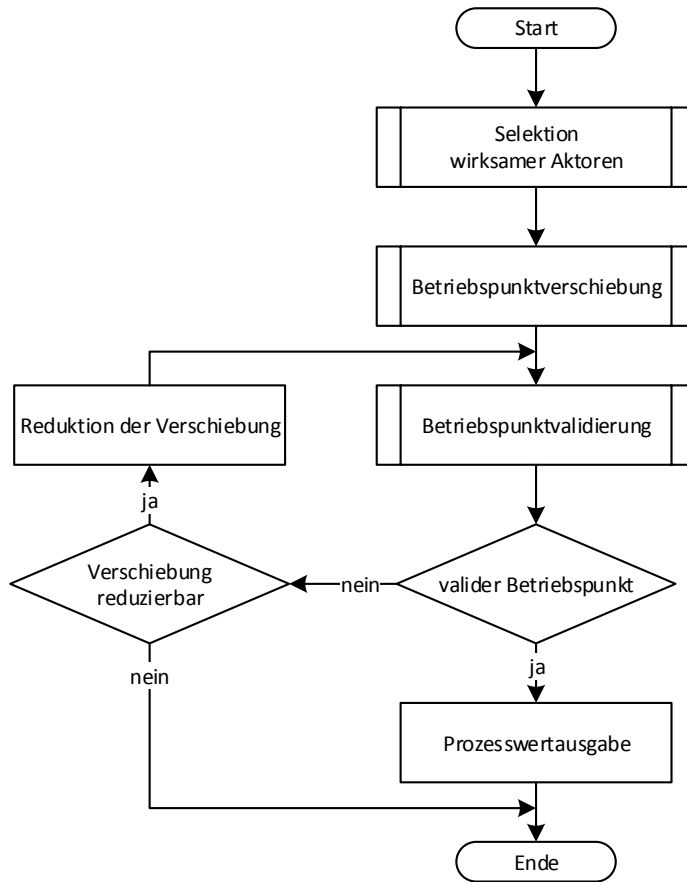


Abbildung 3.13: Ablauf der Funktionsbausteine zur selektiven Wirk- und Blindleistungsregelung

3.5.2 Betriebspunktverschiebung zur Spannungshaltung

Unter der Annahme einer vorliegenden Grenzwertverletzung des zulässigen Spannungsbandes an einem Netzknoten k , kann eine Anpassung des Leistungsflusses durch die selektive Vorgabe von Wirk- oder Blindleistungsstellwerten eine wirksame Maßnahme zur Spannungshaltung darstellen. Mithilfe der Sensitivitätsmatrix $\underline{\mathbf{M}}$ kann der Einfluss einer Anpassung der komplexen Scheinleistungsbezüge $\Delta\underline{\mathbf{S}}_K$ auf die Änderung der Knotenspannungen $\Delta\underline{\mathbf{U}}_K$ gemäß Gleichung 3.13 (vgl. Abschnitt 3.2.2) abgeschätzt werden. Der spezifische Sensitivitätsfaktor \underline{m}_{ak} bildet, als Element (a, k) in $\underline{\mathbf{M}}$ vorliegend, eine zentrale Größe zur Bestimmung des Einflusses einer Änderung des komplexen Scheinleistungsbezugs $\Delta\underline{S}_a$ an einem Knoten a auf die lokale Knotenspannungsänderung $\Delta\underline{U}_k$ an einem Knoten k . Nach erfolgter Selektion eines geeigneten Aktors an einem Netzknoten a kann demnach auf der Grundlage des linearisierten Streckenmodells, unter der Annahme eines ansonsten stationären Netzzustandes, der Zusammenhang zwischen $\Delta\underline{S}_a$ und $\Delta\underline{U}_k$ anhand von \underline{m}_{ak} gemäß Gleichung 3.56 in Näherung beschrieben werden. Aus Symmetriegründen der Sensitivitätsmatrix gilt $\underline{m}_{ak} = \underline{m}_{ka}$.

$$\Delta\underline{U}_k = \frac{1}{3} \cdot \underline{m}_{ak} \cdot (\underline{U}_a^{-1} \cdot \Delta\underline{S}_a)^* \quad (3.56)$$

Unter Berücksichtigung der Restriktionen, die im realen Einsatz von Automatisierungstechnik in elektrischen Energieversorgungsnetzen auftreten, kann jedoch nicht pauschal von der Verfügbarkeit messtechnischer Einrichtungen zur Erfassung von komplexen Größen ausgegangen werden. Trotz gegebener technologischer Möglichkeit ist hierfür eine deutlich aufwendigere Ausführung erforderlich, die zu einer insgesamt kostenintensiveren Lösung führt. Zudem beziehen sich geltende Grenzwerte im Sinne der Spannungshaltung auf die Effektivwerte der Knotenspannungen (vgl. Abschnitt 2.1). Eine strikte Umstellung der Gleichung 3.56 in die Form $\Delta \underline{S}_a = f(\Delta U_k)$, wobei die komplexe Spannungsänderung durch ihren Effektivwert ersetzt wird, führt zu einer erhöhten Ungenauigkeit. Des Weiteren ließe sich das Ergebnis auf diese Weise nur bedingt einer reinen Blind- bzw. Wirkleistungsanpassung, welche als definierte Stellgrößen gelten (vgl. Abschnitt 3.2.3), zuordnen. Ausgehend von einer selektiven Veränderung der Blind- oder Wirkkomponente von $\Delta \underline{S}_a$ gemäß Gleichung 3.12 (vgl. Abschnitt 3.2.2), ist folglich eine Knotenspannungsänderung ΔU_k zu verursachen, die im Betrag größer als die vorherrschende Regelabweichung $e_{U,k}$ ist. Für den internen Ermittlungsprozess erfolgt daher auf dieser Basis die Bildung eines dynamischen Spannungssollwertes U_k^* .

$$|\Delta U_k| \stackrel{!}{>} e_{U,k} = \begin{cases} e_{U,o,k}, & e_{U,o,k} > 0 \\ e_{U,u,k}, & e_{U,u,k} > 0 \end{cases} \quad (3.57)$$

$$U_k^* = U_k + \Delta U_k \quad (3.58)$$

Das Verfahren zur Findung einer mindestens erforderlichen Wirk- oder Blindleistungsänderung ΔP_a bzw. ΔQ_a an Knoten a gestaltet sich iterativ auf der Grundlage von Gleichung 3.56 bis zum Erreichen der Bedingung nach Gleichung 3.57. Intervallarithmetische Methoden tragen in dem Zusammenhang signifikant zu einer optimierten Lösungsfindung bei [110, 118]. Für eine effiziente schrittweise Näherung eignet sich beispielsweise ein Bisektionsverfahren, welches mit dem Istwert der jeweiligen Stellgröße sowie der richtungsabhängigen Grenze des Stellbereiches des gewählten Aktors initiiert wird. Eine weitere Optimierung der Iterationsschritte wird durch die zusätzliche Berücksichtigung der Stelleigenschaften des Aktors erreicht, indem die Intervallhalbierung in Abhängigkeit von der Schrittweite des Stellbereiches gesetzt wird (vgl. Abschnitt 3.2.1). Somit lässt sich in jedem Näherungsschritt der Bisektion das jeweils nächste Intervall durch eine entsprechende Rundung des aktuellen Wertes reduzieren, was zu einer beschleunigten Lösungsfindung führen kann. Nach dieser Vorgehensweise findet zudem eine ausschließliche Betrachtung von tatsächlich realisierbaren Stellwerten des Aktors statt. Eine redundante Prüfung von nicht praktikablen Werten entfällt, sodass die erhöhte Zuverlässigkeit des Berechnungsergebnisses gegeben ist.

Die Genauigkeit des Verfahrens weist eine starke Abhängigkeit von dem Streckenmodell auf. Es wird jedoch aufgrund der hohen Volatilität der Netznutzungssituation und damit einhergehenden Störeinflüssen keine hohe Güteforderung an das Verfahren gesetzt. Durch den Entwurf einer echtzeitfähigen Regelungsstrategie wird eine Adaptivität an die aktuelle Situation gewährleistet. Als

zusätzliche Maßnahme lassen sich große Modellunsicherheiten durch eine kleine Reglerverstärkung kompensieren [95]. Aus diesem Grund wird die ermittelte Stellwertänderung ΔX_a des Stellwertes X_a abschließend anhand eines parametrisierten Verstärkungsfaktors der Spannungsregelung $k_{P,U}$ modifiziert. Dabei muss unter Umständen eine erneute Berücksichtigung der tatsächlich realisierbaren Stellwerte des Aktors erfolgen. Um bleibende Regelabweichungen zu vermeiden, wird der Verstärkungsfaktor auf kleine Stellwertänderungen nicht angewendet. Als Schwellwert dient hierzu die relative Mindeständerung $h_{X,\min}$, die ΔX_a bezogen auf die installierte Leistung des Aktors $X_{a,\text{inst}}$ erreichen muss.

$$X_a = \begin{cases} X_a + k_{P,U} \cdot \Delta X_a, & \left| \frac{\Delta X_a}{X_{a,\text{inst}}} \right| > h_{X,\min} \\ X_a + \Delta X_a, & \text{sonst} \end{cases} \quad (3.59)$$

3.5.3 Betriebspunktverschiebung zum Engpassmanagement

Der Fall einer vorliegenden Betriebsmittelüberlastung wird durch die Überschreitung von Grenzwerten hinsichtlich des Stromflusses über eine elektrische Leitung oder den HS/MS-Transformator detektiert (vgl. Abschnitt 3.3.2). Im Sinne des Engpassmanagements stellt eine Betriebspunktverschiebung von steuerbaren Netzteilnehmern eine wirksame Maßnahme zur gezielten Reduktion von Stromflüssen dar.

Die Vorgehensweise beruht im Wesentlichen auf dem Verfahren zur Anpassung des Betriebspunktes im Sinne der Spannungshaltung (vgl. Abschnitt 3.5.2). Ausgehend von dem Zusammenhang zwischen Zweigstrom und Knotenspannung über die Knotenpunkt-Admittanzmatrix, gemäß Gleichung 3.14 (vgl. Abschnitt 3.2.2), ergibt sich die Stromänderung ΔI_{ij} bei einem positiven Leistungsfluss von Netzknoten i nach j zu:

$$\Delta I_{ij} = \underline{Y}_{ij} \cdot (\Delta \underline{U}_j - \Delta \underline{U}_i) \quad (3.60)$$

Mit Gleichung 3.56 (vgl. Abschnitt 3.5.2) wird dieser Ausdruck in eine Abhängigkeit von einer angenommenen Änderung der komplexen Scheinleistung $\Delta \underline{S}_a$ an einem Knotenpunkt a überführt:

$$\Delta I_{ij} = \frac{1}{3} \cdot \underline{Y}_{ij} \cdot (\underline{m}_{aj} - \underline{m}_{ai}) \cdot (\underline{U}_a^{-1} \cdot \Delta \underline{S}_a)^* \quad (3.61)$$

Nach diesem Zusammenhang lässt sich die Änderung des HS/MS-Transformatorstroms $\Delta \underline{I}_T$ mithilfe der erweiterten Knotenpunkt-Admittanzmatrix \underline{Y}_E (vgl. Abschnitt 3.2.2) abschätzen, wobei die Indizes i und j den ober- bzw. unterspannungsseitig umgebenden Netzknoten des HS/MS-Transformators entsprechen würden. Alternativ lässt sich $\Delta \underline{I}_T$ in Abhängigkeit von der Leistungsanpassung unter vereinfachter Vernachlässigung der Änderung der Netzverluste durch einen näherungsweise proportionalen Zusammenhang abschätzen:

$$\Delta I_T = \frac{1}{3} \cdot (\underline{U}_a^{-1} \cdot \Delta \underline{S}_a)^* \quad (3.62)$$

Die Ermittlung der erforderlichen Stellwertänderung verläuft analog zu der in Abschnitt 3.5.2 geschilderten Vorgehensweise im Sinne der Spannungshaltung vor dem Hintergrund der abschließlichen Verfügbarkeit nichtkomplexer Messgrößen. Die Zielbedingung für das Bisektionsverfahren wird durch die entsprechenden Regelabweichungen formuliert und demnach systemintern ein dynamischer Stromsollwert für eine von den Netzknoten i und j umgebene Leitung (I_{ij}^*) bzw. den HS/MS-Transformator (I_T^*) verfolgt.

$$|\Delta I_{ij}| \stackrel{!}{>} e_{I,ij} \quad \text{bzw.} \quad |\Delta I_T| \stackrel{!}{>} e_T \quad (3.63)$$

$$I_{ij}^* = I_{ij} + \Delta I_{ij} \quad (3.64)$$

$$I_T^* = I_T + \Delta I_T \quad (3.65)$$

Die Einführung einer spezifischen Proportionalverstärkung der Stromregelung $k_{P,I}$ ermöglicht auch hier eine individuelle Einstellung des Reglerverhaltens zur Kompensation von Modellunsicherheiten durch die Dämpfung der ermittelten Stellwertänderung ΔX_a des Stellwertes X_a unter Berücksichtigung einer relativen Mindeständerung $h_{X,\min}$ analog zu Gleichung 3.59 (vgl. Abschnitt 3.5.2).

$$X_a = \begin{cases} X_a + k_{P,I} \cdot \Delta X_a, & \left| \frac{\Delta X_a}{X_{a,\text{inst}}} \right| > h_{X,\min} \\ X_a + \Delta X_a, & \text{sonst} \end{cases} \quad (3.66)$$

3.5.4 Betriebspunktvalidierung

Die Berechnungslogik zur Ermittlung von Stellwerten beruht auf lokalen Größen am Ort oder in der Nähe der jeweiligen Grenzwertverletzung mit dem primären Ziel von dessen Behebung. Die Komplexität des Energieversorgungssystems darf jedoch auch im Fall des dynamischen Last- und Einspeisemanagements nicht vernachlässigt werden. Im Sinne der Sicherheit von Eingriffen ist daher, analog zu dem Verfahren der direkten Spannungsregelung (vgl. Abschnitt 3.4), eine Prüfung von ermittelten Stellwerten vor deren Ausgabe zwingend erforderlich. Dabei sind die globalen Auswirkungen auf den gesamten überwachten Bereich als Bewertungsgrundlage heranzuziehen. Zudem ist eine übergreifende Betrachtung aller Regelgrößen nötig, um zu vermeiden, dass beispielsweise die Behebung einer Betriebsmittelüberlastung zu der Entstehung einer Spannungsbandverletzung führt. Die Reduktion der behandelten Regelabweichung e_ν darf folglich unter Einsatz der gewählten Maßnahme nicht zu der Entstehung einer positiven Regelabweichung einer beliebigen anderen Regelgröße ν führen. Liegen mehrere positive Regelabweichungen vor, so darf als zusätzliche Bedingung keine von ihnen vergrößert werden.

Zu diesem Zweck kann eine Schätzung über das approximierte Streckenmodell anhand der Gleichungen 3.13 und 3.14 (vgl. Abschnitt 3.2.2) erfolgen, wobei die Antwort aller Regelgrößen auf die anzunehmende Leistungsanpassung als Stellwert betrachtet wird. Die Analyse der Regelabweichungen im zukünftigen Betriebspunkt e' nach dem Verfahren zur Zustandsbewertung (vgl. Abschnitt 3.3.2), liefert in Verbindung mit den aktuellen Regelabweichungen e die erforderliche Informationsgrundlage für den Validierungsprozess. Für jede Regelabweichung e_v gilt:

$$e_v \leq 0: e_v' \stackrel{!}{\leq} 0 \quad (3.67)$$

$$e_v > 0: e_v' \stackrel{!}{\leq} e_v \quad (3.68)$$

Auf diese Weise kann die Bewertung des für einen Aktor ermittelten Stellwertes im Rahmen einer geeigneten Regelungsstrategie zu dessen Freigabe, Unterdrückung oder zur Findung einer weiterführenden Lösungsstrategie führen. Analog zu der Vorgehensweise der direkten Spannungsregelung stellt die Reduktion der Stellwertänderung eine Option dar, die im Fall einer nicht erfolgreichen Betriebspunktvalidierung zu einer ersatzweisen Lösung führen kann, welche zumindest teilweise zu einer vollumfänglichen Lösung beiträgt (vgl. Abschnitt 3.4). In Einzelfällen kann es dabei grundsätzlich tolerabel sein, die geringfügige Erhöhung einer Grenzwertverletzung hinzunehmen, sofern diese von ihrem Typ her als weniger kritisch bewertet wird, als die behandelte Regelgröße. Dies kann beispielsweise eine kurzzeitige Vergrößerung der Regelabweichung hinsichtlich der unteren Grenze des zulässigen Spannungsbandes ($e_{U,u}$) im Zuge der Behebung einer Überlastung des HS/MS-Transformators (e_T) sein, welche anschließend mit weiteren Maßnahmen behandelt wird. Insbesondere in Fällen, in denen keine alternative Option zur Lösung eines kritischen Netzzustandes existiert, müssen sämtliche Maßnahmen in Erwägung gezogen werden, die das Ausmaß der Grenzwertverletzung reduzieren können. Dies hängt jedoch sehr stark von dem jeweiligen Szenario und den Gegebenheiten im Netz sowie auch von der Philosophie des verantwortlichen Netzbetreibers ab. Eine allgemeingültige Regel lässt sich hierzu nicht formulieren, weshalb die Bedingungen nach den Gleichungen 3.67 bzw. 3.68 zur Stellwertvalidierung im Einsatz eines Automatisierungssystems für Mittelspannungsnetze empfehlenswert sind.

3.5.5 Selektion von Aktoren

Für die selektive, netzdienliche Wirk- oder Blindleistungsanpassung ist die Auswahl des topologischen Ortes, an dem die Leistungsanpassung durchgeführt wird, von zentraler Bedeutung. Für die Behandlung einer Grenzwertverletzung sind nicht alle Aktoren gleichwertig geeignet. Sie sind zudem unter realen Bedingungen nicht zu jeder Zeit für einen regelnden Eingriff verfügbar. Der Selektion des einzusetzenden Aktors für eine vorgesehene Maßnahme liegt daher die Bewertung mehrerer Kriterien zugrunde. *Statusinformationen der Anlage* liefern eine Informationsgrundlage über den aktuellen Betriebszustand eines Aktors, die vor dessen Anwahl zu bewerten ist. Die

Wirksamkeit der Anlage auf die Regelgröße quantifiziert ihren grundsätzlichen Einfluss auf spezifische Grenzwertverletzungen und bildet die Basis für den *Prozess zur Anlagenpriorisierung*.

Statusinformationen der Anlage:

Die Bewertung von Anlagen-Statusinformationen findet in Echtzeit statt und beruht auf einer Überwachung der rückgemeldeten Prozesswerte des Aktors. Sie geben Auskunft über die aktuellen Istwerte der Stellgrößen, die sich in tatsächliche Messgrößen und wirkende Prozesswerte unterteilen lassen. Auf diese Weise lässt sich durch gezielte Logiken innerhalb des Automatisierungssystems eine erweiterte Interpretation des Aktorstaus realisieren, wohingegen eine direkte Bewertung der freien Regelkapazität anhand der tatsächlichen Messwerte zu irrtümlichen Annahmen führen kann. Am Beispiel einer Photovoltaikanlage ist die volatile Reduktion von eingespeister Leistung aufgrund von wechselndem Bewölkungsgrad üblich, selbst wenn durch die lokalen Regelungseinrichtungen keine aktive Wirkleistungsreduktion verfolgt wird. Trotz geringem Messwert besteht folglich keine Regelkapazität in positiver Richtung. Insofern kann anhand des rückgeführten wirkenden Sollwertes $X_{a,w}$ und unter Kenntnis der Anlagenparameter eines Aktors a , welche die Grenzwerte des Stellbereiches festlegen ($X_{a,\min}$ und $X_{a,\max}$), die Information über verfügbare Regelkapazität richtungsbezogen über zwei logische Statusvariablen R_a^+ bzw. R_a^- ausgedrückt werden:

$$R_a^+ = \begin{cases} \text{true}, & X_{a,w} < X_{a,\max} \\ \text{false}, & \text{sonst} \end{cases} \quad (3.69)$$

$$R_a^- = \begin{cases} \text{true}, & X_{a,w} > X_{a,\min} \\ \text{false}, & \text{sonst} \end{cases} \quad (3.70)$$

Im Weiteren kann während des Betriebs eine Nichtverfügbarkeit der Anlage aufgrund unterschiedlicher Umstände vorliegen, die für eine zuverlässige und stabile Betriebsweise der Zustandsregelung zwingend in der Selektion zu berücksichtigen ist. Ein solcher Zustand kann beispielsweise dann auftreten, wenn eine Anlage aufgrund von Wartungsarbeiten für die Fernsteuerung gesperrt bzw. in den Handbetrieb geschaltet wird. Auch eine Unterbrechung der Kommunikationsstrecke lässt sich anhand der eingesetzten Protokolle identifizieren und kann insofern, zusammen mit erweiterten Eigenschaften, zu der Definition einer aggregierten Verfügbarkeitsinformation hinzugezogen werden. Diese enthält darüber hinaus eine Auswertungsinformation anhand von internen Steuerparametern, die beispielsweise Totzeiten zwischen zwei Stellbefehlen (technisch anlagenbedingt oder nach Nutzervorgabe) oder einzuhaltende Wartezeiten während einer aktiven Befehlsausführung berücksichtigt.

Wirksamkeit der Anlage auf die Regelgröße:

Eine maßgebliche Information für die Selektion von Aktoren ist die spezifische Wirksamkeit auf den topologischen Ort sowie auf die Art der Grenzwertverletzung. Sie lässt sich über den Sensitivitätswert zwischen zwei Netzknoten quantisieren (vgl. Abschnitt 3.2.2). Im Rahmen der

Sensitivitätsanalyse kann die Wirksamkeit eines Aktors auf einen beliebigen topologischen Ort innerhalb des überwachten Netzbereiches unter Berücksichtigung einiger Regeln bestimmt werden. Bei dieser Analyse ist zudem die individuelle Wirksamkeit auf die Regelgrößen des Systems zu betrachten, da beispielsweise die Beeinflussung des Spannungsniveaus an einem Ort nicht zwingend zu einer nennenswerten Veränderung lokaler Zweigströme an demselben Ort führt. Insbesondere die Ermittlung der Wirksamkeit auf den Stromfluss über einzelne Leitungen des Netzes erfordert eine detaillierte Betrachtung, da diese stark von der Leistungsflusssituation abhängt. Sie ist innerhalb eines radialen Netzes deutlich einfacher zu bestimmen als in einem vermaschten Netz, kann jedoch über die nachfolgend aufgeführten Regeln allgemeingültig für einen Versorgungsbereich bewertet werden.

Die Wirksamkeit einer Leistungsanpassung ΔS_a an einem Knoten a auf die Knotenspannung U_k an einem Knoten k ist genau dann gegeben, wenn die Elemente \underline{m}_{ak} bzw. \underline{m}_{ka} in der symmetrischen Sensitivitätsmatrix \underline{M} größer als Null sind (vgl. Gleichung 3.56). Diese können hinsichtlich der Wirk- und Blindkomponente der Leistungsanpassung in ihren Real- und Imaginärteil aufgeteilt werden [39] und werden nachfolgend durch verallgemeinerte, für beide Fälle gültige Bedingungen berücksichtigt. Um schwache Sensitivitäten aus den Lösungsoptionen auszuschließen, muss diese Bedingung jeweils um einen Schwellwert $m_{U,\min}$ ergänzt werden (vgl. Gleichung 3.71). Eine schwache Sensitivität ergibt sich beispielsweise dann, wenn in einem nicht vermaschten Netz die elektrotechnischen Eigenschaften des versorgenden HS/MS-Transformators in der Admittanz- und der daraus abgeleiteten Sensitivitätsmatrix berücksichtigt werden. Aufgrund der Verluste des Transformators ergibt sich ein sehr geringer Einfluss einer Leistungsanpassung in einem Netzstrang auf weitere Netzstränge, die über eine Sammelschiene mit demselben HS/MS-Transformator verbunden sind. Dieser Einfluss ist jedoch marginal und sein Nutzen, insbesondere unter Berücksichtigung von Vergütungsmaßnahmen für die Reduktion von eingespeister Energie an Kundenanlagen, folglich unwirtschaftlich und vernachlässigbar. Darüber hinaus werden durch die Schwellwerte prozessorbedingte Ungenauigkeiten in den Berechnungen behandelt, die in der programmiertechnischen Umsetzung von Regelalgorithmen auftreten können. Die Bedingung zur Bestimmung der Wirksamkeit im Kontext einer Knotenspannungsregelung ergibt sich somit zu:

$$m_{ak} > m_{U,\min} \quad (3.71)$$

Für die Bestimmung der Wirksamkeit einer Leistungsanpassung an einem Knoten a auf einen Zweigstrom I_{ij} , der zwischen den Knoten i und j fließt, genügt eine einfache Abfrage analog zu der Bedingung nach Gleichung 3.71 nicht, da sowohl die topologische Anordnung als auch die Leistungsflusssituation eine wichtige Rolle spielen. Da I_{ij} aus einer Spannungsdifferenz ΔU_{ij} folgt, ergibt sich eine Stromflussänderung ΔI_{ij} gemäß Gleichung 3.60 aus einer Änderung der Spannungsdifferenz $\Delta \Delta U_{ij}$ (vgl. Abschnitt 3.5.3):

$$\Delta I_{ij} \sim \Delta \Delta U_{ij}. \quad (3.72)$$

Dies liegt folglich genau dann vor, wenn eine Sensitivitätsdifferenz $\Delta m_{a,ij}$ gegeben ist, die im Betrag größer als Null bzw. analog zu der Bedingung nach Gleichung 3.71 größer als ein festgelegter Schwellwert $m_{I,\min}$ ist. Mit dieser Bedingung wird insbesondere die Auswahl von denjenigen Aktoren, die sich nicht in einem Netzstrang mit der betroffenen Leitung befinden, unterbunden. Durch die entsprechende Definition der Knoten i und j in der Form, dass der tatsächlich gemessene Leistungsfluss in Richtung des Knoten j gegeben ist, bestimmt die Situation der Netzauslastung das Vorzeichen von $\Delta m_{a,ij}$ und damit auch die Richtung der Wirkung einer Leistungsanpassung auf I_{ij} :

$$\Delta m_{a,ij} = m_{aj} - m_{ai} \quad (3.73)$$

$$|\Delta m_{a,ij}| > m_{I,\min} \quad (3.74)$$

Zusätzlich müssen die beiden Sensitivitätswerte m_{ii} und m_{jj} , die sich in den Diagonalelementen (i, i) und (j, j) der Sensitivitätsmatrix befinden, kleiner als das Diagonalelement m_{aa} sein (vgl. Gleichung 3.75). Dadurch, dass die Eigensensitivität des Knoten a jeweils größer als die Eigensensitivitäten der Knoten i und j ist, wird gewährleistet, dass Knoten a , an dem die Leistungsanpassung vorgenommen wird, eine elektrisch größere Entfernung zu dem versorgenden HS/MS-Transformator aufweist als die betroffene Leitung. Für Aktoren, die innerhalb eines Netzstrangs elektrisch näher an dem versorgenden HS/MS-Transformator liegen als die betroffene Leitung und die somit keine Wirksamkeit auf den Stromfluss über jene Leitung aufweisen, wird diese Bedingung nicht erfüllt. Sie werden folglich in der Selektion als mögliche Handlungsoption ausgeschlossen.

$$m_{aa} > m_{ii} \wedge m_{aa} > m_{jj} \quad (3.75)$$

Die Bewertung der Wirksamkeit eines Aktors auf die Strombelastung des HS/MS-Transformators ist vergleichsweise trivial, da grundsätzlich jeder Leistungsbezug und jede dezentrale Leistungseinspeisung innerhalb seines Versorgungsgebietes eine Wirksamkeit auf die Leistungsbilanz am Netzverknüpfungspunkt aufweist. Unter der Voraussetzung, dass ein Parallelbetrieb mehrerer HS/MS-Transformatoren sowie der Betrieb mit Gegenstation ausgeschlossen sind, ergibt sich ein eindeutiger Netzverknüpfungspunkt, der als Bilanzknoten jede Veränderung der ihm nachgelagerten Einspeise- und Bezugssituation erfährt. Nach den beschriebenen Bildungsgesetzen der Sensitivitätsmatrix repräsentieren ihre Diagonalelemente m_{aa} eine Größe, deren Wert mit der elektrischen Distanz zu diesem in Korrelation gebracht werden kann. Ein quantitatives Bewertungskriterium für den Priorisierungsprozess der verfügbaren Aktoren ist in diesem Fall folglich durch die Eigensensitivität des Aktors m_{aa} gegeben.

Prozess zur Anlagenpriorisierung:

Die Auswahl des einzusetzenden Aktors erfolgt im Wesentlichen unter dem Aspekt der technischen Wirksamkeit anhand der Sensitivitätswerte. Die zuvor aufgeführten Bedingungen nach den Gleichungen 3.71, 3.74 und 3.75 liefern dabei zusammen mit den Eigensensitivitäten eine quantitative Bewertungsgrundlage, aus welcher Regeln für die Priorisierung mehrerer wirksamer Aktoren abgeleitet werden können. Das technische Ziel der Priorisierung liegt in einem möglichst effizienten Eingriff, bei dem die größtmögliche Wirkung unter geringstmöglicher erforderlicher Leistungsanpassung erzielt wird. Da sich die Wirksamkeit unmittelbar aus der Topologie des Netzes ableitet, muss diese Bewertung nicht kontinuierlich erfolgen, sondern kann ereignisorientiert durch Netzumschaltungen ausgelöst und für den weiteren Betrieb in quasi-statischen Priorisierungsmatrizen hinterlegt werden. Im Betrieb erfolgt die Selektion in einem zweistufigen Prozess, der zum einen auf dieser Datengrundlage und zum anderen auf einer dynamischen Prüfung der Statusinformationen der Aktoren in Echtzeit aufbaut.

Der Aufbau von Priorisierungsmatrizen erfolgt im Zusammenhang mit der beschriebenen Sensitivitätsanalyse zur Wirksamkeit der Aktoren. Dabei werden zu den unscharfen Indikatoren G_v (vgl. Abschnitt 3.3.2) jeweils Priorisierungsmatrizen $T_{v,X}$ je mögliche Stellgröße X gebildet und im Systemabbild hinterlegt. Als Einträge enthalten sie eindeutige Zuordnungen zu spezifisch einsetzbaren Aktoren A_{ij} anhand ihrer ID oder zugehörigen Knotennummer des Netzes in einem sortierten Format. Der Spaltenindex j bezieht sich auf den topologischen Ort der Grenzwertverletzung (ID oder Knotennummer bzw. Bezeichnung des Betriebsmittels), während der Zeilenindex i mit der Rangfolge des Eintrags gleichzusetzen ist. Für n Knoten bzw. Betriebsmittel und m verfügbare Aktoren ergibt sich somit eine Matrix der Dimension $m \times n$:

$$T_{v,X} = \begin{bmatrix} A_{11} & \cdots & A_{1j} & \cdots & A_{1n} \\ \vdots & & & & \vdots \\ A_{i1} & & \ddots & & A_{in} \\ \vdots & & & & \vdots \\ A_{m1} & \cdots & A_{mj} & \cdots & A_{mn} \end{bmatrix} \quad (3.76)$$

Für die beiden Anwendungsfälle der Knotenspannungsregelung aufgrund einer Verletzung des oberen bzw. unteren Spannungsgrenzwertes ($G_{U,o}$ bzw. $G_{U,u}$) genügt eine vereinte Betrachtung, da sie grundsätzlich auf den gleichen Priorisierungsgrundsätzen basieren. Es resultieren damit zunächst drei Matrixgruppen $T_{U,X}$, $T_{I,X}$ und $T_{T,X}$, die dem jeweiligen Anwendungsfall entsprechend spezifische Rangfolgen von Aktoren zur Strom- bzw. Spannungsregelung enthalten. Die weitere Ausführung der Gruppen hängt von den jeweils zweckmäßig praktikablen Stellgrößen X ab. Dies wird im Einzelnen durch die Regelungsstrategie definiert (vgl. Abschnitt 3.7).

Die Rangfolge der Aktoren entscheidet sich nach dem Betrag ihrer spezifischen Wirksamkeit auf die Regelgröße. Für die indirekte Spannungsregelung und somit die Bildung aller Matrizen der

Gruppe $T_{U,X}$ erfolgt eine absteigende Sortierung gemäß Gleichung 3.77. Die Bildung der zugehörigen Priorisierungsmatrizen für die Stromregelung $T_{I,X}$ folgt in ähnlicher Weise, jedoch unter der Berücksichtigung von weiteren Nebenbedingungen, der Gleichung 3.78. Für eine Regelung des HS/MS-Transformatorstroms werden die Einträge in $T_{T,X}$ gemäß Gleichung 3.79 aufsteigend nach dem Wert der Eigensensitivität sortiert. Auf diese Weise werden bevorzugt Aktoren eingesetzt, welche die elektrisch geringste Entfernung zu dem Netzverknüpfungspunkt aufweisen. Dieser Ansatz stellt ein vereinfachtes Verfahren dar, welches aufgrund der Betriebspunktvalidierung eine hinreichende Genauigkeit liefert, jedoch in der Sortierung nicht den Einfluss auf die übrigen Regelgrößen des Systems berücksichtigt. Auf diesen Zusammenhang wird im Kontext der koordinierten Regelung näher eingegangen und eine präzisere Vorgehensweise zur Priorisierung von Aktoren hinsichtlich des Netzverknüpfungspunktes vorgestellt (vgl. Abschnitt 4.3.3).

$$\max\{m_{ak} \mid m_{ak} > m_{\min}\} \quad (3.77)$$

$$\min\{|\Delta m_{a,ij}| \mid |\Delta m_{a,ij}| > m_{i,\min}, m_{aa} > m_{ii}, m_{aa} > m_{jj}\} \quad (3.78)$$

$$\min\{m_{aa}\} \quad (3.79)$$

In der praktischen Anwendung ist die Gewährleistung von Diskriminierungsfreiheit in der Auswahl von zu beeinflussenden Aktoren ein weiteres Kriterium von hoher Relevanz. Die strikte Sortierung nach auf- oder absteigender Sensitivität führt bei wiederkehrend auftretenden Grenzwertverletzungen zu einer kontinuierlich gleichbleibenden Selektion der Aktoren. Sie werden gerade dann benachteiligt, wenn weitere steuerbare Netzteilnehmer eine vergleichbar hohe Sensitivität mit nur geringer Abweichung aufweisen. Während die technische Wirksamkeit im netzdienlichen Sinne nach wie vor vorrangig zu berücksichtigen ist, kann im Zuge der Bildung von Rangfolgen jedoch eine Gruppierung von Anlagen ähnlich wertiger Sensitivität sinnvoll sein. Die Klassifizierung von Sensitivitätswerten in parametrierbarer Schrittweite, durch eine algorithmische Bewertung im Vorfeld der Sortierung, bietet eine kompromissbildende Möglichkeit für die zunächst gleichrangige Einstufung. In einem weiteren Schritt der Verfeinerung wird ein *Ranking-Index* (RI) eingeführt, der es dem Netzbetreiber ermöglicht eine weitere Priorisierungsebene zu nutzen. Er wird für jeden parametrisierten Aktor definiert und bildet eine erweiterte Entscheidungsgrundlage für die nachgelagerte Anordnung der Priorisierung bei gleich hohen klassifizierten Sensitivitätswerten m_c . Auf diese Weise lassen sich individuelle Grundsätze umsetzen, unter anderem das Prinzip des Einspeiserankings oder des Vorrangs erneuerbarer Energien (vgl. Abschnitt 2.3). Die entsprechende Kombination aus Klassifizierung und RI-Parametrierung ermöglicht beispielsweise die vorrangige Nutzung von Energiespeichern oder weitere Kategorisierungen im Sinne einer wirtschaftlichen Optimierung. Die Zuordnung des Ranking-Index ist dabei insbesondere den geltenden gesetzlichen Regelungen und energiewirtschaftlichen Grundsätzen entsprechend vorzunehmen. Sie eignet sich vor allem für die Abbildung unterschiedlich hoher Abregelungskosten der steuerbaren Netzteilnehmer, sodass eine Kompromisslösung aus

technischer Wirksamkeit und Wirtschaftlichkeit erreicht wird. Tabelle 3.2 verdeutlicht beispielhaft die Auswirkung des Ranking-Index in Verbindung mit einer rundungsbasierten Klassifizierung auf eine rein sensitivitätsbasierte Rangfolgenbildung. Die hervorgehobenen Einträge bilden jeweils gleichwertige Gruppen, die in nachfolgenden Prozessen gesondert behandelt werden.

Tabelle 3.2: Beispielhafte Überführung einer Aktor-Rangfolge nach Sensitivitätswert in die Sortierung unter Berücksichtigung der Klassifizierung und des Ranking-Index

ID	m	RI		ID	m_c	RI
1	1,938	3	⇒	3	1,9	1
2	1,914	2		4	1,9	1
3	1,892	1		2	1,9	2
4	1,885	1		1	1,9	3
5	1,322	3		7	1,3	2
6	1,320	3		5	1,3	3
7	1,317	2		6	1,3	3

Nach der Bildung dieser Informationsbasis durch den Priorisierungsprozess verläuft die Selektion von Aktoren während des automatisierten Betriebs in Echtzeit anhand einer dynamischen Komponente. Sie werden folglich gemäß der Priorisierung primär nach der technischen Wirksamkeit (auf Grundlage der Sensitivität m), unter gleich hohen klassifizierten Sensitivitätswerten jedoch nach RI, konsekutiv bis zur vollständigen Behebung der vorliegenden Grenzwertverletzung eingesetzt. Neben der konsekutiven Anwahl werden aufeinanderfolgende Einträge, die sowohl den gleichen Sensitivitätswert als auch den gleichen RI aufweisen, über eine gleichverteilte Zufallsfunktion angewählt. Dadurch wird eine weitgehend diskriminierungsfreie Aufteilung der abgeregelten Energie ermöglicht. Zusätzlich gelten die zuvor geschilderten Kriterien hinsichtlich der Anlagenverfügbarkeit und der Verfügbarkeit von Regelkapazität als zwingende Bedingungen für die Wahl eines Aktors.

3.6 Sensitivitätsanalyse der Stellgrößen

Für die Entwicklung einer Regelungsstrategie ist die Auswahl und Priorisierung der verfügbaren Stellgrößen für die jeweiligen Anwendungsfälle von elementarer Bedeutung. Als Entscheidungsgrundlage dient hierzu eine Sensitivitätsanalyse, welche die jeweilige Wirksamkeit der Stellgrößen auf die Regelgrößen umfasst. In vorangegangenen Forschungsarbeiten wurde für die Zustandsregelung in Niederspannungsnetzen bereits eine effiziente Rangfolge der Stellgrößen erarbeitet. Dort wird zur Spannungshaltung primär mit einer Stufung des regelbaren Ortsnetztransformators agiert, gefolgt von einer Blindleistungsanpassung. An letzter Stelle steht eine Wirkleistungsanpassung, die erst in letzter Instanz als Maßnahme herangezogen wird. Hinsichtlich einer Stromregelung wird unmittelbar mit einer Wirkleistungsanpassung reagiert, da die

übrigen Stellgrößen keine hinreichende Wirksamkeit auf die Zweigströme aufweisen [39]. Mittelspannungsnetze weisen aufgrund der typischen Betriebsmittel im Vergleich zu Niederspannungsnetzen abweichende Eigenschaften auf, weshalb die Auslegung einer spezifischen Regelungsstrategie für eine effiziente Betriebsweise notwendig ist.

Zum Zweck der grundsätzlichen Untersuchung wird beispielhaft ein einfaches, fiktives MS-Testnetz angenommen, welches aus einem Netzstrang mit 30 Netzknoten besteht (vgl. Abbildung 3.14). Der Dimensionierung der Leitungen liegt ein Versorgungsgebiet eines realen Mittelspannungsnetzes zugrunde. Anhand von realen physikalischen Eigenschaften der dort eingesetzten Leitungen wird ein Leitungstyp definiert, der hinsichtlich seiner Länge und spezifischen Leitungsbeläge als typisches Betriebsmittel eingestuft werden kann. Die zugehörigen Kenndaten werden in Anhang 9.2 ergänzend aufgeführt. Durch gleichbleibende Leitungsabschnitte werden näherungsweise äquidistante Sensitivitätswerte der Knoten gebildet, wodurch eine neutrale und von der Netzdimensionierung weitestgehend unabhängige Untersuchung ermöglicht wird.

An den Netzknoten $k = 1 \dots 29$ werden Ortsnetzstationen mit einem zufällig verteilten Leistungsbezug angenommen, der jeweils an realen Messdaten aus einem Mittelspannungsnetz orientiert ist. Die Momentanwerte der bezogenen Scheinleistung betragen $S_k = 20 \dots 120$ kVA bei zufälliger Variation der Leistungsfaktoren zwischen $\cos \varphi_k = 0,97$ induktiv und $\cos \varphi_k = 1$. Der Gesamtbezug summiert sich zu $S_\Sigma = 1,37$ MVA. An Netzknoten 30 wird zur signifikanten Beeinflussung des Netzzustandes eine Leistungseinspeisung (bspw. dezentrale Energiewandlungsanlage) mit einer Bemessungsscheinleistung $S_{r,30} = 2$ MVA angenommen. Für die Sensitivitätsanalyse der Stellgrößen werden im Folgenden vier repräsentative Szenarien betrachtet, in denen jeweils eine Stellmaßnahme unter sonst gleichbleibenden Bedingungen simuliert wird. Dabei wird in den Szenarien 1–3 der Betriebspunkt der Leistungseinspeisung an Knoten 30 variiert und in Szenario 4 eine Stufung des HS/MS-Transformators vorgenommen:

1. Wirkleistungsanpassung: $|\Delta P_{30}| = 500$ kW, $|\Delta Q_{30}| = 0$ kvar
2. Blindleistungsanpassung: $|\Delta P_{30}| = 0$ kW, $|\Delta Q_{30}| = 500$ kvar
3. Leistungsfaktoranpassung: $|\Delta \cos \varphi_{30}| = 0,04$ ($\Rightarrow |\Delta Q_{30}| = 500$ kvar)
4. HS/MS-Transformatorstufung: $\Delta U_T = 1,5$ %

Abbildung 3.15 zeigt den Verlauf der Spannung über alle Knoten des Testnetzes für die simulierten Szenarien. Erwartungsgemäß ergibt sich aus der Stufung des HS/MS-Transformators der größte Spannungshub, wobei ein quantitativer Vergleich mit den übrigen Stellgrößen nicht zweckmäßig ist. Von größerer Bedeutung ist die Beobachtung einer näherungsweise homogenen Veränderung des Spannungsniveaus im gesamten Netzstrang, wodurch eine selektive Anpassung der Regelgrößen nicht möglich ist. Eine gezielte Betriebspunktanpassung liefert eben diesen ausschlaggebenden Vorteil, der deutlich flexiblere Handlungsoptionen hinsichtlich einer Zustandsregelung darlegt. Bei dieser Maßnahme stellt sich die Wirkleistungsanpassung, wie

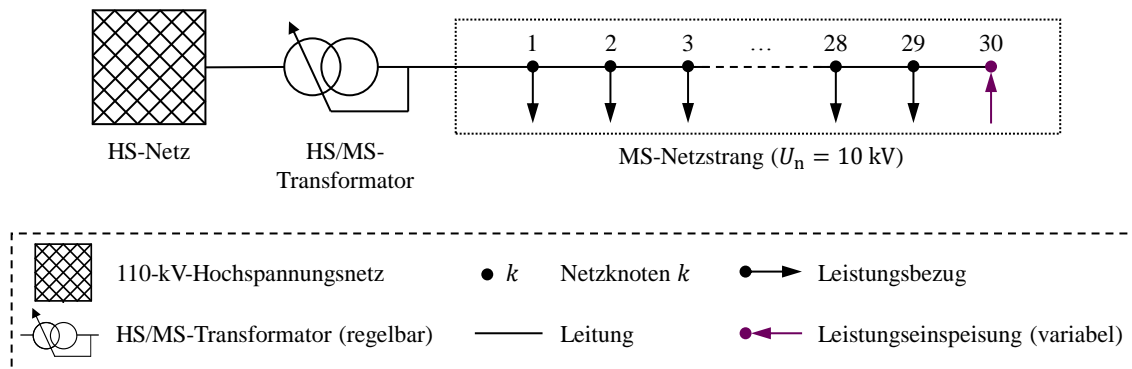


Abbildung 3.14: Schematische Darstellung des Testnetzes zur Sensitivitätsanalyse der Stellgrößen (vgl. Anhang 9.2)

erwartet und analog zu den Gegebenheiten in Niederspannungsnetzen, als wirksamste Stellgröße in der Umgebung des eingesetzten Stellgliedes heraus. Da die Betrachtung des HS/MS-Transformators nur im belasteten Fall relevant ist, besteht dessen vereinfachte Modellierung in der Simulation aus den Ohm'schen Widerständen der Wicklungen sowie den Streureaktanzen. Analog zu elektrisch kurzen Leitungen, in denen nur eine geringe Phasenverschiebung zwischen der Ein- und Ausgangsspannung entsteht, kann die Querspannung vereinfachend vernachlässigt werden, sodass der Spannungsabfall über den HS/MS-Transformator durch die Längsspannung approximiert werden kann [119]. Da Transformatoren in diesem Einsatzbereich typischerweise ein hohes X/R -Verhältnis aufweisen, hat die Blindkomponente des Stroms einen höheren Einfluss auf den Spannungsabfall als dessen Wirkkomponente [112]. Dies erklärt die vergleichsweise sehr geringe Spannungsänderung an der MS-Sammelschiene des HS/MS-Transformators (Knoten 1) als Folge einer Wirkleistungsanpassung, während sie sich bei einer Blindleistungsanpassung deutlicher abzeichnet. [17, 106]

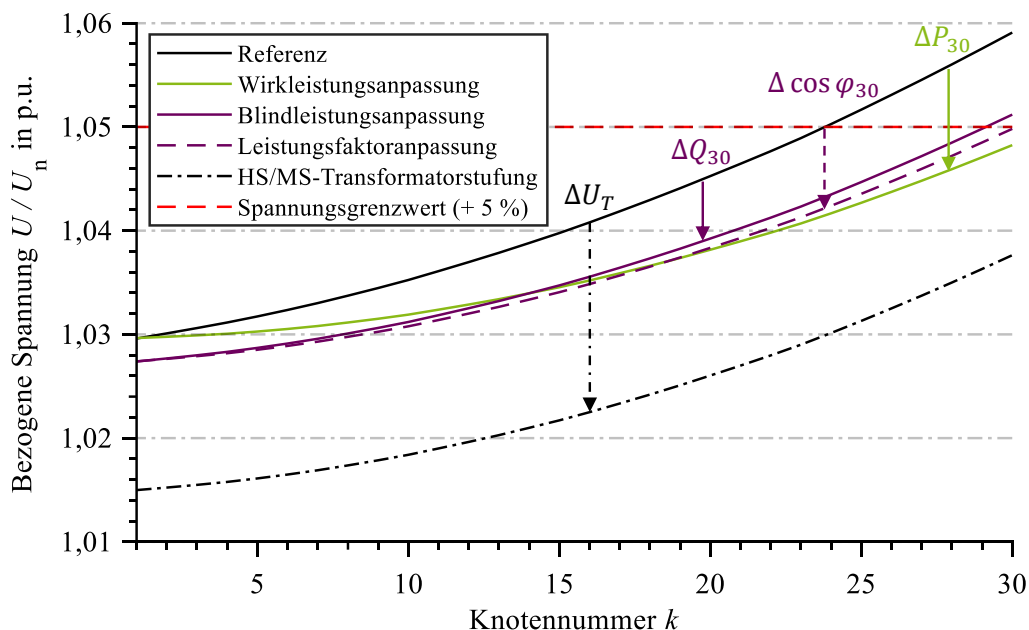


Abbildung 3.15: Sensitivitätsanalyse der Stellgrößen hinsichtlich der Knotenspannungen (ausgehend von dem Referenzbetriebspunkt $\cos \varphi_{30} = 1$)

Während die Blindleistungsanpassung in Niederspannungsnetzen nur eine geringe Wirksamkeit auf die Spannung aufweist, wird anhand der gezeigten Simulationsergebnisse deutlich, dass ihr in Mittelspannungsnetzen eine deutlich höhere Relevanz zuzuschreiben ist. Begründet liegt dies in den elektrischen Eigenschaften von Leitungen, die typischerweise in Mittelspannungsnetzen eingesetzt werden. Sie weisen ein vergleichsweise höheres X/R -Verhältnis auf, was sich besonders in ländlichen Mittelspannungsnetzen, in denen teilweise auch Freileitungen betrieben werden, bemerkbar macht. Es wird ersichtlich, dass der Effekt einer Blindleistungsanpassung hinsichtlich der Knotenspannungen von nicht vernachlässigbarer Wirkung ist. Die Veränderung des Leistungsfaktors, die bewusst in dem Maße gewählt wurde, dass der Anteil der Blindleistungsanpassung in den Szenarien 2 und 3 gleich hoch ist, zeigt einen geringfügig stärkeren Einfluss auf die Knotenspannungen. Es ist jedoch anzumerken, dass die Betriebspunktänderung hier stark davon abhängig ist, in welchem Quadranten die als Aktor dienende Anlage betrieben wird. Am Beispiel einer Einspeisung im Betriebspunkt $\cos \varphi_a = 1$ kann die Verschiebung des Leistungsfaktors sowohl in den übererregten als auch in den untererregten Betrieb zur gezielten Spannungsregelung durch eine Blindleistungsanpassung erfolgen. Beide Fälle sind jedoch mit einer spannungssenkenden Reduktion der eingespeisten Wirkleistung behaftet. Die anteilige Wirk- und Blindleistungsanpassung, die aus der Anpassung des Leistungsfaktors resultieren, können daher sowohl eine gleichgerichtete spannungshebende bzw. -senkende Wirkung haben, sie können aber auch konträr zu einander wirken und den Gesamteinfluss somit abschwächen. Innerhalb der üblichen Betriebsbereiche nach VDE-AR-N 4110 ist dieser Effekt im Praxisfall jedoch weitestgehend vernachlässigbar [80].

Abbildung 3.16 zeigt die Beträge der Zweigströme in den simulierten Szenarien, wobei die jeweilige Leitungsnummer i der Leitung zwischen den Netzknoten i und $i + 1$ zuzuordnen ist. Da eine Blindleistungsanpassung aus einem Betriebspunkt von $\cos \varphi_{30} = 1$ heraus in beide Quadranten (induktiv als auch kapazitiv) eine Erhöhung der Strombeträge zur Folge hätte, ist der Referenzbetriebspunkt des Aktors in dieser Betrachtung zu $\cos \varphi_{30} = 0,97$ angepasst. Zudem entfällt die Betrachtung der HS/MS-Transformatorstufung, die auf die Zweigströme einen vernachlässigbar geringen Einfluss nimmt. Die Ergebnisse zeigen darüber hinaus qualitativ eine Äquivalenz zu der Sensitivitätsanalyse der Stellgrößen hinsichtlich der Knotenspannungen. Die größtmögliche Wirksamkeit ergibt sich auch in dieser Betrachtung aus einer Wirkleistungsanpassung. Die Blindleistungsanpassung sowie die Leistungsfaktoranpassung weisen im Vergleich zu der Wirkleistungsanpassung einen deutlich schwächeren Einfluss auf die Zweigströme auf.

Das Ergebnis der Sensitivitätsanalyse zeigt eine teilweise Übereinstimmung mit den physikalischen Gegebenheiten in Niederspannungsnetzen. Die deutlich gesteigerte Wirksamkeit einer Blindleistungsanpassung erhält jedoch einen höheren Stellenwert für die Zustandsregelung in Mittelspannungsnetzen. Darauf aufbauend wird nachfolgend eine optimierte Regelungsstrategie vorgestellt.

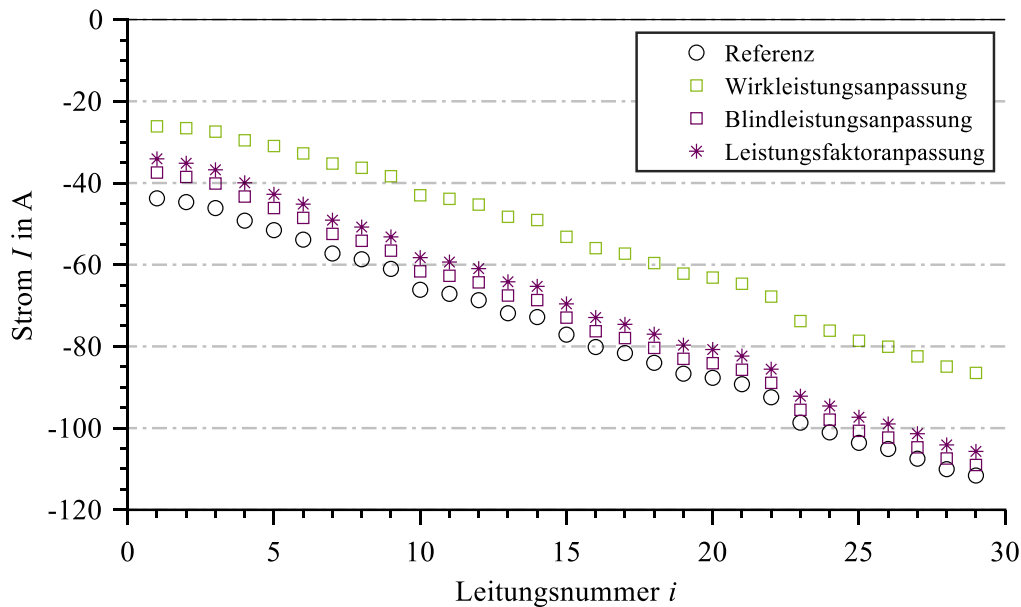


Abbildung 3.16: Sensitivitätsanalyse der Stellgrößen hinsichtlich der Zweigströme (ausgehend von dem Referenzbetriebspunkt $\cos \varphi_{30} = 0,97$ kapazitiv)

3.7 Regelungsstrategie für Mittelspannungsnetze

Die vorangegangenen Betrachtungen zeigen die Methodik einer Zustandsregelung anhand von mathematischen Zusammenhängen, die auf der Modellbildung der Regelstrecke aufbauen. Sie beschreiben die Berechnungs- und Entscheidungsgrundlage der einzelnen Ebenen einer Gesamtstrategie zur autarken Zustandsregelung. Ihre praktische Umsetzung erfordert eine fortgeschrittene programmiertechnische Entwicklung, um eine sichere Systemführung und ein stabiles Betriebskonzept zu erreichen. Gleichzeitig spielt das Datenmanagement bei dem Entwurf der inneren Systemarchitektur und der Klassenmodelle eine entscheidende Rolle. Aspekte der Informations- und Kommunikationstechnik sind weitere wichtige Bestandteile der Implementierung und müssen zahlreiche Sicherheitsmaßnahmen bei der Datenübertragung gewährleisten. Im Folgenden wird die Verfügbarkeit der erforderlichen Daten in einem Prozessabbild des Systems angenommen und der entwickelte Ansatz vorgestellt, durch den die beschriebenen Bestandteile in eine Gesamtstrategie zur autarken Zustandsregelung in Mittelspannungsnetzen überführt werden. Zu den Daten des Prozessabbildes zählen zum einen statische Parameter sowie messtechnisch erfasste Prozesswerte aus dem Feld und zum anderen bereitgestellte Informationen der Zustandsüberwachung (vgl. Abschnitt 3.3). Die nachfolgenden Abschnitte behandeln die zugrunde liegende Theorie zur Implementierung einer Regelungsstrategie im Rahmen der Systemführung durch ein autarkes Automatisierungssystem.

Das primäre Ziel der Regelungsstrategie besteht in der aktiven Behebung von Grenzwertverletzungen. Nachgelagert besteht jedoch die zusätzliche Anforderung einer Minimierung der entstehenden abgeregelten Energie durch die Findung eines Betriebspunktoptimums. Der Programmablauf erfolgt grundsätzlich in einer generisch formulierten Endlosschleife, die zyklisch eine

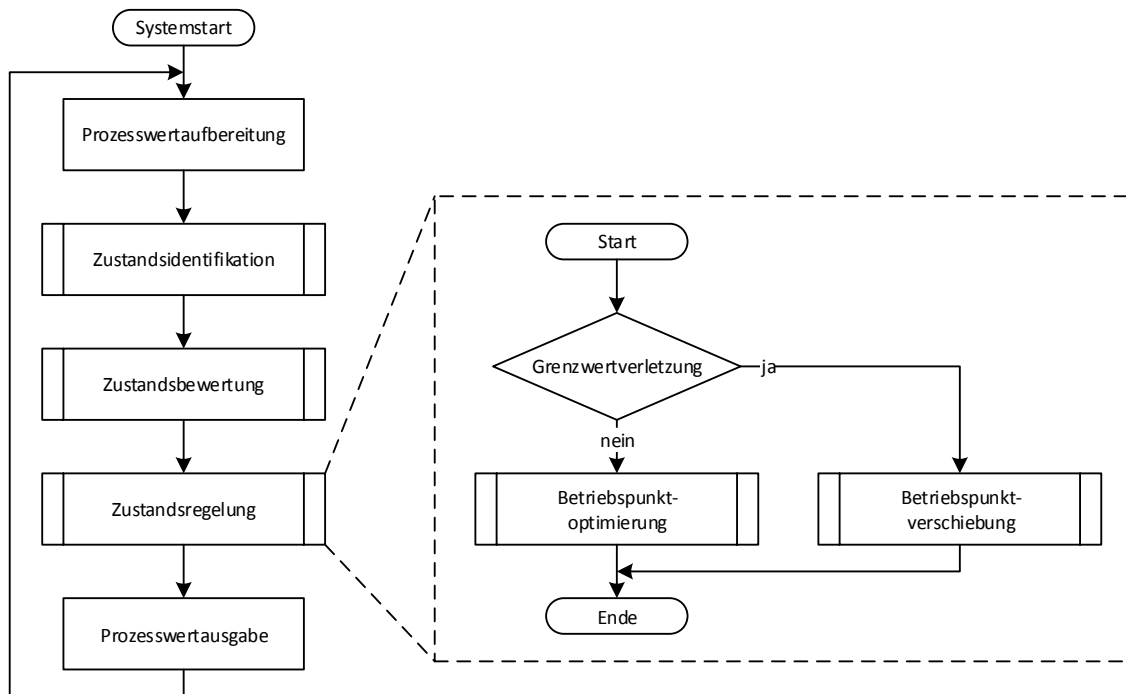


Abbildung 3.17: Zyklischer Aufruf der Regelungsfunktionen in Abhängigkeit vom Netzzustand

festgelegte Logik durchläuft, in welcher durch geeignete Abfragen bestimmte Prozesse aufgerufen werden (vgl. Abbildung 3.17). Dies erfolgt stets dem aktuellen Systemzustand entsprechend, der sich durch aussagekräftige Statusvariablen beschreiben lässt. Die im Rahmen der Zustandsbewertung definierten Indikatoren für Grenzwertverletzungen (vgl. Abschnitt 3.3.2) liefern insofern eine geeignete Entscheidungsgrundlage für den Aufruf einer der zwei wesentlichen Funktionen der Regelungsstrategie: *Betriebspunktverschiebung* und *Betriebspunktoptimierung*.

Der Aufruf der Betriebspunktverschiebung erfolgt bei Vorliegen einer Anforderung zum aktiven Netzeingriff, die zunächst durch das Auftreten einer Grenzwertverletzung ausgelöst wird und im weiteren Verlauf um zusätzliche Anwendungsfälle erweitert wird (vgl. Kapitel 4). Dieser Funktionsbaustein dient der autarken Behebung von Grenzwertverletzungen anhand eines konsekutiven Regelungsmodells. Sofern diese Anforderung nicht bzw. nicht mehr vorliegt, wird der passive Funktionsbaustein zur Betriebspunktoptimierung aufgerufen, dessen Aufgabe darin besteht, vorangegangene Betriebspunktverschiebungen netzzustandsorientiert wieder aufzulösen.

3.7.1 Strategie der Betriebspunktverschiebung

Im Fall einer vorliegenden Grenzwertverletzung ist die autarke Einleitung von netzdienlichen Eingriffen vorgesehen. Dies erfolgt in einem mehrstufigen Entscheidungsprozess, der durch eine allgemeingültige Verarbeitung der Systeminformationen zur Findung einer Lösung führt. Die Methodik der direkten Spannungsregelung (vgl. Abschnitt 3.4) und des dynamischen Last- und Einspeisemanagements (vgl. Abschnitt 3.5) kommen hierbei als Kerninstrumente der Regelungsstrategie zum Einsatz. Die gefundene Lösung muss dabei mindestens eine Verringerung der bestehenden Regelabweichungen, die als Ergebnis der Zustandsüberwachung vorliegen (vgl.

Abschnitt 3.3), bewirken und gleichzeitig gewährleisten, dass eine optimale Eingriffsoption für den jeweils vorliegenden Anwendungsfall im Kontext der Mehrgrößenregelung gewählt wird. Hierzu dient eine regelbasierte *Selektion* der zu behandelnden *Regelgröße*, der anzuwendenden *Stellgröße* sowie des einzusetzenden *Aktors*. Auf dieser Grundlage kann eine modellbasierte Berechnung der erforderlichen Stellwertänderung gemäß der dargestellten Methodik erfolgen, aus der sich ein neuer Betriebspunkt als Lösung ergibt. Durch eine entsprechende Betriebspunktvalidierung innerhalb der Regelungsmodule *direkte Spannungsregelung* und *dynamisches Last- und Einspeisemanagement* werden die Auswirkungen des neuen Betriebspunktes auf den aktuellen Netzzustand prädiktiv geschätzt und vorhersehbare negative Netzzrückwirkungen vermieden. Der sequenzielle Ablauf der an diesem Prozess beteiligten Funktionsbausteine ist in Abbildung 3.18 dargestellt.

Der Prozess beginnt mit der Identifikation des vorliegenden Anwendungsfalles durch die *Selektion der Regel- und Stellgröße*. Für das gleichzeitige Auftreten von mehreren Grenzwertverletzungen unterschiedlicher Typisierung ist es erforderlich, eine Rangfolge der zu behandelnden Regelgrößen zu bestimmen. Auf der Grundlage der definierten Indikatoren für Grenzwertverletzungen G und G_{krit} (vgl. Abschnitt 3.3.2) wird hierzu eine Steuermatrix R für den Systemablauf definiert. Sie enthält eine parametrierbare Priorisierung der Regelgrößen, deren Sortierung sich anhand der Größe ihres Einflussgebietes und der Kritikalität ihrer Auswirkungen in unzulässigen Betriebszuständen empfiehlt. Die bevorzugte Berücksichtigung des *Engpassmanagements* gegenüber der *Spannungshaltung* kann sich in vielen Fällen als sinnvoll herausstellen. Zwar sind Betriebsmittel in Energieversorgungsnetzen (insbesondere HS/MS-Transformatoren) in der Regel derart dimensioniert, dass sie für einen gewissen Zeitraum unter Überlast betrieben werden können – doch mit einer stärkeren Auslastung wird zum einen der Alterungsprozess der Betriebsmittel beschleunigt und zum anderen kann, bei zunehmender Auslastung oder anhaltender Überlast, ein Auslösekriterium des Überlastschutzes erreicht werden. Die normative Vorgabe an die Spannungshaltung bezieht sich darüber hinaus auf 10-Minuten-Mittelwerte, sodass hier eine deutlich trägere Reaktion der Zustandsregelung legitim ist (vgl. Abschnitt 2.1). Die Größe des von einer Grenzwertverletzung betroffenen Risikogebietes stellt ein weiteres Bewertungskriterium dar. Der Ausfall oder die schutzbedingte Abschaltung eines HS/MS-Transformators kann eine Versorgungsunterbrechung eines gesamten MS-Versorgungsgebietes (ggf. einschließlich nachgelagerter Niederspannungsnetze) verursachen, während im Fall einer MS-Leitung nur ein Teilgebiet dessen betroffen wäre. Eine lokale Spannungsbandverletzung weist hingegen einen örtlich stärker begrenzten Effekt auf, wobei Überschreitungen des zulässigen Spannungsbandes ein erhöhtes Risiko gegenüber dessen Unterschreitungen darstellen können, da Überspannungen eine höhere Belastung der Betriebsmittel (bspw. Isoliermaterial bei Erdleitungen) sowie der Anlagen bzw. Endverbraucher darstellen.

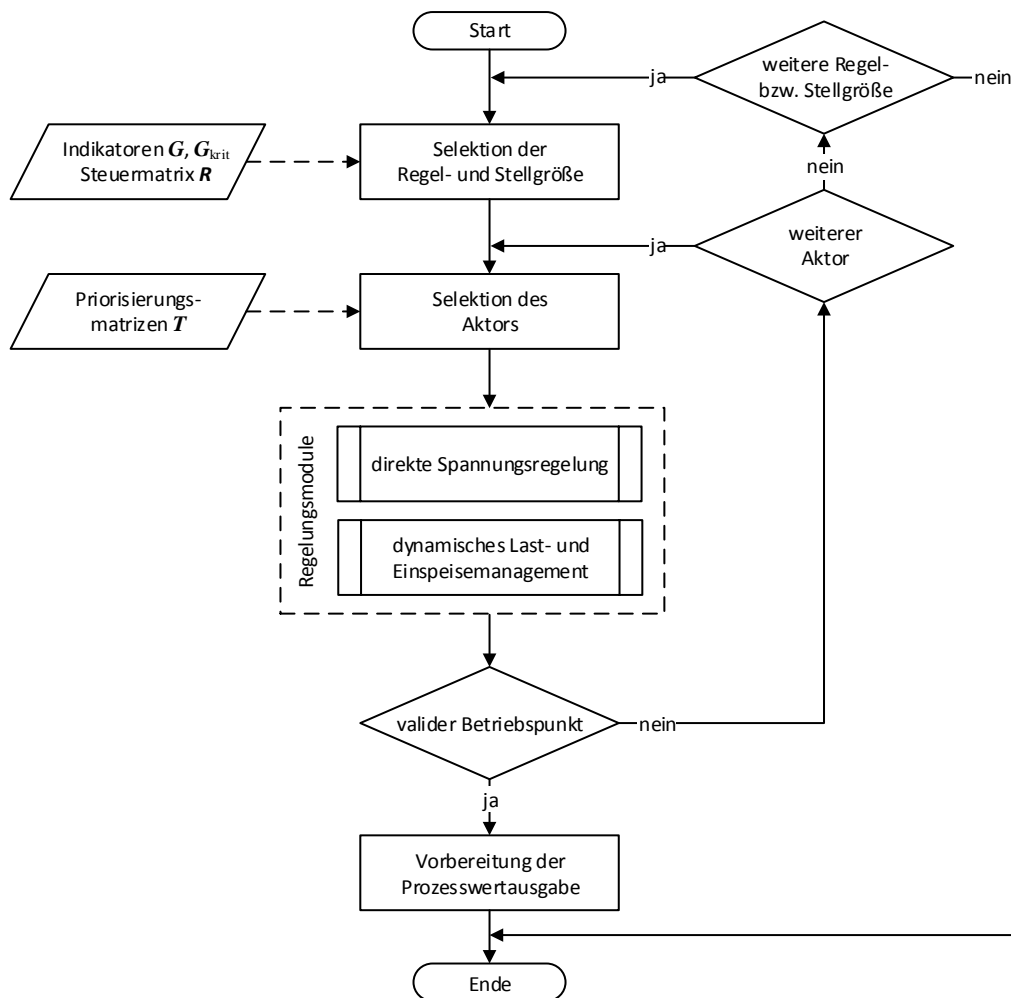


Abbildung 3.18: Ablauf der Gesamtstrategie zur Betriebspunktverschiebung

Auf jede Regelgröße weisen die verfügbaren Stellgrößen eine unterschiedliche Wirksamkeit auf. Die Erkenntnisse aus der Sensitivitätsanalyse (vgl. Abschnitt 3.6) dienen als Grundlage für die Definition einer spezifischen Rangfolge der Stellgrößen je Regelgröße. Darüber hinaus liefern die spezifischen Priorisierungsmatrizen T sowie die verfügbaren Statusinformationen von Aktoren die notwendigen Informationen für die damit verbundene *Selektion des Aktors* (vgl. Abschnitt 3.5.5). Für das *Engpassmanagement* (Grenzwertverletzung G_T bzw. G_I) kommt als Maßnahme mit signifikanter Wirksamkeit die Wirkleistungsanpassung zum Einsatz. Sie ist in Abhängigkeit von dem jeweils geltenden regulatorischen Rahmen mit wirtschaftlichen Entschädigungsmaßnahmen verknüpft und beeinflusst die Versorgungssituation des steuerbaren Netzteilnehmers deutlich. Unter allen Aktoren mit einer zielführenden Wirksamkeit auf das von der Grenzwertverletzung betroffene Betriebsmittel und verfügbarer positiver Regelkapazität R_a^+ (vgl. Abschnitt 3.5.5) wird daher vorrangig die Freigabe reduzierter EE-Einspeisung herangezogen (vgl. Abbildung 3.19: *Wirkleistungsanpassung P^+*). Dadurch wird der technisch gleichwertigen Wirkleistungsreduktion eine wirtschaftliche Lösung vorgezogen, sofern das Vorzeichen der erforderlichen Leistungsanpassung dieser Maßnahme entspricht. Ist die Grenzwertverletzung auf diese Weise nicht behebbar, werden alle weiteren Potenziale der Wirkleistungsanpassung

einschließlich einer Reduktion von Einspeiseleistung, entsprechend der Rangfolge in der Priorisierungsmatrix $T_{T,P}$ (für den HS/MS-Transformatorstrom) bzw. $T_{I,P}$ (für Zweigströme), als Maßnahme berücksichtigt (vgl. Abbildung 3.19: *Wirkleistungsanpassung P^-*). Im Sinne der *Spannungshaltung* (Grenzwertverletzung $G_{U,u}$ bzw. $G_{U,o}$) eignet sich, abweichend von gängigen Regelungsstrategien für Niederspannungsnetze, die *Blindleistungsanpassung* als primäre Maßnahme. Jenseits des signifikanten Spannungseinflusses in Mittelspannungsnetzen ist dabei mit verhältnismäßig geringen bis hin zu gar keinen Einbußen hinsichtlich Verlusten oder einer merkbaren Beeinflussung von steuerbaren Netzteilnehmern zu rechnen. Die Priorisierungsmatrix $T_{U,Q}$ dient hier als Grundlage für die Rangfolge von Aktoren. Nachgelagert empfiehlt sich der Einsatz des Laststufenschalters am HS/MS-Transformator im Rahmen der *direkten Spannungsregelung*. Die Beeinflussung von Netzteilnehmern durch eine *Wirkleistungsanpassung* kommt im Rahmen der Regelungsstrategie für die Spannungshaltung, aufgrund ihrer zuvor genannten Auswirkungen, als Ultima-Ratio-Maßnahme in Betracht. Analog zu der Wirkleistungsanpassung für das Engpassmanagement wird auch hier vorrangig die Freigabe vorangegangener Leistungsreduktionen erneuerbarer Energien berücksichtigt. Darüber hinaus gilt die Rangfolge von Aktoren gemäß der Priorisierungsmatrix $T_{U,P}$. Nach diesen Grundsätzen lässt sich ein priorisierendes Modell zur Selektion der Regel- und Stellgrößen formulieren, welches in Abbildung 3.19 schematisch dargestellt ist.

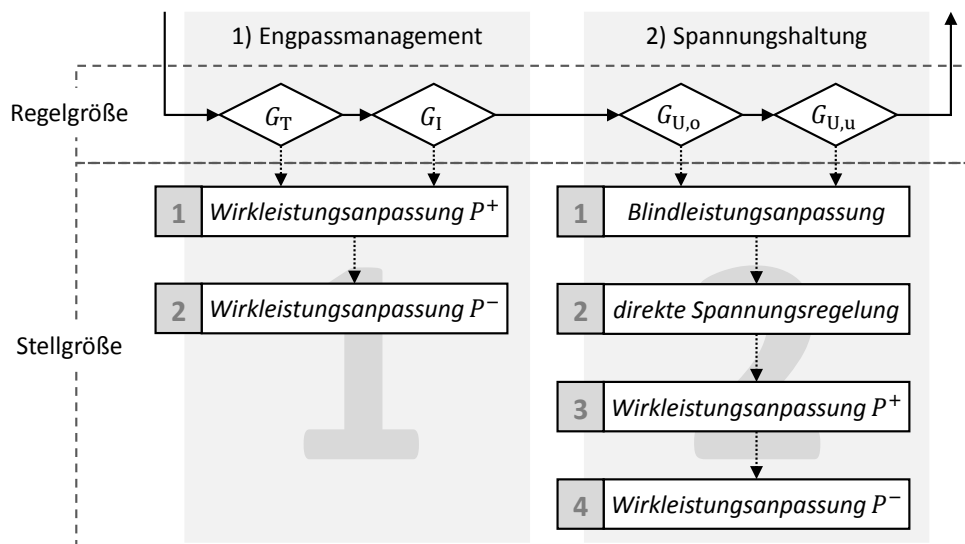


Abbildung 3.19: Modell zur Selektion der Regel- und Stellgröße im Kontext der Regelungsstrategie für Mittelspannungsnetze

Die Kritikalität von Grenzwertverletzungen wird anhand der Indikatoren in G bzw. G_{krit} durch die Zustandsbewertung evaluiert (vgl. Abschnitt 3.3.2) und durch einen zweistufigen Prozess der dargestellten Priorisierung im Gesamtkonzept verstärkt berücksichtigt. Dadurch wird gewährleistet, dass besonders stark ausgeprägte Grenzwertverletzungen von untergeordneter Priorität dennoch bevorzugt gegenüber marginalen Grenzwertverletzungen behandelt werden. Das Modell

nach Abbildung 3.19 wird hierzu im Rahmen der Selektion der Regel- und Stellgröße innerhalb der Gesamtstrategie zur Betriebspunktverschiebung nach Abbildung 3.18 zweimalig durchlaufen:

1. Durchlauf unter Berücksichtigung der **kritischen** Grenzwertverletzungen (\mathbf{G}_{krit})
2. Durchlauf unter Berücksichtigung der **regulären** Grenzwertverletzungen (\mathbf{G})

Somit lässt sich \mathbf{R} in zwei parametrierbare Steuermatrizen \mathbf{R}_1 und \mathbf{R}_2 aufspalten, die zur Bestimmung des Systemablaufs definiert werden. In einem logischen Algorithmus werden konsekutiv zunächst der Zeilenindex und nachgelagert der Spaltenindex inkrementiert und auf diese Weise definierte Regelstufen durchlaufen:

$$\mathbf{R}_1 = \begin{bmatrix} P^+(I_{T,\text{krit}}) & P^+(I_{N,\text{krit}}) & Q(U_{o,\text{krit}}) & Q(U_{u,\text{krit}}) \\ P^-(I_{T,\text{krit}}) & P^-(I_{N,\text{krit}}) & U(U_{o,\text{krit}}) & U(U_{u,\text{krit}}) \\ 0 & 0 & P^+(U_{o,\text{krit}}) & P^+(U_{u,\text{krit}}) \\ 0 & 0 & P^-(U_{o,\text{krit}}) & P^-(U_{u,\text{krit}}) \end{bmatrix} \quad (3.80)$$

$$\mathbf{R}_2 = \begin{bmatrix} P^+(I_T) & P^+(I_N) & Q(U_o) & Q(U_u) \\ P^-(I_T) & P^-(I_N) & U(U_o) & U(U_u) \\ 0 & 0 & P^+(U_o) & P^+(U_u) \\ 0 & 0 & P^-(U_o) & P^-(U_u) \end{bmatrix} \quad (3.81)$$

Mit der Regelstufe werden die Regelgröße v und die Stellgröße X festgelegt, nach welchen sich unmittelbar die Auswahl der einzusetzenden Priorisierungsmatrix $\mathbf{T}_{v,X}$ und der auszuführenden Maßnahme richtet. Eine *Vorbereitung der Prozesswertausgabe*, bei der der ermittelte Stellwert intern prozesstechnisch zur Übergabe an die Kommunikationsschnittstelle hinterlegt wird, erfolgt ausschließlich nach einer erfolgreichen Betriebspunktvalidierung innerhalb der Regelungsmodule, die auf den methodischen Vorgehensweisen und Berechnungsgrundlagen beruhen, wie sie jeweils in den Abschnitten 3.4 und 3.5 beschrieben sind. Eine zielführende Lösung wird folglich iterativ über mehrere Regelstufen anhand aller Aktoren für jede Grenzwertverletzung gesucht (vgl. Abbildung 3.18).

3.7.2 Strategie der Betriebspunktoptimierung

Die Aufgabe der Betriebspunktoptimierung besteht in der Verfolgung eines definierten Standardbetriebspunktes als spezifische Führungsgröße je Akteur (vgl. Abschnitt 3.2.1). Ein typischer Anwendungsfall ist durch den Einsatz von dezentralen Energiewandlungsanlagen als Aktoren gegeben, deren optimaler Betriebspunkt in aller Regel in der maximalen Einspeisung von erzeugter Leistung aus regenerativen Energien liegt. Die Funktion dient innerhalb des Gesamtkonzeptes somit als ergänzende Komponente der Betriebspunktverschiebung und setzt die Betriebspunkte, die aus netzdienlichen Maßnahmen heraus eingestellt wurden, wieder zurück. Bei nicht ausreichender Netzkapazität wird auf diese Weise insbesondere die abgeregelte Energie von DEA reduziert. Anhand eines definierten Standardbetriebspunktes $X_{\text{def},a}$ und dem tatsächlichen

aktuellen Betriebspunkt X_a lässt sich das spezifische Optimierungsproblem mathematisch formulieren:

$$\min\{|X_{\text{def},a} - X_a| \mid e_v < 0\} \quad (3.82)$$

Es gilt dabei die Abweichung von $X_{\text{def},a}$ an allen PQ-Aktoren unter Einhaltung aller geltenden Grenzwerte als Nebenbedingung zu minimieren. Da Eingriffe an U-Aktoren in der Regel nicht mit Einschränkungen der Netzteilnehmer verbunden sind und insbesondere die Häufigkeit von Schaltvorgängen an HS/MS-Transformatoren grundsätzlich zu minimieren ist (vgl. Abschnitt 3.4.1), ist eine aktive Rücksetzung ihrer Betriebspunkte nicht erforderlich und im Rahmen der Regelungsstrategie nicht vorgesehen.

Die Betriebspunktoptimierung setzt sich in der Umsetzung aus einer *passiven* und einer *aktiven* Komponente zusammen. Die passive Komponente überwacht zyklisch die Systemprozesswerte und registriert Anlagen, deren Betriebspunkte, beispielsweise aufgrund vorangegangener regelnder Eingriffe, von ihrem jeweils definierten Betriebspunktoptimum abweichen. Anhand der Systemprozesswerte müssen sowohl automatisierte Maßnahmen der Zustandsregelung als auch manuelle Eingriffe durch den Anlagen- oder Netzbetreiber erfasst werden. Die rückgemeldeten Aktor-Prozesswerte liefern die notwendige Information zur Formulierung des Optimierungsbedarfes als logischen Wahrheitswert. Mithilfe der Zustandsinformation erfolgt die Optimierung stets unter Berücksichtigung der freien Netzkapazität, für eine erhöhte Sicherheit bei der kontrollierten Rückführung. Eine optimierte Datenhaltung ergibt sich dabei aus der Reduktion der Zustandsinformation auf die jeweils kritischsten Messstellen zu jeder Regelgröße des Systems. So wird im Fall einer regelnden Maßnahme eine Konfiguration derjenigen Messstellenkennungen vorgemerkt, die zu diesem Zeitpunkt jeweils die kritischsten Messwerte hinsichtlich des Netzzustandes aufweisen – darunter auch diejenige Messstelle, deren Messwert für die Auslösung des Regelungseingriffs verantwortlich ist.

Abbildung 3.21 zeigt vereinfacht den Ablauf der *passiven* Komponente zur Prozesswertüberwachung. Aktoren und ermittelte kritische Messstellen werden immer dann vorgemerkt, wenn eine Abweichung vom Betriebspunktoptimum anhand der rückgemeldeten *Aktor-Prozesswerte* vorliegt oder eine Befehlsausgabe aus der Betriebspunktverschiebung in den *Regler-Prozesswerten* festgestellt wird. Mit jedem neu registrierten Befehl werden darüber hinaus die Messstelleninformationen aktualisiert, womit die Veränderung der Zustandsinformation in den nachgelagerten Prozessen berücksichtigt werden kann. Besteht an einem Aktor *kein Optimierungsbedarf*, unabhängig davon durch welche Maßnahme dies erreicht wurde (bspw. durch manuellen Eingriff im vorübergehenden Handbetrieb), so wird sein Vermerk verworfen. Die Iteration erfolgt über alle im Automatisierungssystem parametrisierten Aktoren. Da die passive Komponente insofern eine überwachende Funktion ausführt, die zyklisch erfolgen muss, wird ihr Aufruf innerhalb des in

Abbildung 3.20 dargestellten Gesamtablaufs im Zusammenhang mit der *Zustandsidentifikation* eingeordnet.

Die *aktive* Komponente der Betriebspunktoptimierung erhält eine Freigabe zur Ausführung nur dann, wenn keine Grenzwertverletzung vorliegt (vgl. Abbildung 3.17) und durch die passive Komponente Optimierungsbedarf bzw. vorgemerkte Aktoren ermittelt wurden. Ihr Ablauf ist prinzipiell vergleichbar mit dem Ablauf der Betriebspunktverschiebung, jedoch mit einer abweichenden Regelungsaufgabe, die das Erreichen der Bedingung nach Gleichung 3.82 verfolgt. Die Rangfolge der Aktoren richtet sich dabei primär nach den Zeitpunkten ihrer Vermerke, um die Dauer der netzdienlich erforderlichen Leistungsanpassung an Aktoren möglichst homogen zu verteilen und damit eine weitestgehend diskriminierungsfreie Aufteilung der abgeregelten Energie zu gewährleisten. In diesem Prozess besteht die Gefahr einer erzwungenen harmonischen Oszillation der Regelgröße, deren Entstehung durch das Betriebskonzept zwingend verhindert werden muss. Aus diesem Grund ist auch hier, vor der Rückführung eines Betriebspunktes, eine Betriebspunktvalidierung des zukünftigen Betriebspunktes zwingend notwendig. Für ein stabiles Verhalten wird im Rahmen der Betriebspunktoptimierung der zulässige Grenzwert durch die Rückstellhysterese $h_{lim,v}$ substituiert (vgl. Abschnitt 3.3.2). Dadurch reduziert sich das Risiko einer modell- oder störgrößenbedingten Überschätzung im Rahmen der Rückführung. Zur weiteren Kompensation der Modellunsicherheit empfiehlt sich die Einführung einer separat einstellbaren Reglerverstärkung für diese Komponente, womit eine Dämpfung der Ausgabewerte

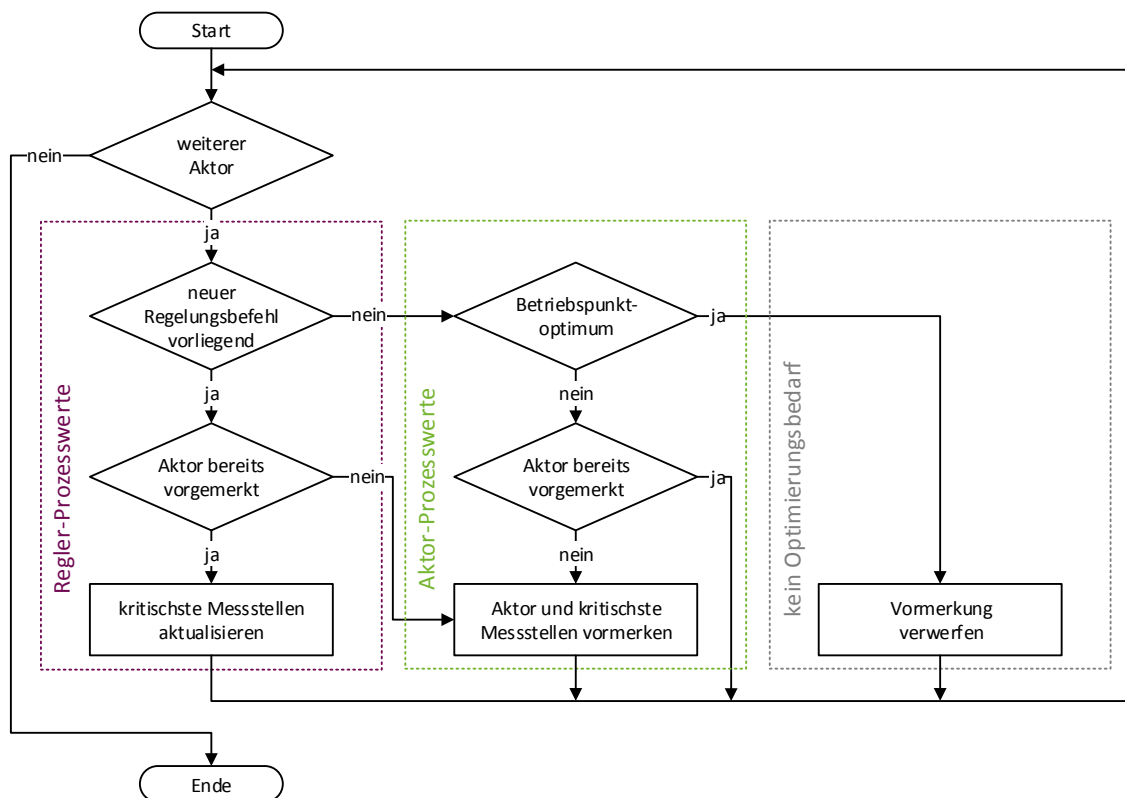


Abbildung 3.21: Ablauf der passiven Komponente zur Überwachung von Systemprozesswerten im Rahmen der Betriebspunktoptimierung

erzielt wird. Die grundsätzliche Methodik verläuft somit analog zu der Vorgehensweise des dynamischen Last- und Einspeisemanagements (vgl. Abschnitt 3.5). Die höchste Güte der Betriebspunktvalidierung wird unter Berücksichtigung aller verfügbaren Messwerte in der Schätzung erreicht. Da die auslösenden kritischen Messstellen jedoch bekannt sind, besteht an dieser Stelle Optimierungspotenzial hinsichtlich des Aufwandes der Datenverarbeitung. Eine verringerte Laufzeit bei hinreichender Genauigkeit wird durch eine Reduktion der zu betrachtenden Messwerte in der Betriebspunktvalidierung erreicht. Zu diesem Zweck wird eine dreistufige Kapazitätsermittlung als Prüfverfahren vorgenommen.

Abbildung 3.22 veranschaulicht den Ablauf des Prüfverfahrens im Rahmen der aktiven Komponente der Betriebspunktoptimierung. Für einen vorgemerkten Aktor wird hierzu initial eine *Betriebspunktverschiebung zum Optimum* angenommen:

$$\Delta X_a = X_{\text{def},a} - X_a \quad (3.83)$$

In der ersten Prüfstufe wird diejenige Menge von Messstellen herangezogen, die zum Zeitpunkt der *Auslösung* der regelnden Maßnahme als kritisch vermerkt wurde. Mit der Überprüfung der Auswirkungen einer Rücksetzung des Betriebspunktes auf deren aktuelle Messwerte wird verhindert, dass ursprünglich auslösende Grenzwertverletzungen wieder eintreten. Die zweite Prüfstufe umfasst die zum *aktuellen* Zeitpunkt kritischsten Messstellen und in dritter Prüfstufe werden diejenigen Messstellen ermittelt, auf die der betrachtete Aktor die *höchste Sensitivität* hinsichtlich der Spannung und des Stroms aufweist. Wird eine der Prüfstufen nicht bestanden, so lässt sich die Betriebspunktverschiebung ΔX_a zur erneuten Prüfung konsekutiv reduzieren, um die größtmögliche Menge von abgeregelter Energie wieder freizugeben. Die Grenze des Lösungsraums wird im Zuge der Reduktion mit $\Delta X_a = 0$ erreicht, sofern nicht genügend freie Netzkapazität zur Betriebspunktoptimierung an diesem Aktor zur Verfügung steht. Aus einem erfolgreich validierten Wert wird ein Stellwert X_a gebildet, der für die Prozesswertausgabe hinterlegt wird. Mithilfe einer spezifischen Reglerverstärkung der Betriebspunktoptimierung $k_{P,0}$ wird das Verhalten der Gesamtstrategie weiter verfeinert. Die Rückführung der Betriebspunkte muss gegenüber regelnden Maßnahmen deutlich feinfühlicher erfolgen, um das erneute Auftreten einer behobenen Grenzwertverletzung zu vermeiden. Aus diesem Grund empfiehlt sich die Einstellung geringer Werte $k_{P,0} < 0,3$ zur stärkeren Dämpfung der ermittelten Stellwertänderung. In Analogie zu Gleichung 3.59 (vgl. Abschnitt 3.5.2) wird auch hier die relative Mindeständerung $h_{X,\min}$ zur Vermeidung von bleibenden Regelabweichungen berücksichtigt:

$$X_a = \begin{cases} X_a + k_{P,0} \cdot \Delta X_a, & \left| \frac{\Delta X_a}{X_{a,\text{inst}}} \right| > h_{X,\min} \\ X_a + \Delta X_a, & \text{sonst} \end{cases} \quad (3.84)$$

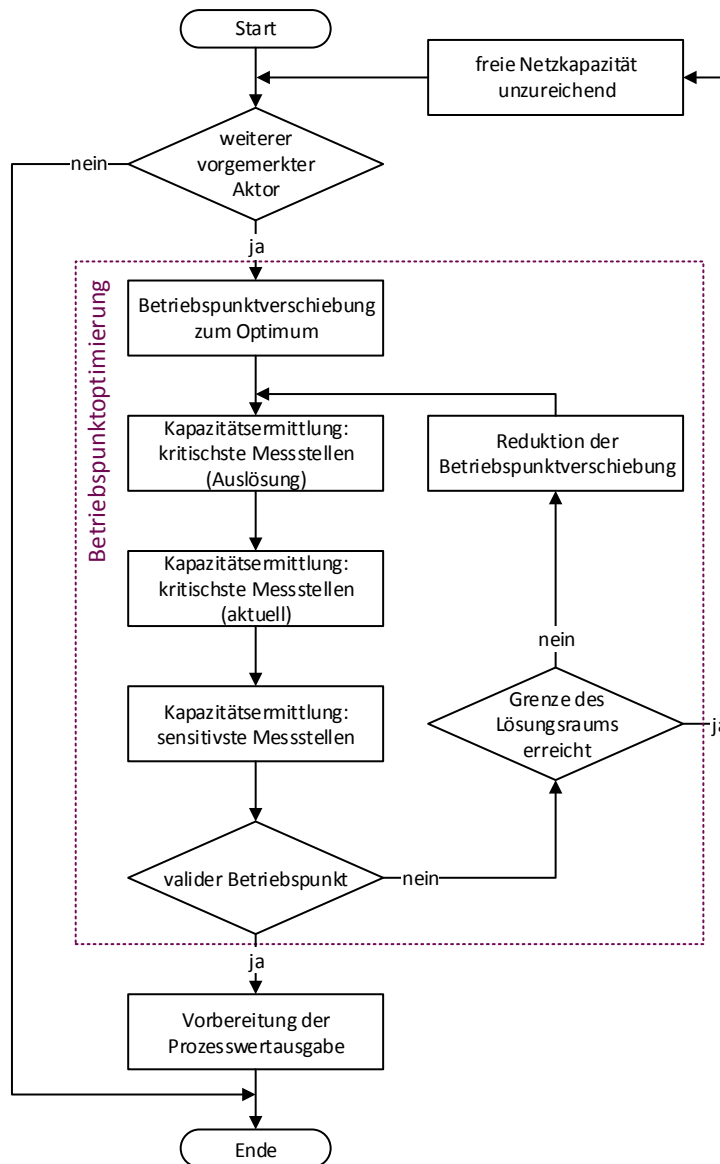


Abbildung 3.22: Ablauf der aktiven Komponente der Betriebspunktoptimierung

Der Betriebspunkt wird folglich dem definierten Betriebspunktoptimum angenähert und ein Befehl nur dann ausgegeben, wenn alle drei Prüfstufen bestanden sind. Aktoren, die ihr Betriebspunktoptimum erreicht haben, werden durch die passive Komponente der Betriebspunktoptimierung erfasst und ihr Vermerk entsprechend verworfen.

Nach dieser Vorgehensweise findet eine aktive Rückführung geregelter Anlagen in ihr Betriebspunktoptimum auf eine effiziente und sichere Weise statt. Die dazu erforderlichen Zustandsinformationen werden durch die Einführung der drei Prüfstufen reduziert und die Berücksichtigung der Rangfolge liefert gleichzeitig einen Beitrag zum diskriminierungsfreien Einsatz der steuerbaren Netzteilnehmer. Insgesamt wird somit die netzdienlich notwendige Leistungsanpassung dynamisch und unter Berücksichtigung der freien Netzkapazität auf ein Minimum reduziert.

3.7.3 Konsekutiver und kumulativer Regelungseingriff

Die beschriebene Methodik zur Zustandsregelung wurde in eine Regelungsstrategie überführt, die den Grundstein für eine Implementierung in einem Automatisierungssystem setzt. Das dargestellte Verfahren sieht dabei grundsätzlich eine konsekutive Anwahl der zur Verfügung stehenden Stellglieder vor, sofern die Flexibilität eines Aktors allein nicht zur Behebung einer oder mehrerer Grenzwertverletzungen ausreicht. Auf Basis der Sensitivitätsanalyse ist es denkbar, Teile des Verfahrens in mehreren Schleifen auszuführen und dabei stets von dem zukünftigen Betriebspunkt des Netzes auszugehen. Auf diese Weise wird eine kumulative Lösung erreicht, die sich aus Befehlen an eine beliebige Anzahl von Aktoren zusammensetzt. Die Umsetzung im Rahmen eines Automatisierungskonzeptes kann daher grundsätzlich auf zwei Arten erfolgen:

- **Konsekutiver Regelungseingriff:** Steuerbare Netzteilnehmer werden stets einzeln durch das Automatisierungssystem gewählt und angesteuert. Ein weiterer Aktor wird, falls erforderlich, erst nach Abschluss einer vorangegangenen Befehlsausführung gewählt.
- **Kumulativer Regelungseingriff:** Mehrere steuerbare Netzteilnehmer werden im Zuge einer Maßnahme gleichzeitig angesteuert. Das Verfahren zur Lösungsfindung wird iterativ fortgesetzt, bis eine Lösung zur Behebung vorliegender Grenzwertverletzungen in einem Zug gefunden wird oder keine weitere Flexibilität mehr verfügbar ist.

Beide Verfahrensweisen wurden bereits im Rahmen der Automatisierung von Niederspannungsnetzen erprobt, wo sie als „direkte“ und „optimierte“ Regelung realisiert werden [39]. Im Rahmen der Forschungsarbeiten, die der vorliegenden Arbeit zugrunde liegen, wurden beide im Kontext der Automatisierung von Mittelspannungsnetzen adaptiert und in spezifische Lösungen überführt.

Die Ausgestaltung des Automatisierungskonzeptes hängt nicht unwesentlich von der eingesetzten Hardware und der zeitlichen Auflösung von Messwerten ab. Im Hinblick auf die Dauer bis zum Erreichen des Zielzustandes kann der Gesamtprozess des konsekutiven Regelungseingriffs langsamer gegenüber dem kumulativen Regelungseingriff verlaufen. Letzterer ermöglicht Eingriffe von stärkerem Ausmaß in nur einem Prozesszyklus, ohne die vollständige Ausführung von Zwischenschritten abzuwarten, vergleichbar mit bestehenden *Optimal Power Flow* Verfahren [120]. Unter gleichen Bedingungen hinsichtlich des Systemdesigns und insbesondere der Zykluszeit ist die kumulative Vorgehensweise empfehlenswert, um schneller die erforderliche Wirksamkeit zu erreichen. Vor allem bei längeren Zykluszeiten ($t_z > 10$ s) zeigen sich deutliche Vorteile in der sofortigen Berechnung einer zielführenden Lösung. Gleichzeitig steigt jedoch die Anforderung an die Modellgenauigkeit. Eine unbegrenzte Änderung des Betriebspunktes innerhalb von einem Prozesszyklus kann zu hohen Schätzfehlern in der Sensitivitätsanalyse führen (vgl. Abschnitt 3.2.2 und Anhang 9.1). Die Begrenzung der Betriebspunktänderung oder der Einsatz einer Leis-

tungsflussberechnung schafft in dem Zusammenhang Abhilfe und erhöht die Güte des Verfahrens. Die Einführung von Reaktionswartezeiten des Systems zur Dämpfung von zu häufigen Netzeingriffen kann zusätzlich zu einem zuverlässigen Betrieb beitragen.

Zu den maßgebend bestimmenden Faktoren für die Auswahl des Ansatzes zählen somit die Modellgenauigkeit sowie die Zykluszeit des Automatisierungssystems. Während sich das konsequente Modell für kurze Zykluszeiten und höhere Modellunsicherheiten eignet, empfiehlt sich das kumulative Modell bei längeren Zykluszeiten, jedoch unter der Anforderung einer hohen Modellgenauigkeit (bspw. durch Anwendung einer Leistungsflussberechnung). In realen Netzen muss jedoch aufgrund der Volatilität grundsätzlich von einer Modellunsicherheit ausgegangen werden. Hier empfiehlt sich daher die konsequente Vorgehensweise, insbesondere in Verbindung mit dem vorgestellten, sensitivitätsbasierten Verfahren zur Zustandsregelung. Zusammen mit einer geringen Reglerverstärkung wird die Modellunsicherheit weitgehend kompensiert und die Betriebspunktvalidierung sowie entsprechend parametrisierte Hysteresen tragen zur Stabilität bei. Der konsequente Regelungseingriff impliziert darüber hinaus ein transparentes Systemverhalten, was in der Praxis zu eindeutigen Dokumentationszwecken und einer besseren Nachvollziehbarkeit durch den verantwortlichen Netzbetreiber ein wichtiges Kriterium darstellt.

4 Regelung von Mittelspannungsnetzen als Teil des koordinierten Netzmanagements

Die Mittelspannungsebene nimmt mit ihrem enormen Regelungspotenzial eine zentrale Rolle in den Verteilungsnetzen ein (vgl. Kapitel 2). Im Kontext der über mehrere Spannungsebenen übergreifenden Netzführung bieten automatisierte Mittelspannungsnetze daher einen hohen Mehrwert für die Netzbetreiber.

In verschiedenen regulierenden Richtlinien werden bereits Konzepte und Strategien für die Koordination des Übertragungs- und Verteilungsnetzbetriebs beschrieben, insbesondere in den VDE-Anwendungsregeln. In einem nächsten konsequenten Schritt kann durch eine automatisierte Kommunikation und Interaktion zwischen den einzelnen Ebenen des Verteilungsnetzes ein besonders hohes Potenzial hinsichtlich der Überwachung und Regelung des Energieversorgungssystems ausgeschöpft werden. Hierzu sind eindeutige Schnittstellen und Funktionalitäten erforderlich, die einen einheitlichen Informationsaustausch sowie die Bereitstellung von automatisierten Handlungsoptionen gewährleisten. Die Ergebnisse vorangegangener Forschungsarbeiten zeigen bereits einen großen Fortschritt, insbesondere durch die Beendigung des „Blindfluges“ in Mittelspannungsnetzen [50]. Diese Informationsbrücke zwischen den automatisierten Hochspannungsnetzen und den Niederspannungsnetzen, für die bereits ausgereifte und innovative Automatisierungskonzepte und Lösungen existieren (vgl. Abschnitt 1.2), ist von elementarer Bedeutung für die Netzführung der Zukunft (vgl. Abschnitt 2.3). Die Integration von übergreifenden Schnittstellen wie auch die Entwicklung von Strategien und Konzepten, die diese Spannungsebenen zukünftig auch funktional miteinander verknüpfen, sind wesentliche Bestandteile einer ganzheitlichen Verteilungsnetzautomatisierung.

In den nachfolgenden Abschnitten wird eine Überführung der entwickelten Zustandsregelung für Mittelspannungsnetze (vgl. Kapitel 3) in eine übergreifende und koordinierte Netzautomatisierung beschrieben. Im Fokus steht dabei, wie bestehende Technologien innovativ zu einem Gesamtkonzept zusammengesetzt werden können und welche Schnittstellen und Funktionserweiterungen hierfür erforderlich sind.

4.1 Potenzial des spannungsebenenübergreifenden Netzmanagements

Eine Koordination der Handlungen und der Netznutzungssituation zwischen den Übertragungs- und Verteilungsnetzbetreibern, wie sie heute praktiziert wird, wird in zukünftigen Szenarien, aufgrund zunehmender Dezentralisierung der Energieeinspeisung, voraussichtlich nicht mehr ausreichen. Nieder- und insbesondere Mittelspannungsnetze nehmen aufgrund des wachsenden

Anteils an erneuerbaren Energien eine immer wichtigere Rolle in der Gesamtkoordination ein – der Abruf von Flexibilität aus jeweils nachgelagerten Netzen wird zu einem elementaren Instrument der Netzführung. So wird ein noch engerer Austausch der Netzbetreiber über die Grenzen der jeweiligen Spannungsebene hinaus erforderlich sein. Die zahlreichen Möglichkeiten der übergreifenden Interaktion durch eine gezielte Anpassung der Leistungsflüsse nehmen dabei einen Komplexitätsgrad ein, der in der manuellen Netzführung durch das Leitstellenpersonal kaum zu handhaben ist. Im Zusammenhang mit der Systemstabilität sind zielführende Maßnahmen in sehr kurzer Zeit zu treffen. Hier erlangt eine ganzheitliche Automatisierung der Verteilungsnetze enorme Wichtigkeit mit der Eigenschaft, in Echtzeit rechengestützt und autark optimale Lösungen zu finden. Zusätzlich ergeben sich aus der übergreifenden Nutzung von Flexibilität eine insgesamt größere Stellreserve sowie mehr Freiheitsgrade für die Behandlung lokaler Grenzwertverletzungen. Besonders die hohe Durchdringung von Photovoltaikanlagen in der Niederspannungsebene liefert in dem Zusammenhang ein großes Regelungspotenzial für vorgelagerte Netzebenen.

Im Kontext einer Zustandsregelung fällt somit insbesondere der Einfluss auf den Netzzustand über die Spannungsebenen hinweg in den Fokus. Neben den netzdienlichen Funktionalitäten werden die Anforderungen um potenziell systemstützende Anwendungsfälle erweitert, bei denen aus vorgelagerten Netzebenen Flexibilität der nachgelagerten Ebenen angefordert wird. Diese Anforderung kann (insbesondere zwischen ÜNB und VNB) eine Reduktion von bezogener oder eingespeister Wirkleistung oder eine Anpassung der Blindleistungsbereitstellung umfassen. Der Wirk- und Blindleistungsaustausch an dem jeweiligen Netzverknüpfungspunkt (NVP) definiert für diese Fälle die maßgeblichen physikalischen Größen.

Eine entgegengesetzt gerichtete Wirkung der vorgelagerten Netze auf nachgelagerte Netze wird, unter der Voraussetzung von konstanten Übersetzungsverhältnissen der Transformatoren an den Verknüpfungspunkten, lediglich über eine Spannungsänderung erreicht. Dieser Effekt ist qualitativ mit der Spannungsregelung durch eine lokale Stufung des Laststufenschalters an einem Transformator vergleichbar, mit dem Unterschied, dass eine Anpassung der oberspannungsseitig anliegenden Transformatorspannung stattfindet. Bei der Umsetzung lokaler Maßnahmen ist es folglich unvermeidbar, dass die nachgelagerte Netzebene von den Auswirkungen mit betroffen ist. Kritisch zu betrachten ist dies insbesondere unter Einsatz von konventionellen Transformatoren, da durch regelbare Transformatoren weitestgehend eine Entkopplung der Spannungsebenen erreicht wird. Für die gezielte, an das vorgelagerte Netz gerichtete Anforderung einer Spannungsanpassung ist dieser Effekt jedoch nicht geeignet. Zum einen ist hier lediglich eine verhältnismäßig geringe Wirksamkeit gegeben und zum anderen wirkt sich eine Spannungsanpassung stets auch auf umgebende Netzbereiche aus, sodass gleichzeitig mehrere topologisch benachbarte nachgelagerte Netze eine Auswirkung wahrnehmen würden. Da diese im realen Betrieb in der Regel eine unterschiedliche Charakteristik aufweisen, besteht die Gefahr ungewollter

oder nicht zielführender Auswirkungen, die durch eine sehr umfangreiche Bewertung vorab ausgeschlossen werden müssten. Darüber hinaus zählt der Einsatz von regelbaren Transformatoren zu den wirksamsten Maßnahmen, die als Handlungsempfehlungen im Rahmen von neuartigen Planungsgrundsätzen, insbesondere für ländliche Niederspannungsnetze, ausgesprochen werden [121]. Ihre überwiegende Verfügbarkeit wird daher in innovativen Netzen vorausgesetzt.

Die übergreifende Anforderung einer Wirk- oder Blindleistungsanpassung zwischen den Spannungsebenen ist somit ausschließlich an die jeweils nachgelagerte Spannungsebene gerichtet sinnvoll. Sowohl in konventionellen Leistungsflusssituationen, in denen Leistung von den höheren in die niedrigen Spannungsebenen fließt, als auch im Rückspeisefall, ergibt sich eine signifikante übergreifende Wirksamkeit nur durch die Anpassung der Leistungsflüsse in nachgelagerten Netzen. Auf dieser Grundlage formulieren die VDE-Anwendungsregeln VDE-AR-N 4140 und VDE-AR-N 4141 bereits einen konkretisierten Umsetzungsrahmen für die kooperative Netzführung [90, 91]. Bei bestehenden Automatisierungssystemen zur autarken Überwachung und Regelung von Netzen auf lokaler Ebene erfordert deren Koordination ein gezieltes Management der Systeme und ihrer Funktionalitäten. Die Grundlage dieses Managements bildet ein Interaktionskonzept der verschiedenen Instanzen sowie die Schaffung von erforderlichen Schnittstellen, die die Realisierung der Interaktionen durch eine geeignete IKT-Infrastruktur ermöglichen. Autarke Systeme werden auf diese Weise durch funktional teilautarke Betriebskonzepte zu einem Gesamtsystem zusammengeführt.

4.2 Übergreifende Interaktionskonzepte

Um das komplexe Aufgabenspektrum der kooperativen Netzführung automatisiert zu erfüllen, müssen strukturierte Abläufe der Interaktion bestehender Komponenten definiert werden. Die nachfolgenden Abschnitte zeigen eine Auswahl von möglichen Interaktionskonzepten für lokale Automatisierungssysteme. In der praktischen Umsetzung sind zahlreiche Ansätze in weiteren Ausführungen oder Abwandlungen der hier dargestellten Ansätze denkbar. Die gezeigte Auswahl behandelt die wesentlichen Konfigurationen, mit ihren Vor- und Nachteilen, anhand derer sich optimierte Konzepte auslegen lassen. Am konkreten Beispiel der Interaktion eines Mittelspannungsnetzes mit einem nachgelagerten Niederspannungsnetz wird die automatisierte Vorgehensweise übergreifend regelnder Maßnahmen betrachtet. [122]

Die nachfolgend dargestellten Interaktionskonzepte werden anhand von Sequenzdiagrammen veranschaulicht, die eine grundsätzliche Darstellung von Prozessabläufen und übergreifenden Interaktionen bieten. Letztere lassen sich in *asynchrone* und *synchrone Operationen* kategorisieren. Während eine asynchrone Operation einen unabhängigen und unidirektionalen Informationsfluss darstellt, erfordert eine synchrone Operation eine *Antwort* der an der Kommunikation beteiligten Komponente. Dadurch entsteht ein bidirektionaler Austausch, der für die Fortsetzung von lokalen Prozessen notwendig ist und deren Verlauf beeinflusst. Eine *Ordnungsbeziehung*

symbolisiert dabei die Abhängigkeit einer Operation von einer vorangegangenen Operation. So erfolgt beispielsweise die Stellwertvorgabe ausschließlich nach einer erfolgreichen Übertragung von gültigen Statusinformationen durch die als Aktor dienende Komponente, sodass ein Fehlverhalten im Vorfeld vermieden werden kann. Diese Nomenklatur findet in den Abbildungen der nachfolgenden Abschnitte Anwendung.

4.2.1 Zentraler Ansatz

Das Interaktionskonzept im zentralen Ansatz sieht die Informationsverarbeitung und Entscheidungsfindung an einem (*zentralen*) Ort vor. Dies kann sowohl in einer Netzleitstelle, aber auch auf einem dedizierten Industrierechner erfolgen, ebenso wie in der Cloud, in der die entsprechenden Algorithmen ausgeführt werden. Besonders kennzeichnend ist hierbei die kommunikationstechnische Anbindung aller Messstellen und Aktoren mit nur einem koordinierenden Automatisierungssystem. Dieses zentrale System erhebt sämtliche Zustandsinformationen aus seinem gesamten überwachten Bereich, wertet diese aus und löst Maßnahmen zur Behebung von unzulässigen Netzzuständen aus. Abbildung 4.1 zeigt beispielhaft den Ablauf der Behebung einer lokalen Grenzwertverletzung durch ein im Mittelspannungsnetz allokiertes Automatisierungssystem. Der überwachte Bereich für diese Instanz erstreckt sich in der angenommenen Konfiguration über das lokale Mittel- sowie die nachgelagerten Niederspannungsnetze. Um in diesem Gebiet zuverlässig Grenzwertverletzungen erfassen zu können, sind folglich Mess- und Statusinformationen aus dem gesamten Betrachtungsgebiet erforderlich. Für die zielführende Bestimmung geeigneter Maßnahmen werden darüber hinaus Informationen über das Netzmodell benötigt, die durch entsprechend umfangreiche Algorithmen verarbeitet werden müssen. Unter diesen Voraussetzungen ist das zentrale Automatisierungssystem grundsätzlich in der Lage, die verfügbaren Regelungspotenziale koordiniert und zielführend einzusetzen. Somit kann, neben dem Einfluss lokaler Aktoren, das übergreifende Potenzial nachgelagerter Netze ausgeschöpft werden. Das dargestellte Sequenzdiagramm zeigt beispielhaft den vorrangigen Einsatz lokaler Maßnahmen, gefolgt von einem direkten Abruf von Flexibilität aus einem nachgelagerten Niederspannungsnetz. Die Ansteuerung des dort verfügbaren Aktors erfolgt unmittelbar über eine geeignete Kommunikationsstrecke.

Grundsätzlich wird der zentrale Ansatz häufig in Einsatzgebieten befürwortet, in denen bereits eine zentralisierte Datenerfassung vorliegt, so wie es üblicherweise in überwachten Netzen der Hochspannungsebene der Fall ist – nur sehr vereinzelt trifft dies auf Netze der Mittel- und Niederspannungsebene zu. Liegt ein Netzleitsystem vor, so sind dort oft bereits große Mengen an Daten, die für die Algorithmen erforderlich sind, sowie ein fortgeschrittener Grad an informations- und kommunikationstechnischer Anbindung vorhanden. Durch die zentrale Datenhaltung ist auch die Verantwortung für sowohl die Datenverwaltung als auch die Koordination und Steuerung eindeutig definiert.

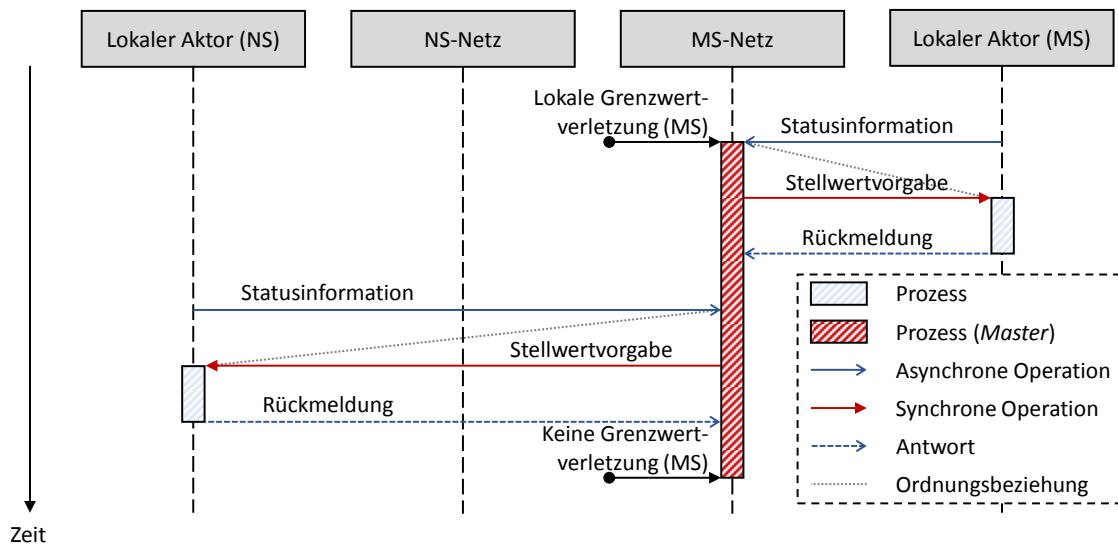


Abbildung 4.1: Sequenzdiagramm einer beispielhaften übergreifenden Zustandsregelung durch ein Interaktionskonzept im zentralen Ansatz

Allein die praktische Umsetzung in Mittel- und Niederspannungsnetzen würde jedoch zu einer enormen Datenerhebung und Informationsverarbeitung führen und die Übertragungsstrecken müssten mitunter sehr große Reichweiten aufweisen. Dies wird bei einer Skalierung des Ansatzes auf ein größeres Gebiet, beispielsweise ein durchgängiges Verteilungsnetz, noch deutlicher. Sie resultiert in einem „*Big Data*“ Verfahren und einem damit zusammenhängend sehr anspruchsvollen Datenmanagement. Für die technische Umsetzung folgt zudem ein sehr hoher Aufwand hinsichtlich der Systeminstallation, Parametrierung und Signalzuordnung. Ein sehr umfangreicher Datensatz mit statischen Informationen über das Automatisierungsgebiet muss zudem hinterlegt werden und die resultierenden Berechnungsschritte fallen in ihrer Laufzeit deutlich zeitintensiver aus, als dies in der lokalen Betrachtung von nur einem Netz der Fall wäre.

Die Umsetzung dieses Ansatzes ist in der Praxis generell dann problematisch, wenn die Netzebenen unterschiedliche Eigentümer oder Netzleitstellen haben. In dem Zusammenhang muss vor allem die zentralisierte Verantwortlichkeit über das automatisierte Gebiet kritisch hinterfragt werden. Für die Datenerfassung bedeutet dies, dass Verteilungsnetzbetreiber einzelner Ebenen sensible Netzdaten an die zentrale Instanz übermitteln müssen und letztere ein umfassendes Datenmanagement auch hinsichtlich Veränderungen, beispielsweise im Zuge von Netzausbaumaßnahmen, gewährleisten muss. Als Extremszenario sei die zentral automatisierte Netzführung der Verteilungsnetze durch den ÜNB angemerkt, der folglich die Verantwortung und Funktion der VNB übernehmen würde. In direkter Konsequenz entsteht ein bedeutsames Risiko einer Monopolbildung in der Energiewirtschaft.

Die Ausführung des zentralen Ansatzes, selbst bei redundanter Installation, beruht zudem auf einem singulären System und bildet einen „*Single Point of Failure*“ (deutsch: „*einzelner Ausfallpunkt*“). Eine derartige Systemkonfiguration führt bei einem Systemausfall zum Wegfall sämtlicher Funktionalitäten und ist folglich unter dem Aspekt der Ausfallsicherheit kritisch zu

bewerten. So kann beispielsweise eine Kommunikationsstörung in näherer Umgebung des zentralen Automatisierungssystems einen Ausfall zur Folge haben, der auch durch ein redundantes System nicht abgefangen werden kann, sofern dieses nicht auch redundante Kommunikationsstrecken, ausgeführt in unterschiedlichen Technologien, vorsieht.

4.2.2 Dezentral autarker Ansatz

Das Interaktionskonzept im dezentral autarken Ansatz verfolgt das Prinzip der *verteilten Intelligenz*, jedoch in ihrer einfachsten und streng genommen nicht übergreifend koordinierten Form. Hierbei erfolgt eine lokale Automatisierung eines jeden Netzes, so wie es in bestehenden Ansätzen zur dezentralen Netzautomatisierung derzeit angedacht ist. Besonders kennzeichnend ist an dieser Stelle die nicht vorhandene Schnittstelle zwischen den Netzebenen. Am Beispiel eines Mittelspannungsnetzes samt nachgelagertem Niederspannungsnetz agieren somit zwei Automatisierungssysteme, die jeweils über eigene und voneinander abgegrenzte Betrachtungsgebiete verfügen. Es findet eine verteilte Informationsverarbeitung und Entscheidungsfindung statt, die technisch gesehen mangels Interaktionsschnittstelle keine Koordination der Systeme vorsieht. Dennoch wird in dieser Systemkonfiguration eine passive Interaktion über den Netzverknüpfungspunkt hinaus erreicht. Die Behebung unzulässiger Netzzustände bewegt den Betriebspunkt eines Netzes in der Regel zurück in den Bereich, der den Auslegungskriterien entspricht. Es ist folglich davon auszugehen, dass sich regelnde Maßnahmen in einem Netz aufgrund der physikalischen Gegebenheiten in den meisten Szenarien tendenziell stützend auf vor- oder nachgelagerte Netze auswirken. Aufgrund dieser indirekten Einflussnahme wird der dezentral autarke Ansatz auch als *passives Interaktionskonzept* betrachtet.

Die Kommunikationsanbindung der Messstellen und Aktoren erfolgt hierbei jeweils an das lokale Automatisierungssystem, sodass zwei autark agierende Systeme entstehen. Auf diese Weise berücksichtigt jedes Automatisierungssystem lediglich die Zustandsinformationen seines Betrachtungsgebietes und kann auf unzulässige Netzzustände ausschließlich mit seinem lokalen Regelungspotenzial reagieren. Abbildung 4.2 zeigt beispielhaft den Ablauf einer Behebung von lokalen Grenzwertverletzungen, die teilweise zeitgleich in sowohl dem Mittel- als auch dem Niederspannungsnetz auftreten. Angenommen sei ein Schwachlastfall unter starker Rückspeisung aus dem Niederspannungsnetz heraus, welche zunächst zu einer lokalen Überschreitung des zulässigen Spannungsbandes im NS-Netz führt und sich unter weiterer Zunahme der Einspeisung auf beide Netzebenen ausweitet. Beide Automatisierungssysteme erkennen lediglich die Grenzwertverletzungen innerhalb ihrer eigenen Betrachtungsgebiete und setzen ihre lokal verfügbaren Mittel ein. Eine Abstimmung über die übergreifenden Auswirkungen findet ebenso wenig statt wie deren zeitlich gestaffelte Umsetzung. Das dargestellte Sequenzdiagramm zeigt den unkoordinierten Einsatz lokaler Aktoren durch die MS- und NS-Automatisierungssysteme, wobei jeweils eine unmittelbare Ansteuerung über eine geeignete Kommunikationsstrecke durch die verantwortlichen Instanzen (*Master*) erfolgt.

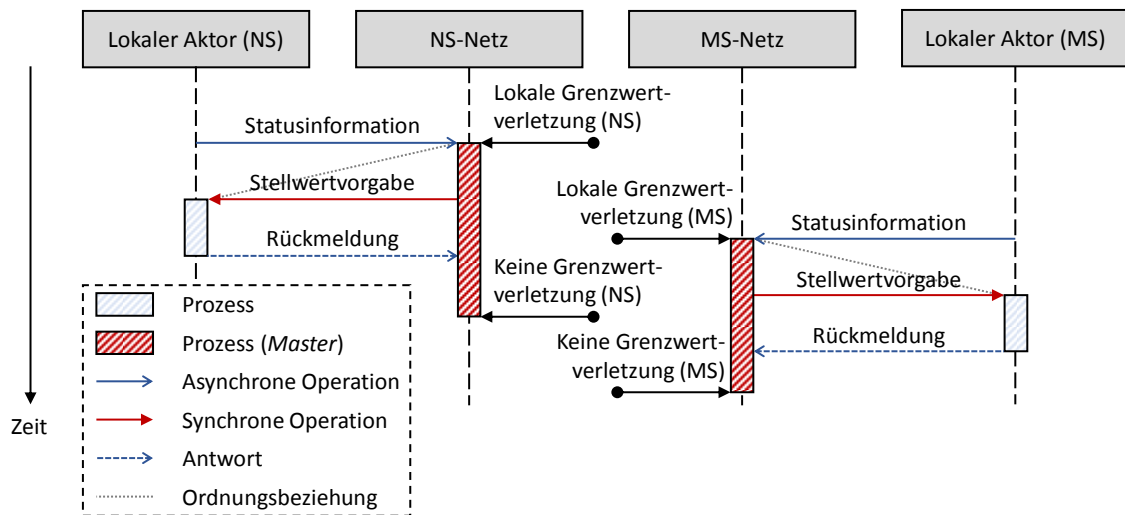


Abbildung 4.2: Sequenzdiagramm einer beispielhaften übergreifenden Zustandsregelung durch ein passives Interaktionskonzept im dezentral autarken Ansatz

Das übergreifende Potenzial kann in diesem Fall indirekt und passiv ausgeschöpft werden, da beide Regelungseingriffe mit spannungssenkendem Ziel eintreten. Dies gilt jedoch allgemein nur für Szenarien, in denen auf beiden Ebenen unzulässige Netzzustände gleicher Art zeitlich überlappend auftreten. Im regulären Betrieb können sich die übergreifenden Einflüsse somit sowohl stützend, aber auch konträr wirkend äußern.

Die Erhebung von Daten gestaltet sich in diesem Ansatz gegenüber dem zentralen Ansatz deutlich einfacher, da in jedem Betrachtungsgebiet lediglich Informationen aus dem eigenen Netz erforderlich sind. Dies ist insbesondere dann ein großer Vorteil, wenn die Netzfürung der Verantwortung unterschiedlicher Verteilungsnetzbetreiber obliegt, wodurch auch hier eine eindeutige Definition der Verantwortlichkeit über die Datenverwaltung und den Betrieb des Automatisierungssystems gegeben ist. Der Installationsaufwand ist, für jedes Netz einzeln betrachtet, vergleichsweise gering und somit insbesondere in der Systemparametrierung deutlich weniger fehleranfällig. Zudem sind die Kommunikationswege verhältnismäßig kurz und die Verarbeitung von Daten findet dezentral ausschließlich dort statt, wo diese auch relevant sind.

Insgesamt ist der dezentral autarke Ansatz, im Hinblick auf die Systemkomplexität und insbesondere die Entwicklung und Implementierung der Algorithmen, vergleichsweise einfach realisierbar. Er bietet zudem einen bedeutenden Vorteil durch eine erhöhte Ausfallsicherheit, da aufgrund der Autarkie einzelner Netze keine großflächigen Auswirkungen durch den Ausfall eines Automatisierungssystems zu erwarten sind. Die fehlende aktive Interaktion zwischen den Komponenten angrenzender Netze ist jedoch eine große Schwäche dieser Konfiguration, da das Auftreten gegensätzlicher Maßnahmen oder ein Aufschwingen der Systeme nicht ausgeschlossen werden kann.

4.2.3 Dezentral hierarchischer Ansatz

Unter der gleichen dezentral verteilten Hardwarekonfiguration, wie sie im dezentral autarken Ansatz zum Einsatz kommt, lässt sich unter Erweiterung des Systems um eine Schnittstelle zwischen den Automatisierungssystemen die Fähigkeit einer *aktiven Interaktion* realisieren. Als einfach umzusetzende Lösung ist hierzu eine klassische *Master-Slave*-Architektur denkbar. Dabei erhält eine Instanz die Bedienhoheit (*Master*) über das Systemverhalten der untergeordneten Instanz (*Slave*). Kennzeichnend für den dezentral hierarchischen Ansatz ist eine eindeutige und dauerhaft gleichbleibende Rollenverteilung der Instanzen. Der Austausch von Informationen erfolgt stets in gerichteter Weise, wobei Statusinformationen an die übergeordnete Instanz und Steuerbefehle an die untergeordnete Instanz übermittelt werden. Der Fokus eines jeden Automatisierungssystems liegt auf seinem lokalen Betrachtungsgebiet, mit der Möglichkeit zum Abruf übergreifender Regelungspotenziale aus den nachgelagerten Netzen. Gleichzeitig agiert jedes Automatisierungssystem als Stellglied für seine übergeordnete Instanz. In dem Sinne sind autarke Eingriffe nur bedingt zulässig und erfordern stets eine Freigabe durch die übergeordnete Instanz, deren Entscheidungsfindung auf Basis einer Bewertung der übergreifenden Rückwirkungen beruht. Abbildung 4.3 zeigt hierzu beispielhaft den Ablauf einer Behebung von unzulässigen Netzzuständen auf zwei Ebenen. Auf eine lokale Grenzwertverletzung innerhalb des Mittelspannungsnetzes wird zunächst mit den lokal zur Verfügung stehenden Mitteln reagiert. Die Nutzung des übergreifenden Regelungspotenzials erfolgt durch eine Stellwertvorgabe an das verantwortliche Automatisierungssystem des nachgelagerten Niederspannungsnetzes, welches topologisch eine Sensitivität auf den Ort der Grenzwertverletzung aufweist. Diese untergeordnete Instanz gewährleistet die Umsetzung der Anforderung durch den Einsatz lokaler Flexibilität aus dem Niederspannungsnetz. Beim Auftreten einer lokalen Grenzwertverletzung im Niederspannungsnetz, wie im weiteren zeitlichen Verlauf des Sequenzdiagramms dargestellt, erfolgt hingegen zunächst eine Anfrage an die übergeordnete Masterinstanz im Mittelspannungsnetz. Diese bewertet die Auswirkungen einer geplanten Betriebspunktanpassung auf den Netzzustand in ihrem Betrachtungsgebiet und entscheidet über eine Freigabe oder eine Begrenzung der möglichen Stellbereiche. Erst nach einer erteilten Freigabe wird die Behebung der Grenzwertverletzung durch die lokal verfügbaren Mittel in dem Niederspannungsnetz eingeleitet. Sie erfolgt somit in einem *teilautarken Betrieb*, wodurch die Rückwirkungen auf das vorgelagerte Mittelspannungsnetz im Vorfeld abgeschätzt und negative Auswirkungen koordiniert, prädiktiv vermieden werden.

Das übergreifende Regelungspotenzial wird in dieser Konfiguration aktiv von den jeweils nachgelagerten Netzen abgerufen. Der Datenaustausch zwischen den lokalen Automatisierungssystemen wird dabei auf ein wesentliches Minimum reduziert (gerichtete Statusinformation an die übergeordnete sowie Stellwertvorgabe an die untergeordnete Instanz). Die Anforderungen an die übrige Datenerhebung gleichen sonst weitestgehend denen des dezentral autarken Ansatzes. Hinsichtlich der IKT-Infrastruktur entsteht im Vergleich ein geringer Mehraufwand und das

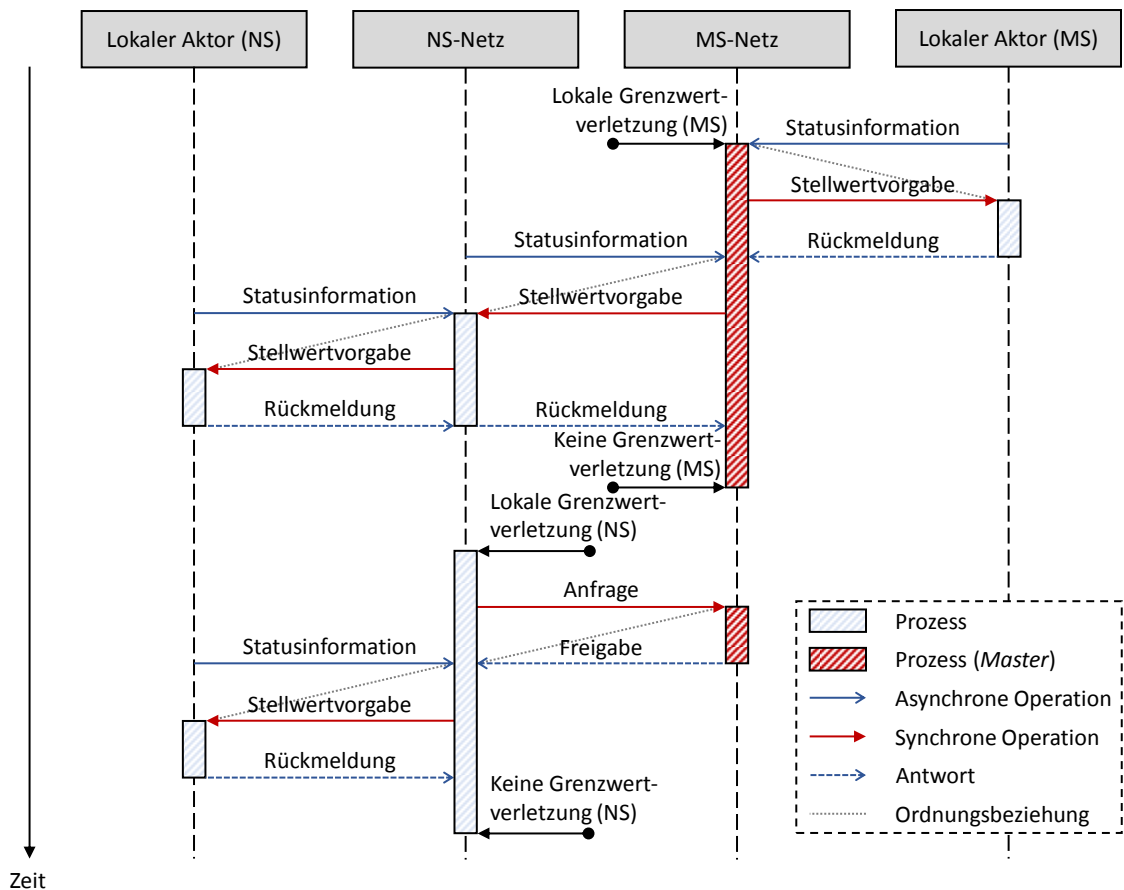


Abbildung 4.3: Sequenzdiagramm einer beispielhaften übergreifenden Zustandsregelung durch ein Interaktionskonzept im dezentral hierarchischen Ansatz

Softwaredesign der Algorithmen erfordert spezifische Komponenten zur Prozesskoordination. Die Koordination kann grundsätzlich auf jeder Netzebene einheitlich verlaufen und ist stets an die untergeordneten, topologisch nachgelagerten Instanzen gerichtet, während Freigabesignale von übergeordneten Instanzen zu berücksichtigen sind.

Aus der Realisierung des dezentral hierarchischen Ansatzes folgt in gewisser Weise eine Verantwortlichkeitsstruktur nach dem *Top-Down-Prinzip*, was unmittelbar in der funktionalen *Master-Slave-Architektur* begründet liegt. Betreffend der Datenerfassung und dem Betrieb der Automatisierungstechnik sind die Verantwortlichkeiten durch die Systemgrenzen der Netze klar definiert und gleichen der dargestellten Situation im dezentral autarken Ansatz (vgl. Abschnitt 4.2.2). Die teilautarke Netzführung durch die übergreifende Automatisierung unterliegt jedoch einer gerichteten Abhängigkeit. Bei Ausweitung des Systems über weitere Spannungsebenen hinweg läge die Bedienhoheit somit in der Hochspannungsebene oder, in weiterer Ausdehnung, dem Übertragungsnetz. Diese Konfiguration muss unter dem Aspekt der Diskriminierungsfreiheit kritisch betrachtet und die Verwehrung netzdienlicher Eingriffe durch die übergeordnete Instanz in jedem Fall mit einer fundierten Netzanalyse begründet werden.

Insgesamt bietet der dezentral hierarchische Ansatz eine Möglichkeit zur aktiven Nutzung der verfügbaren Flexibilität nachgelagerter Netze bei moderatem Implementierungsaufwand. Sowohl

die Erweiterungen in der Kommunikationsanbindung als auch in den bestehenden Algorithmen zur lokalen Netzautomatisierung sind vergleichsweise gering. Nachgelagerte Netze können jeweils als spezifische Akteure eingebunden werden und übergeordnete Instanzen generieren zusätzlich ein Freigabesignal auf der Grundlage einer Betriebspunktvalidierung. Die Zuverlässigkeit in der Anwendung zur Behebung unzulässiger Netzzustände ist als hoch einzustufen, da durch die eindeutige Rollenverteilung in einer *Master-Slave*-Architektur stets ein definierter Systemzustand herrscht und durch die gezielten, koordinierten Eingriffe ein Aufschwingen der Teilsysteme durch entsprechende Algorithmen aktiv vermieden werden kann.

4.2.4 Dezentral kooperativer Ansatz

Mit funktionalen Erweiterungen des zuvor beschriebenen, dezentral hierarchischen Ansatzes kann als Abwandlung dessen eine wechselseitig stützende Funktion beider angrenzender Netze in einem dezentral kooperativen Ansatz erreicht werden. Kennzeichnend für diesen Ansatz ist der bidirektionale Austausch von Statusinformationen und Steuerbefehlen zwischen den Automatisierungssystemen, wobei eine wechselnde Rollenverteilung der beteiligten Instanzen als *Master* bzw. *Slave* eintritt. Somit bewahren die Automatisierungssysteme weiterhin einen lokalen Fokus auf ihr jeweiliges Betrachtungsgebiet, während sie auf Stellwertvorgaben der angrenzenden Netze (vor- als auch nachgelagert) reagieren und gleichzeitig auch diese Netze als Stellglieder für das eigene Betrachtungsgebiet einsetzen können. Da an vorgelagerte Netze gerichtete Anforderungen im Rahmen des koordinierten Netzmanagements zuvor als ungeeignet eingestuft wurden (vgl. Abschnitt 4.1), dient die Vorstellung dieses Ansatzes der ergänzenden theoretischen Betrachtung und dem Aufzeigen von weiterführenden Möglichkeiten. Seine Merkmale tragen darüber hinaus maßgebend zu der Festlegung eines Verfahrensrahmens im weiteren Verlauf bei (vgl. Abschnitt 4.2.5).

Abbildung 4.4 zeigt einen möglichen Ablauf im dezentral kooperativen Ansatz anhand der gleichen Situation wie sie in Abschnitt 4.2.3 im dezentral hierarchischen Ansatz aufgezeigt wird. Der ausschlaggebende Unterschied zwischen diesen beiden Ansätzen wird nach dem Auftreten der Grenzwertverletzung in dem Niederspannungsnetz erkennbar. Hier entfällt eine Freigabe durch die übergeordnete Instanz, da das verantwortliche Automatisierungssystem des betroffenen Niederspannungsnetzes die befehlsgebende Rolle als Master annimmt und nach Ausschöpfung der lokalen Regelungspotenziale stützende Maßnahmen aus dem vorgelagerten Mittelspannungsnetz, beispielsweise in Form einer Spannungsanpassung, anfordert. Die Erlangung des Masterstatus verläuft zustandsabhängig und erfordert folglich prozesstechnisch einige Zwischenschritte zur Abstimmung und Synchronisation zwischen den Instanzen. Der wechselseitige Austausch von Statusinformationen kann zudem in der Behandlung lokaler Grenzwertverletzungen berücksichtigt werden. So kann der Zustand angrenzender Netze die Wahl einer lokalen Maßnahme beeinflussen, indem ihr übergreifender Einfluss im Vorfeld bewertet wird. Abbildung 4.4 veranschaulicht dies vereinfacht anhand von doppelten Ordnungsbeziehungen bei Stellwertvorgaben

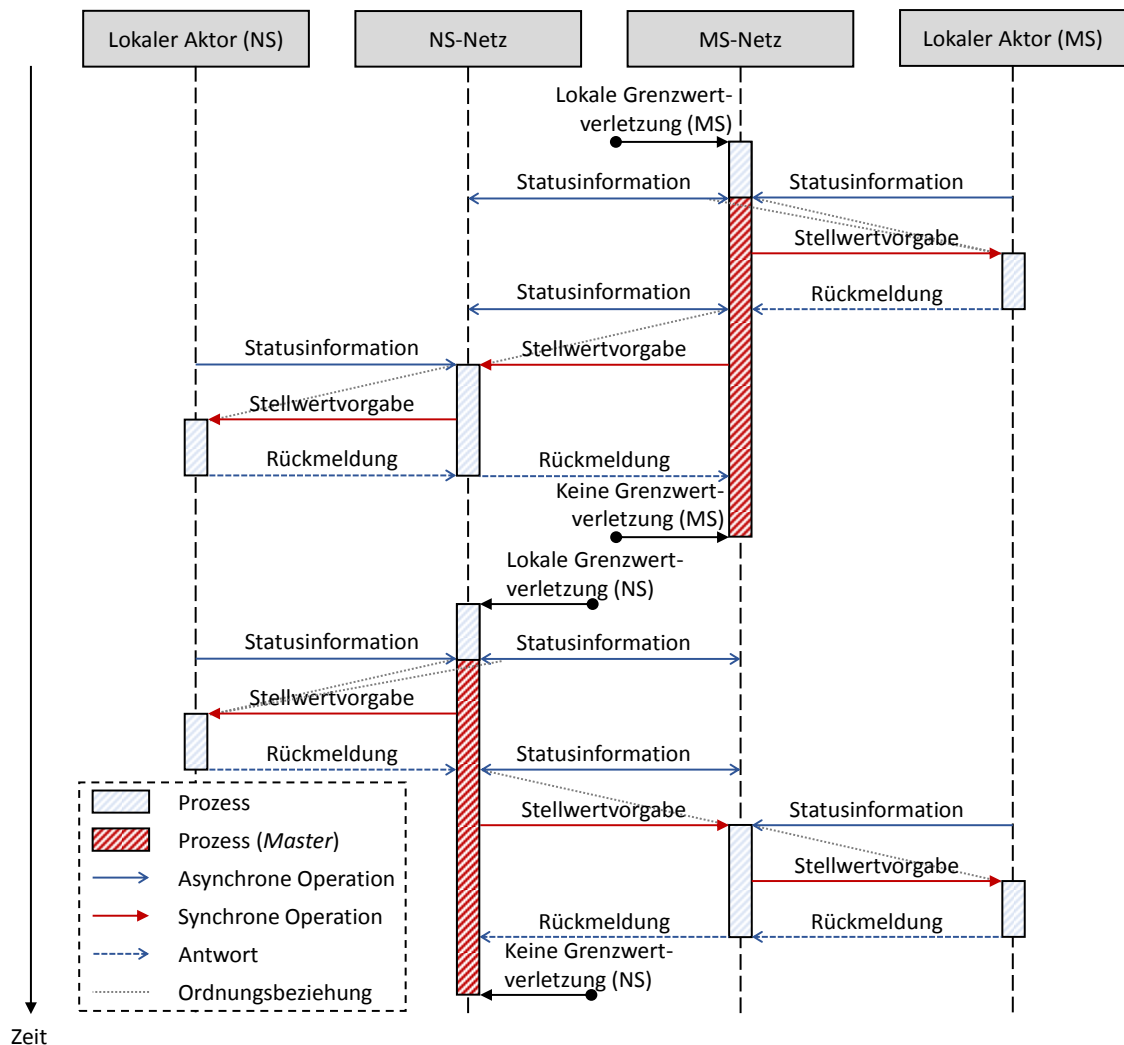


Abbildung 4.4: Sequenzdiagramm einer beispielhaften übergreifenden Zustandsregelung durch ein Interaktionskonzept im dezentral kooperativen Ansatz

an lokale Aktoren nach dem Auftreten von Grenzwertverletzungen in den jeweils eigenen Netzen. In dem Zusammenhang obliegt Automatisierungssystemen in der Mittelspannungsebene eine umfangreiche Auswertung der Statusinformationen aller nachgelagerter Niederspannungsnetze. Sofern die Beeinträchtigung angrenzender Netze durch die zur Verfügung stehenden Maßnahmen nicht vermeidbar ist, kann durch Folgemaßnahmen in den betroffenen Netzen eine kooperative Stützung durch ausgleichende Maßnahmen erfolgen.

Durch die Integration einer bidirektionalen Stellwertvorgabe, die sowohl von der MS- zur NS-Ebene als auch umgekehrt gerichtet sein kann (vgl. Abbildung 4.4), wird das übergreifende Regelungspotenzial aktiv und in beide Richtungen abgerufen. Gegenüber dem dezentral hierarchischen Ansatz ist hier nur eine geringfügige Erweiterung der Schnittstellen erforderlich, doch die Anforderungen an die Funktionsweise der Algorithmen steigen aufgrund der resultierenden Vielzahl von Freiheitsgraden in deren Ablauf stark an. Die Prozesse müssen softwaretechnisch geordnet verlaufen, um in allen denkbaren Szenarien ein robustes Systemverhalten zu gewähr-

leisten. Die Herausforderung wird besonders dann ersichtlich, wenn eine Instanz Stellwertvorgaben aus mehreren angrenzenden Netzen zur gleichen Zeit erhält. Die Prozesskoordination in jedem Automatisierungssystem kann bei entsprechender Skalierung des Gesamtsystems mitunter enorm groß werden. Ein wesentlicher Vorteil, den die gesteigerte Systemkomplexität liefert, liegt in dem *kooperativen Betrieb*, durch den, bei dem Einsatz übergreifender Regelungspotenziale, eine grundsätzliche Bevorzugung von Netzebenen ausgeschlossen ist. Die Priorisierung richtet sich dynamisch nach dem Ort, der zum jeweiligen Zeitpunkt Handlungsbedarf aufweist. Je nach Umsetzung kann bei gleichzeitig auftretendem Handlungsbedarf auf mehreren Ebenen nach zeitlicher Staffelung vorgegangen werden oder eine Priorisierung auf Grundlage der Kritikalität der Grenzwertverletzungen durchgeführt werden.

Die übergreifende Netzautomatisierung im dezentral kooperativen Ansatz bietet insofern eine diskriminierungsfreie Behandlung aller überwachten Netze und schöpft verfügbare Regelungspotenziale aktiv und bidirektional übergreifend aus. Die Komplexität ist hinsichtlich der Entwicklung und Implementierung von Algorithmen vergleichsweise hoch, bei moderatem Aufwand in der IKT-Anbindung. Auch in der komplexeren Rollenverteilung durch eine dynamische *Master-Slave*-Architektur ist eine hohe Zuverlässigkeit gegeben, während sich hinsichtlich Datenerfassung und Verantwortlichkeiten keine nennenswerten Unterschiede gegenüber dem dezentral hierarchischen Ansatz ergeben.

4.2.5 Qualitative Bewertung und Verfahrensrahmen

Die dargestellten Ansätze umfassen nur eine Teilmenge aller möglichen Interaktionskonzepte, die sich in ihrer Auswahl jedoch auf eine Klassifizierung der wesentlichen Systemeigenschaften fokussiert. In einem direkten Vergleich wird dabei deutlich, dass ein aktiv koordinierter Betrieb lediglich in dem dezentral hierarchischen und koordinierten Ansatz vorliegt. Mit dem zentralen und dezentral autarken Ansatz werden Möglichkeiten geboten, die durchaus Vorteile gegenüber den koordinierten Ansätzen aufweisen. Hier seien insbesondere die deutlich geringere Komplexität der Algorithmen sowie die Unabhängigkeit der Betriebsweisen durch die verantwortlichen Instanzen erwähnt. Gleichzeitig stellen jedoch die Veränderung von bestehenden Netzverantwortlichkeiten sowie die verringerte Ausfallsicherheit in einem zentralen Ansatz ausschlaggebende Nachteile dar. Der dezentral autarke Ansatz bietet eine effiziente Lösungsoption auf lokaler Ebene, lässt allerdings in übergreifender Betrachtung eine neue Art von „Blindflug“ entstehen, in dem ein nicht ausreichend transparentes und möglicherweise gegensätzliches Systemverhalten unter den Netzebenen auftreten kann. Dies sind maßgebende Faktoren für die Entwicklung von koordinierten Interaktions- und Betriebskonzepten, die auf den Vorteilen einer automatisierten Netzführung aufbauen. Tabelle 4.1 zeigt zusammenfassend einen Überblick über die wesentlichen Vor- und Nachteile der betrachteten Ansätze, dem eine qualitative Bewertung zugrunde liegt.

Tabelle 4.1: Zusammenfassung und qualitative Bewertung von Interaktionskonzepten

Ansatz	Vorteile	Nachteile
Zentral	<ul style="list-style-type: none"> ▪ einfache Algorithmen (Koordination von Automatisierungssystemen nicht erforderlich) ▪ direkte Nutzung übergreifender Flexibilität ▪ direkte Bewertung übergreifender Auswirkungen durch aktiven Netzeingriff möglich 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ zentral allokierte, übergreifende Verantwortlichkeit (massiver Eingriff in bestehende Strukturen) ▪ enorme, übergreifende Datenerfassung erforderlich (Big Data Management) ▪ enormer Kommunikationsaufwand ▪ geringe Ausfallsicherheit (Single Point of Failure)
Dezentral autark	<ul style="list-style-type: none"> ▪ unveränderte Verantwortlichkeiten ▪ lokal begrenzte Datenerfassung ▪ einfache Algorithmen (Koordination von Automatisierungssystemen nicht erforderlich) ▪ Ausfallsicherheit 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ keine Bewertung übergreifender Auswirkungen durch aktiven Netzeingriff möglich ▪ keine Nutzung übergreifender Flexibilität (passive Interaktion der Netzebenen)
Dezentral hierarchisch	<ul style="list-style-type: none"> ▪ unveränderte Verantwortlichkeiten ▪ lokal begrenzte Datenerfassung ▪ moderate Komplexität der Algorithmen (Schnittstellenintegration und gerichtete Prozesskoordination) ▪ indirekte Nutzung übergreifender Flexibilität ▪ indirekte Bewertung übergreifender Auswirkungen durch aktiven Netzeingriff auf Basis von Interaktionsschnittstellen ▪ Ausfallsicherheit 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ gerichtet übergreifende Netzstützung ▪ Bevorzugung von Netzteilnehmern in vorgelagerten Netzebenen aufgrund fester Bedienhoheit in der Master-Slave-Architektur
Dezentral kooperativ	<ul style="list-style-type: none"> ▪ unveränderte Verantwortlichkeiten ▪ lokal begrenzte Datenerfassung ▪ indirekte Nutzung übergreifender Flexibilität ▪ indirekte Bewertung übergreifender Auswirkungen durch aktiven Netzeingriff auf Basis von Interaktionsschnittstellen ▪ Ausfallsicherheit ▪ bidirektionale Netzstützung ohne Bevorzugung von Netzebenen 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ hohe Komplexität der Algorithmen (Schnittstellenintegration und bidirektionale Prozesskoordination) ▪ hohe Komplexität und übergreifende Einschränkungen durch dynamische Rollenverteilung

Für die nachfolgenden Abschnitte, die die Entwicklung einer Grundlage zur übergreifenden Regelung von Verteilungsnetzen behandeln, ist die Definition eines Verfahrensrahmens erforderlich. Die Auswahl eines Interaktionskonzeptes legt in dem Zuge Grenzen und Anforderungen an den erforderlichen Datenaustausch sowie die verfügbaren Schnittstellen fest. Die Bedienung und Nutzung jener ist somit der Kern der funktionalen Bestandteile von Algorithmen, die zu einem übergreifenden Automatisierungskonzept beitragen.

Anknüpfend an bestehende, innovative Technologien (vgl. Abschnitt 1.2), in Verbindung mit dem entwickelten Ansatz zur Zustandsregelung in Mittelspannungsnetzen (vgl. Kapitel 3), ist die Koordination von lokalen Automatisierungssystemen in einem modular gestalteten, dezentralen Ansatz erstrebenswert. Die überwiegend kongruierenden Vorteile der beiden aufgezeigten koordinierten Interaktionskonzepte lassen sich unter weitestgehender Kompensation ihrer jeweiligen

Nachteile in einen optimierten Ansatz überführen. Da ein Abruf von Regelungspotenzial aus vorgelagerten Netzen nur eine bedingte Effizienz aufweist (vgl. Abschnitt 4.1), stellt der wesentliche Vorteil des dezentral kooperativen Ansatzes (bidirektionale Funktionalität) kein ausschlaggebendes Kriterium für dessen Wahl dar. Hinsichtlich der erforderlichen Schnittstellen empfiehlt es sich auf dem dezentral hierarchischen Ansatz aufzubauen. Hier kann zusätzlich funktional die streng hierarchische Ablaufstruktur gelockert werden, indem die Freigabe von lokalen Maßnahmen durch die übergeordnete Instanz (vgl. Abschnitt 4.2.3) als Bedingung entfällt. Dadurch steigt der Autarkiegrad hinsichtlich der lokalen Handlungsoptionen und eine Bevorzugung von Netzebenen in der übergreifenden Betrachtung wird vermieden. Auswirkungen auf das vorgelagerte Netz können allerdings in diesem abgewandelten Ansatz nicht im Vorfeld bewertet und ebenso wenig unterbunden werden. Da den vorgelagerten Netzen jedoch ein breiteres Handlungsspektrum unterliegt, können sie bei Bedarf, unter Einsatz ihrer lokalen Mittel sowie der Flexibilität weiterer nachgelagerter Netze, ausgleichende Maßnahmen einleiten. Auf diese Weise findet ein aktiver Abruf nachgelagerter Flexibilität statt, während eine indirekte kooperative Stützung durch die vorgelagerte Ebene gegeben ist. Das geschilderte Konzept vereint somit Vorteile des dezentral hierarchischen und des dezentral kooperativen Ansatzes und formt ein optimiertes Interaktionskonzept der Netzebenen.

In den nachfolgenden Betrachtungen wird die koordinierte Regelung in der Mittelspannungsebene näher betrachtet und das Systemkonzept in einem teilautarken Betrieb unter Zusammenwirkung mit automatisierten Niederspannungsnetzen weitergeführt. Der Verfahrensrahmen hierfür beruht konstitutiv auf dem dezentral hierarchischen Ansatz, der den bisherigen Grundsätzen der Energieversorgung entspricht und um funktionale Abwandlungen ergänzt wird.

4.3 Koordinierte, teilautarke Regelung in der Mittelspannungsebene

Mit dem in dem vorangegangenen Abschnitt gesetzten Verfahrensrahmen entsteht ein Konzept für eine übergreifende Interaktion der einzelnen Netzebenen in Verteilungsnetzen, die mit innovativer Technologie ausgestattet sind. Bestehende Ansätze, einschließlich der in Kapitel 3 dargestellten Verfahren für Mittelspannungsnetze, verfolgen bislang das Ziel einer lokalen Automatisierung innerhalb eines Netzes. Durch eine geschickte Weiterentwicklung dieser Lösungen lassen sich deren Anwendungsfälle auf eine effiziente Weise dahingehend erweitern, dass sie die Anforderungen des gesetzten Verfahrensrahmens funktional erfüllen. Mit der Koordination von automatisierten Funktionen angrenzender Netze werden autarke Systeme um teilautarke Betriebskonzepte ergänzt, die eine wechselseitige Informations- und Funktionsbereitstellung erfordern. Im Folgenden wird der damit verbundene Entwicklungsbedarf anhand einer spezifischen Betrachtung der Mittelspannungsebene aufgezeigt. Im Vordergrund steht dabei insbesondere die Fragestellung, wie übergreifende Maßnahmen optimal in die bestehende Strategie integriert werden

können und welche physikalischen Gesetzmäßigkeiten in der praktischen Umsetzung zu berücksichtigen sind.

4.3.1 Erweiterte Spezifikation systemrelevanter Größen

In Anlehnung an Abschnitt 3.2.3 werden die spezifischen Systemgrößen auf Basis der vorangegangenen Überlegungen für den übergreifenden Einsatz von Automatisierungssystemen erweitert. Am Beispiel eines Mittelspannungsnetzes resultieren demnach aus der Anforderung zur Fähigkeit der Umsetzung einer Leistungsanpassung aus dem vorgelagerten Hochspannungsnetz zwei weitere Regelgrößen, die innerhalb der erweiterten Regelungsstrategie entsprechend zu berücksichtigen sind:

- Wirkleistungsbilanz am vorgelagerten Netzverknüpfungspunkt P_{NVP}
- Blindleistungsbilanz am vorgelagerten Netzverknüpfungspunkt Q_{NVP}

Ihre Führungsgrößen folgen dabei keiner allgemeingültigen Festlegung, die sich nach regulatorischen Richtlinien oder Normen richtet. Sie sind vielmehr durch dynamische Prozesswerte definiert, die durch die übergeordnete Instanz definiert werden. Im Gegensatz zu den fest definierten Führungsgrößen der bisher in der Mittelspannungsebene betrachteten Regelgrößen, sind hier keine kontinuierlichen Vorgaben vorgesehen. Sofern kein Bedarf an einem übergreifendem Netzeingriff besteht, sind diese Regelgrößen demnach in der Regel frei von Begrenzungen oder Zielwerten.

Durch die aktive Wirk- und Blindleistungsbereitstellung nachgelagerter Niederspannungsnetze ergeben sich für das Mittelspannungsnetz zusätzliche Stellglieder, jedoch keine neuen Stellgrößen im rein physikalischen Sinne. Sie werden folglich, als PQ-Aktoren kategorisiert, in das System integriert (vgl. 3.2.1). Die Methodik des netzdienlichen Einsatzes der dadurch zusätzlich verfügbaren Stellbereiche entspricht dem dynamischen Last- und Einspeisemanagement (vgl. Abschnitt 3.5) und wird im nachfolgenden Abschnitt im Detail verfeinert. Die bereits definierten Stellgrößen zur aktiven Leistungsanpassung in Mittelspannungsnetzen werden in dem Zuge für einen optimierten Entwurf der Priorisierungsmechanismen in lokale und übergreifende Flexibilität abgestuft. Ihre Klassifizierung nach Abschnitt 3.2.3 erweitert sich entsprechend um zwei Größen:

- Wirkleistungsbilanzen nachgelagerter Netze p_{NN}
- Blindleistungsbilanzen nachgelagerte Netze q_{NN}

Diese Größen werden im Folgenden in die entwickelte Regelungsstrategie für Mittelspannungsnetze integriert.

4.3.2 Integration nachgelagerter Niederspannungsnetze

Die Integration von automatisierten Niederspannungsnetzen ist ein elementarer Schritt in Richtung des koordinierten Netzmanagements in der Mittelspannungsebene. Es entstehen Synergien, die sowohl für die Zustandsüberwachung als auch für die Zustandsregelung von Bedeutung sind. Die Automatisierung eines Niederspannungsnetzes geht mit einer Erfassung von Zustandsinformationen in Echtzeit einher, die in dem vorgelagerten Mittelspannungsnetz zur Optimierung der dort eingesetzten Zustandsidentifikation eingesetzt werden. Gleichzeitig wirken sich Netzeingriffe über die Grenzen der Spannungsebene hinaus auf das vorgelagerte Mittelspannungsnetz aus, sodass bestehende Regelungsstrategien kaskadiert eingesetzt werden können.

In der praktischen Umsetzung der erforderlichen Algorithmen in der Mittelspannungsebene stellt ein automatisiertes Niederspannungsnetz im Wesentlichen ein System dar, das die Funktionen einer Messstelle und eines Aktors vereint. Unter Bereitstellung geeigneter Schnittstellen kann der erforderliche Datenaustausch zwischen den verantwortlichen Automatisierungssystemen beider Netzebenen sichergestellt werden. Mitunter zählt hierzu der aggregierte Stellbereich eines Niederspannungsnetzes, der gegenüber einem steuerbaren Netzteilnehmer mit direkter Anbindung an das Mittelspannungsnetz nicht im Vorfeld als konstant determiniert werden kann. Er ändert sich stetig mit der Netznutzungssituation im Niederspannungsnetz und muss daher in Echtzeit lokal ermittelt und an das Automatisierungssystem des vorgelagerten Netzes gemeldet werden [38, 50]. Der Ablauf der Zustandsregelung im Mittelspannungsnetz muss dahingehend angepasst werden, dass integrierte, automatisierte Niederspannungsnetze als solche in der Priorisierung und Selektion von Aktoren berücksichtigt werden. Die dadurch bereitgestellten Stellgrößen (vgl. Abschnitt 4.3.1) sind in der mittelspannungsseitigen Betrachtung hinsichtlich ihrer Wirksamkeit physikalisch gleichwertig mit einer Betriebspunktanpassung von steuerbaren MS-Netzteilnehmern (vgl. Abschnitt 3.6) und werden in der Regelungsstrategie grundsätzlich diesen zugeordnet (vgl. Abschnitt 3.2.3):

- Stellgröße Wirkleistung: $p_{NN} \rightarrow p_A$
- Stellgröße Blindleistung: $q_{NN} \rightarrow q_A$

In der übergreifenden Betrachtung können die auftretenden Übertragungsverluste eines Flexibilitätsabrufs jedoch größer sein als bei dem Einsatz lokaler Aktoren, aufgrund der elektrischen Entfernung und insbesondere der dazwischen befindlichen MS/NS-Transformatoren. Da eine übergreifende Ermittlung von Sensitivitätswerten nicht vorgesehen ist, kann eine Entkopplung dadurch erreicht werden, dass gemeldete Stellbereiche eines Niederspannungsnetzes bereits unter Berücksichtigung von Transformatorverlusten auf die Mittelspannungsebene hochgerechnet werden. Zusätzlich wird davon ausgegangen, dass die Bereitstellung des Regelungspotenzials niederspannungsseitig optimierten Abläufen folgt, welche grundsätzlich analog zu dem Verfahren gestaltet werden können, wie es nachfolgend für Mittelspannungsnetze beschrieben wird (vgl.

Abschnitt 4.3.3). Vor dem Hintergrund dieser modularen Betrachtungsweise kann ein automatisiertes Niederspannungsnetz mit seinem dynamischen Stellbereich in der mittelspannungsseitigen Priorisierung von Aktoren grundsätzlich nach den gleichen Kriterien berücksichtigt werden wie lokale Aktoren des Mittelspannungsnetzes. Da bei einer vorliegenden Anforderung des Mittelspannungsnetzes niederspannungsseitig eine Ausschöpfung der Stellreserven bis hin zum entferntesten Aktor unter großflächigen Netzauswirkungen erfolgen würde, empfiehlt sich aus Gründen der Effizienz der vorrangige Einsatz lokaler Aktoren. Nach diesem Prinzip stellt die Integration lediglich eine Erweiterung der bestehenden Auswahl verfügbarer Aktoren dar. Ihre Sortierung erfolgt für die jeweiligen Anwendungsfälle nachrangig gemäß den geltenden Regeln nach den Gleichungen 3.77, 3.78 und 3.79 unter Einhaltung einer Mindestsensitivität (vgl. Abschnitt 3.5.5). Für n Netzknoten bzw. Betriebsmittel, m lokale Aktoren A_L im betrachteten Mittelspannungsnetz und k nachgelagerte automatisierte Niederspannungsnetze A_N erweitern sich folglich die Priorisierungsmatrizen nach Gleichung 3.76 entsprechend:

$$\mathbf{T}_{E,v,X} = \begin{bmatrix} A_{L,11} & \cdots & A_{L,1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ A_{L,m1} & \cdots & A_{L,mn} \\ A_{N,11} & \cdots & A_{N,1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ A_{N,k1} & \cdots & A_{N,kn} \end{bmatrix} \quad (4.1)$$

Die Selektion eines Aktors A_N im Zuge des aktiven Netzeingriffs erfolgt schließlich ebenfalls unter Berücksichtigung der in Abschnitt 3.5.5 beschriebenen Kriterien, sodass auch dem koordinierten Einsatz von automatisierten Niederspannungsnetzen eine Bewertung der Verfügbarkeit und dynamischen Regelkapazität zugrunde liegt.

Durch das modulare Integrationsprinzip können automatisierte Niederspannungsnetze unter einem vergleichsweise sehr geringen Aufwand in das dynamische Last- und Einspeisemanagement in Mittelspannungsnetzen eingebunden werden. Die Erweiterung der Priorisierungsmatrizen gewährleistet deren Berücksichtigung in der Regelungsstrategie, an welcher methodisch keine weiteren Anpassungen erforderlich sind.

4.3.3 Umsetzung übergeordneter Anforderungen aus dem Hochspannungsnetz

Die Bereitstellung von Flexibilität an vorgelagerte Netze erfordert größere Anpassungen und Erweiterungen der bestehenden Abläufe, als dies für die Integration nachgelagerter Netze erforderlich ist. Analog zu den Anforderungen durch ein MS-Netz an nachgelagerte NS-Netze muss auf der MS-Ebene zunächst die Ermittlung eines dynamischen Stellbereiches für das vorgelagerte HS-Netz gegeben sein. Vorangegangene Forschungsarbeiten liefern zu diesem Zweck bereits praktikable Lösungen [50]. Die weiteren Anwendungsfälle, die im praktischen Einsatz durch

diese Systemfunktion abzudecken sind, sind im Wesentlichen das konventionelle *statische Einspeisemanagement* sowie ein *dynamisches Last- und Einspeisemanagement am Netzverknüpfungspunkt*. Welchen Einfluss diese Maßnahmen auf die Funktionsweise der entwickelten Regelungsstrategie ausüben und wie sie optimal in diese integriert werden können, wird in den nachfolgenden Abschnitten näher erläutert.

4.3.3.1 Statisches Einspeisemanagement

Das statische Einspeisemanagement kommt in der Regel als netz- oder systemdienliche Maßnahme in Form einer Vorgabe durch den Netzbetreiber des vorgelagerten Netzes zum Einsatz. Hierbei gilt es, eine Reduktion der Einspeiseleistung nach Vorgabe an dezentralen EE- und KWK-Anlagen vorzunehmen. Betroffen ist die Wirkleistung der Anlagen, während eine Regelung der Blindleistung durch diese Maßnahmen nicht vorgesehen ist. Nach der gesetzlichen Rangfolge ist die Maßnahme anzuordnen, sofern ein unzulässiger Netzzustand mit anderen geeigneten Optionen, insbesondere der Regelung konventioneller Kraftwerke, nicht behoben werden kann. [123]

Eine Integration dieser Funktion in ein teilautarkes Systemkonzept ist aufgrund der eindeutigen gesetzlichen Regelung sinnvoll und notwendig. Sie bietet ein einfaches und transparentes Verfahren, das der Netzführung in der Praxis geläufig und vergleichsweise einfach zu dokumentieren ist. Seine funktionale Umsetzung stellt im Rahmen der Entwicklung eines Automatisierungskonzeptes keine besondere Herausforderung dar, da die Vorgabe in der Regel in Form von prozentualen Sollwerten erfolgt, die letztendlich über eine Fernwirkstrecke an die betroffenen Anlagen übertragen werden. Unterschieden werden kann dabei zwischen zwei Arten des statischen Einspeisemanagements:

- *Globale* Vorgabe an dezentrale Energiewandlungsanlagen
- *Selektive* Vorgabe an einzelne dezentrale Energiewandlungsanlagen

Die globale Vorgabe richtet sich an alle Anlagen des betroffenen Typs, die beispielsweise durch eine entsprechende Parametersetzung im Automatisierungssystem gekennzeichnet sind und sich topologisch innerhalb des adressierten Netzgebietes befinden. Bei einer selektiven Vorgabe wird eine Vorauswahl des verantwortlichen Netzbetreibers vorausgesetzt, die durch Kennzeichnung derjenigen Anlagen, an denen eine Reduktion der Einspeiseleistung vorzunehmen ist, als Prozesswert an das Automatisierungssystem übermittelt wird. Insofern entfällt in dieser Maßnahme sowohl die Priorisierung und Selektion von Aktoren als auch die Berechnung der zu übermittelnden Stellwerte. Alle betroffenen Anlagen, zusammengefasst in einer Menge $M_{A,EM}$ anhand ihrer Knotennummer i , erhalten jeweils als Stellwert P_a den aktuell wirksamen Sollwert im Rahmen des Einspeisemanagements P_{EM}^* , sofern ihr wirkender Sollwert $P_{i,w}$ nicht bereits auf höchstens P_{EM}^* reduziert ist:

$$P_a = P_{EM}^* \quad (4.2)$$

$$\forall a \in \{i \in M_{A,EM} \subseteq \mathbb{Z} \mid P_{i,w} > P_{EM}^*\}$$

In der eigentlichen Ausführung des Einspeisemanagements liefert eine Netzautomatisierung daher zunächst keinen signifikanten Vorteil gegenüber einem manuellen Eingriff durch das Leitstellenpersonal, jenseits der höheren Reaktionsdynamik in der Umsetzung sowie einer verringerten Fehleranfälligkeit aufgrund der Automatisierung. Ihr Mehrwert zeigt sich jedoch während des weiteren Betriebs unter wirkender Einspeisemanagement-Maßnahme, der die Argumentationsgrundlage für die Integration der Maßnahme in ein teilautarkes Konzept formt. Das Einspeisemanagement wirkt sich begrenzend auf die Stellbereiche von Aktoren und damit unmittelbar auf die lokale Zustandsregelung aus. Netzdienliche Eingriffe im Mittelspannungsnetz können während einer andauernden Reduktion von Einspeiseleistung nach wie vor auftreten und sind durch die Regelungsstrategie zu berücksichtigen. Hierbei sind die oberen Grenzwerte der Stellbereiche von betroffenen Aktoren $P_{a,max}$ entsprechend durch die Vorgabe im Rahmen des Einspeisemanagements für die Dauer von dessen Wirkungszeitraum T_{EM} zu überlagern:

$$P_{a,max} \Big|_{T_{EM}} = P_{EM}^* \quad (4.3)$$

In direkter Konsequenz reduziert sich der zulässige Betriebsbereich dieser Aktoren, der für weitere netzdienlich erforderliche Maßnahmen bereitsteht. Wird ihre Einspeiseleistung im Zuge weiterer Maßnahmen zusätzlich reduziert, steht demnach ein verringertes positives Regelungs-potenzial ΔP_a^+ , welches sich allgemein als Differenz des wirkenden Sollwertes $P_{a,w}$ zur oberen Grenze des Stellbereiches formulieren lässt, zur Verfügung:

$$P_a \Big|_{T_{EM}} \leq P_{EM}^* \quad (4.4)$$

$$\Delta P_a^+ = P_{a,max} - P_{a,w} \quad (4.5)$$

Mit dieser Vorgehensweise werden lediglich die begrenzenden Parameter, die durch den Algorithmus verarbeitet werden, vorübergehend überlagert und damit schließlich das Verhalten der Betriebspunktverschiebung und der Betriebspunktoptimierung passiv beeinflusst (vgl. Abschnitte 3.7.1 und 3.7.2). In Verbindung mit der Integration des statischen Einspeisemanagements liefert die Methodik der Betriebspunktoptimierung einen fundamentalen Vorteil für die Netzführung. Sie gewährleistet zum Abschluss der Maßnahme eine kontrollierte Freigabe der reduzierten Leistung unter Berücksichtigung des Netzzustandes, sodass die Entstehung von lokalen Grenzwertverletzungen infolge der Rücknahme der Begrenzung prädiktiv vermieden werden kann.

4.3.3.2 Dynamisches Leistungsflussmanagement am Netzverknüpfungspunkt

Das praktizierte statische Einspeisemanagement stellt eine verhältnismäßig triviale Maßnahme der Netzführung dar, um dem komplexen Zusammenhang zwischen der Leistungsflusssituation und einer übergreifenden Betrachtung von Netzzuständen schnell und wirksam zu entgegnen. Im Rahmen des Engpassmanagements findet dabei eine grobe Abschätzung der Auswirkungen statt, die zielführend sein kann, jedoch keine optimale Lösungsoption darstellen muss. Ohne eine präzise, prädiktive Zustandsschätzung wird dadurch insgesamt tendenziell mehr Einspeiseleistung reduziert als tatsächlich zur Behebung des unzulässigen Netzzustandes erforderlich wäre. Ein dynamisches Leistungsflussmanagement am Netzverknüpfungspunkt bietet zum einen den Vorteil, dass die Verteilung der Einspeiseleistungsreduktion optimiert werden kann, indem eine ermittelte Leistungsänderung, die am Netzverknüpfungspunkt erforderlich ist, zielgerichtet durch den Einsatz einer Regelung erreicht wird. Zum anderen kann auf diese Weise positive sowie negative Flexibilität durch das vorgelagerte Netz abgerufen werden, um in letzterem einen netz- oder systemdienlichen Einsatz zu verfolgen. Diese Funktion legt einen wesentlichen Grundstein für die übergreifende Automatisierung, mit der ein breiteres Spektrum von Handlungsoptionen durch die gezielte Betriebspunktverschiebung an Netzverknüpfungspunkten erzeugt wird.

Für die Umsetzung der automatisierten Bereitstellung übergeordneter Anforderungen im Kontext der Zustandsregelung in Mittelspannungsnetzen ist zunächst eine Erweiterung der Regelgrößen des Systems erforderlich (vgl. Abschnitt 4.3.1). Diesen werden in der Regelungsstrategie entsprechend die Stellgrößen Wirkleistung und Blindleistung zugewiesen. Gemäß der Integration von nachgelagerten Netzen kann die Bereitstellung des Regelungspotenzials sowohl mit lokalen Mitteln als auch mit dem Abruf weiterer übergreifender Regelungspotenziale in nächster Ebene erfolgen (vgl. Abschnitt 4.3.2). Eine Bewertung der Wirksamkeit von Aktoren, wie sie zur Regelung der Knotenspannungen oder der Zweigströme erforderlich ist, ist an dieser Stelle nicht zielführend, da die Wirksamkeit einer Leistungsanpassung auf die Leistungsbilanz an dem vorgelagerten Netzverknüpfungspunkt stets gegeben ist (für die Blindleistung eingeschränkt geltend und im weiteren Verlauf näher erläutert). Um entstehende Netzverluste sowie den Einfluss auf weitere Regelgrößen des Systems in Abhängigkeit von dem gewählten Ort der Leistungsanpassung zu berücksichtigen, erfolgt eine verfeinerte Priorisierung, welche auf dem Anwendungsfall der Stromregelung am HS/MS-Transformator aufbaut (vgl. Abschnitt 3.5.5).

Die Priorisierung von Aktoren folgt der Gesetzmäßigkeit des geringsten Einflusses auf den Netzzustand im Betrachtungsgebiet des für die Umsetzung der Anforderung verantwortlichen Automatisierungssystems. Dieser ergibt sich vereinfacht bei vorrangigem Einsatz von Aktoren mit einer elektrisch kurzen Distanz zu dem Transformator am Netzverknüpfungspunkt mit der vorgelagerten Netzebene, welche anhand der Diagonalelemente der Sensitivitätsmatrix m_{aa} quantifiziert werden kann. Diese Regel ist bei separierter Betrachtung eines Netzstrangs in einem Strahlennetz sowie in geschlossenen Ringnetzen und Maschennetzen gültig. Liegen mehrere

Netzstränge als Transformator-Abgang vor, was topologisch auch auf offen betriebene Ringnetze zutrifft, ist sie nicht mehr hinreichend präzise. Dies wird bei der beispielhaften Betrachtung von Aktoren in zwei Netzsträngen unterschiedlicher Länge deutlich. Ihre Anschlusspunkte j und k können grundsätzlich die gleiche elektrische Distanz zum Netzverknüpfungspunkt aufweisen, wodurch die zugehörigen Diagonalelemente in der Sensitivitätsmatrix gleich sind:

$$m_{jj} = m_{kk} \quad (4.6)$$

Dennoch fällt die topologisch bedingte Auswirkung einer Leistungsanpassung an dem Aktor, der sich in dem längeren Netzstrang befindet, insgesamt betrachtet größer aus, da sich der Spannungshub bis zum Ende des Netzstrangs bemerkbar macht. Aus diesem Grund empfiehlt es sich, die Gesamtsensitivität $m_{\Sigma a}$ an einem Anschlusspunkt a für den Vergleich heranzuziehen. Für ein Netz mit n Knoten wird sie aus der zugehörigen Zeilen- oder Spaltensumme der Sensitivitätsmatrix, welche aus Symmetriegründen übereinstimmen, gebildet:

$$m_{\Sigma a} = \sum_{i=1}^n m_{ai} = \sum_{i=1}^n m_{ia} \quad (4.7)$$

$$\forall a \in \{z \in \mathbb{Z} \mid 1 \leq z \leq n\}$$

Das Kriterium nach Gleichung 3.79 (vgl. Abschnitt 3.5.5) lässt sich damit in eine allgemein hinreichende Form zur Reduktion des Einflusses auf weitere Regelgrößen des Systems erweitern:

$$\min\{m_{\Sigma a}\} \quad (4.8)$$

Auf dieser Grundlage aufbauend können, in Anlehnung an die in Abschnitt 3.5.5 beschriebene Verfahrensweise, zu jedem Versorgungsgebiet Priorisierungsvektoren $\mathbf{t}_{\text{NVP},P}$ und $\mathbf{t}_{\text{NVP},Q}$ für die Regelgrößen P_{NVP} bzw. Q_{NVP} gebildet werden. Sie enthalten eine sortierte Rangfolge eindeutiger IDs der einzusetzenden Aktoren, die auf deren spezifischer Wirksamkeit sowie einem vorgegebenen Ranking-Index beruht. Im Betrieb werden diese Priorisierungsvektoren lediglich mit Veränderungen der Netztopologie neu gebildet. Die Selektion eines Aktors für einen aktiven Netzeingriff erfolgt bei Anforderung durch die vorgelagerte Netzebene algorithmisch durch die konsekutive Prüfung auf Anlagenverfügbarkeit und freie Regelkapazität derjenigen Aktoren, die in den Priorisierungsvektoren enthalten sind (vgl. Abschnitt 3.5.5).

Die Komponente zur Zustandsüberwachung detektiert im Betrieb anliegende Anforderungen des vorgelagerten Netzes in Echtzeit und bildet im Rahmen der Zustandsbewertung eine Regelabweichung für die erweiterten Regelgrößen X_{NVP} , ersatzweise für die Wirk- und Blindleistung am NVP anwendbar (vgl. Abschnitt 4.3.1), aus der Differenz zwischen Sollwert X_{NVP}^* und Istwert X_{NVP} . Um Schwingvorgänge um den Sollwert herum zu vermeiden, empfiehlt sich hier die Einführung einer zulässigen Abweichung $h_{\text{NVP},X}$, die in Form eines Toleranzbandes angewandt wird:

$$e_{\text{NVP},X} = \begin{cases} X_{\text{NVP}}^* - X_{\text{NVP}}, & |X_{\text{NVP}}^* - X_{\text{NVP}}| > h_{\text{NVP},X} \\ 0, & |X_{\text{NVP}}^* - X_{\text{NVP}}| \leq h_{\text{NVP},X} \end{cases} \quad (4.9)$$

$$h_{\text{NVP},X} \in \mathbb{R}_+^*$$

In der Methodik zur Ermittlung von Stellwerten für ein *dynamisches Leistungsflussmanagement am Netzverknüpfungspunkt* kann in stationärer Betrachtung, analog zu der Stromregelung am HS/MS-Transformator (vgl. Abschnitt 3.5.3), ein näherungsweise linearer Zusammenhang zwischen der Leistungsanpassung an einem Aktor und der Leistungsänderung an dem Netzverknüpfungspunkt angenommen werden. Während sich die Auswirkung einer Wirkleistungsanpassung deutlich präziser bewerten lässt, kann die Anpassung der Blindleistung netzsituationsabhängig nur einen lokalen Effekt verursachen, sodass die tatsächliche Auswirkung auf den NVP schwächer ausfällt. Ohne eine exakte Leistungsflussberechnung verfolgt die Ermittlung des Stellwertes in diesem Fall einen Anhaltspunkt, der durch Folgeeingriffe im Zuge des Regelungsvorgangs präzisiert wird. Insofern bestimmt sich ein erforderlicher Stellwert X_a^* an einem Aktor a unmittelbar aus der Regelabweichung $e_{\text{NVP},X}$. [124, 125]

$$X_a^* = X_a + e_{\text{NVP},X} \quad (4.10)$$

Reicht das Regelungspotenzial eines Aktors allein nicht aus, teilt sich die erforderliche Leistungsanpassung im Rahmen der Regelungsstrategie konsekutiv auf mehrere Aktoren auf:

$$e_{\text{NVP},X} = \sum_{i=1}^n \Delta X_i \quad (4.11)$$

Eine bleibende Regelabweichung wird durch diese Vorgehensweise vollständig bis zum Erreichen des Toleranzbandes ausgeglichen, während eine Prüfung der Auswirkungen auf den Netzzustand im Rahmen der Betriebspunktvalidierung im Vorfeld als Bedingung für die Prozesswertausgabe gilt. Analog zur Integration des statischen Einspeisemanagements erfordert auch die Einbindung des dynamischen Leistungsflussmanagements am Netzverknüpfungspunkt eine spezifische Berücksichtigung in der Komponente zur Betriebspunktoptimierung, um eine Verstärkung der Regelabweichung $e_{\text{NVP},X}$ durch optimierende Prozesse zu vermeiden.

Insgesamt werden durch die Komponente zum dynamischen Leistungsflussmanagement am Netzverknüpfungspunkt erhebliche Potenziale für den spannungsebenenübergreifenden Einsatz freigesetzt und dadurch die Freiheitsgrade von netz- und systemdienlichen Maßnahmen deutlich erhöht. Insbesondere in Hochspannungsnetzen, in denen das Blindleistungsmanagement ein essenzielles Instrument der Spannungshaltung darstellt, kann somit ein hoher Mehrwert verzeichnet werden. Ein zusätzlicher praxisnaher Anwendungsfall, der in der Netzführung von nicht zu vernachlässigender Relevanz ist, lässt sich aus der Einhaltung von bilateral vereinbarten Leistungsfaktoren an den Netzverknüpfungspunkten zwischen zwei Netzbetreibern ableiten. Zu diesem Zweck kann durch eine programmierte Logik, jenseits von dynamischen Vorgaben, eine

konstante oder von der Wirkleistungsbilanz abhängige Führungsgröße hinsichtlich der Blindleistungsbilanz vorgesehen werden.

4.3.4 Einordnung in die Regelungsstrategie für Mittelspannungsnetze

Die zuvor beschriebenen Verfahren bilden eine mathematische Grundlage für die erweiterte Methodik sowie die Abläufe einer automatisierten, übergreifenden Zustandsregelung in der vorgestellten modularen Systemkonfiguration. Für die Umsetzung der Funktionen, die in diesem Ansatz für die Automatisierung übergreifender Maßnahmen erforderlich sind, bietet die Regelungsstrategie für Mittelspannungsnetze eine geeignete Basis (vgl. Kapitel 3) in deren Struktur die übergreifenden Prozesse direkt integriert werden können. Mit der Erweiterung der spezifischen Systemgrößen (Stell- und Regelgrößen) wird zunächst lediglich der Funktionsrahmen der Regelungsstrategie skaliert (vgl. Abschnitt 4.3.1). Die Integration von nachgelagerten, automatisierten Niederspannungsnetzen stellt eine Ergänzung der Systemparametrierung dar, durch die zusätzliche Aktoren von einem bereits definierten und in der Regelungsstrategie berücksichtigten Stellgrößentyp hinzugefügt werden (vgl. Abschnitt 4.3.2). Ihre Einbindung in Anwendungsfälle, die eine lokale Regelung erfordern, erfolgt durch deren Eintragung in die bestehenden Priorisierungsmatrizen des Systems. Anwendungsfälle, in denen lokale Flexibilität für eine übergreifende Regelung einzusetzen ist, werden durch eine Ergänzung um weitere Priorisierungsvektoren sowie Erweiterungen der Methodik realisiert (vgl. Abschnitt 4.3.3.2). Jeder dieser Schritte stellt dabei eine weitgehend gekapselte Erweiterung bestehender Prozesse sowie der Datenbasis, die dem Algorithmus zur Zustandsregelung bereitgestellt wird, dar. Dies beeinflusst nicht den Ablauf der eigentlichen Prozesse. Die praktische Umsetzung eines dynamischen Leistungsflussmanagements am Netzverknüpfungspunkt erfordert jedoch die Einführung von neuen Ebenen in der Regelungsstrategie.

In einem letzten Schritt wird daher die Strategie zur Zustandsregelung in Mittelspannungsnetzen um weitere Regelstufen ergänzt, um somit einen algorithmischen Systementwurf zur Realisierung einer teilautarken, übergreifenden Regelung zu formen. Hierzu wird das in Abschnitt 3.7.1 dargestellte Modell zur Selektion von Regel- und Stellgrößen um die erweiterten systemrelevanten Größen ausgebaut. Die Einordnung dieser Regelgrößen innerhalb des Modells nach Abbildung 3.19 erfordert eine differenzierte Bewertung der Anwendungsfälle, in deren Rahmen sie zum Einsatz kommen. Während das statische Einspeisemanagement eine direkt umzusetzende begrenzende Maßnahme darstellt, liegt dem dynamischen Leistungsflussmanagement eine entsprechende Priorisierung in der vorgelagerten Netzebene zugrunde.

Das Blindleistungsmanagement enthält einen Netzdienlichkeitscharakter hinsichtlich der vorgelagerten Hochspannungsnetze. Es stellt dort, aufgrund des verhältnismäßig hohen X/R-Verhältnisses von eingesetzten Betriebsmitteln, eine Maßnahme zur Spannungshaltung von höchster Wirksamkeit dar. In der Praxis verfügen Hochspannungsnetze bereits über eine Vielzahl von

Stellgliedern. Darüber hinaus kann davon ausgegangen werden, dass sich die Vermeidung unzulässiger Netzzustände in einem Mittelspannungsnetz positiv stützend auf den Netzzustand des vorgelagerten Hochspannungsnetzes auswirkt, da somit der auslegungsrelevante Betriebsbereich der Netze eingehalten wird. Aus diesen Gründen erhält der lokale Netzzustand in einem Mittelspannungsnetz Vorrang gegenüber einer Blindleistungsanforderung an dessen Netzverknüpfungspunkt zum Hochspannungsnetz. Für die Integration dieser Maßnahme in das Modell der Regelungsstrategie für Mittelspannungsnetze ergibt sich hieraus eine untergeordnete Priorisierungsstufe. Somit kann auch eine vorübergehende Abweichung von einem vereinbarten Leistungsfaktor an dem Netzverknüpfungspunkt auftreten, sofern ein zulässiger Netzzustand im Mittelspannungsnetz nicht mit anderen Optionen wiederhergestellt werden kann. Die Einhaltung des vereinbarten Leistungsfaktors wird jedoch nach der Behebung aller vorrangigen Grenzwertverletzungen durch die verfügbaren Mittel weiterverfolgt.

Demgegenüber wird der Wirkleistungsregelung am Netzverknüpfungspunkt eine systemdienliche Rolle zugeordnet. Insbesondere die Frequenzhaltung weist eine systemsicherheitsrelevante Charakteristik auf und muss zwingend mit höchster Priorität versehen werden. Während die Systemsicherheit bezüglich der Frequenzhaltung derzeit durch die Übertragungsnetzbetreiber verantwortet und durch Einsatz der vorgehaltenen Regelleistung gewährleistet wird, werden Verteilungsnetzbetreiber zukünftig aufgrund der Dezentralisierung der Einspeiseleistung zunehmend in die Umsetzung von Maßnahmen zur Systemsicherheit eingebunden (vgl. Kapitel 2). Anpassungsmaßnahmen der Wirkleistungsbilanz werden daher vorrangig in der koordinierten Regelungsstrategie berücksichtigt, jedoch unter Beachtung des lokalen Netzzustandes. Die Betriebspunktvalidierung gewährleistet eine Umsetzung von Vorgaben im Rahmen der verfügbaren Netzkapazität. Die tatsächliche Umsetzung dieser Regelstufe erfordert dabei entsprechende Präqualifikationsprozesse für den systemdienlichen Einsatz von dezentralen Energiewandlungsanlagen und idealerweise geeignete Netzzustandsprognosen, um kritische Situationen frühzeitig zu erkennen und rechtzeitig planbare Maßnahmen einzuleiten. [126]

Abbildung 4.5 zeigt das resultierende Modell, welches auf den genannten Grundsätzen aufbaut. Dabei wird prioritär das *Wirkleistungsmanagement* am vorgelagerten Netzverknüpfungspunkt behandelt, sofern eine Anforderung des vorgelagerten Netzes vorliegt ($G_{NVP,P}$). Sobald die Maßnahme nach der in Abschnitt 4.3.3 vorgestellten Methodik erfolgreich umgesetzt ist oder keine weiteren Stellreserven zur Wirkleistungsanpassung verfügbar sind, werden die nächsten Regelstufen betrachtet (*Engpassmanagement* und *Spannungshaltung*). Diese verlaufen methodisch unverändert gegenüber der Regelungsstrategie für Mittelspannungsnetze (vgl. Abschnitt 3.7.1), berücksichtigen jedoch die Einhaltung der Anforderung im Rahmen des Wirkleistungsmanagements. Dies wird durch die Integration der Regelabweichungen $e_{NVP,X}$ der erweiterten Regelgrößen X nach Gleichung 4.9 (vgl. Abschnitt 4.3.3.2) in die Betriebspunktvalidierung für PQ-Aktoren erreicht. Dort werden sie anhand der definierten Bedingungen nach den Gleichungen

3.67 bzw. 3.68 (vgl. Abschnitt 3.5.4) analog zu den übrigen Regelabweichungen des Systems berücksichtigt. Sofern die lokal netzdienlich erforderlichen Maßnahmen innerhalb der zweiten und dritten Regelstufe erfolgreich abgeschlossen oder keine weiteren zielführenden Stellreserven hierzu verfügbar sind, wird das *Blindleistungsmanagement* am vorgelagerten Netzverknüpfungspunkt bei vorliegender Anforderung ($G_{NVP,Q}$) nach der in Abschnitt 4.3.3.2 aufgezeigten Methodik behandelt. Auch in diesem Kontext erfüllt die Betriebspunktvalidierung im Rahmen einer Blindleistungsanpassung den Zweck der Einhaltung aller übrigen, zuvor behandelten Regelabweichungen. Nach dieser konsekutiven Vorgehensweise erfolgt bei gleichzeitigem Auftreten mehrerer unzulässiger Regelabweichungen eine Verteilung der Regelungspotenziale auf die jeweiligen Anwendungsfälle. Das Modell der koordinierten Regelungsstrategie definiert in dem Zusammenhang ihre Priorisierung (vgl. Abbildung 4.5).

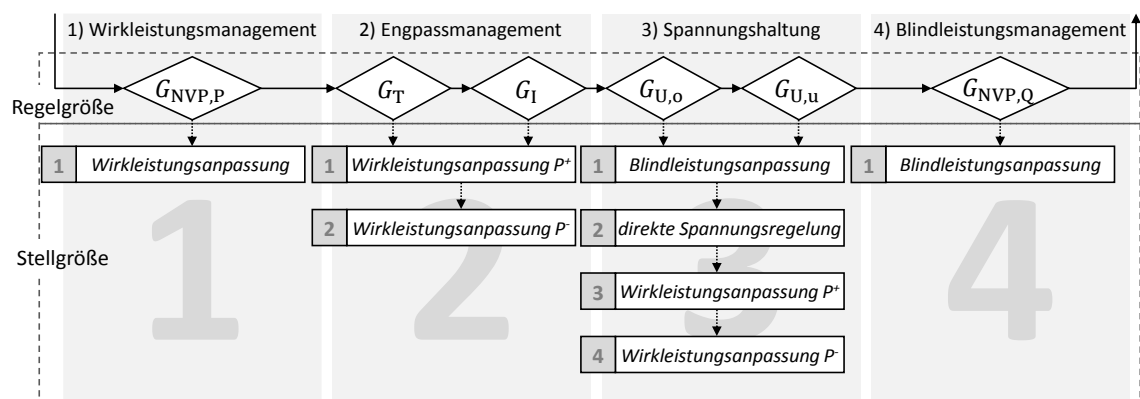


Abbildung 4.5: Modell zur Selektion der Regel- und Stellgröße im Kontext der koordinierten Regelungsstrategie

Mit der Bildung von zusätzlichen Indikatoren $G_{NVP,P}$ bzw. $G_{NVP,Q}$ zur Identifikation von bestehenden Regelabweichungen (vgl. Abschnitt 3.3.2) und einer Erweiterung der Steuermatrix R kann eine modulare Ergänzung der Zustandsregelung in Mittelspannungsnetzen vergleichsweise einfach realisiert werden. Hierzu wird das erweiterte Modell, analog zu der in Abschnitt 3.7.1 geschilderten Vorgehensweise, in die Gesamtstrategie zur Betriebspunktverschiebung nach Abbildung 3.18 integriert und die Methodik des dynamischen Leistungsflussmanagements am Netzverknüpfungspunkt (vgl. Abschnitt 4.3.3.2) dort als weiteres Regelungsmodul eingebunden. In allen Regelstufen werden darüber hinaus die Stellreserven nachgelagerter Netze bei der Umsetzung von Maßnahmen gemäß der erweiterten Priorisierungsmatrizen für Aktoren $T_{E,v,X}$ nach Gleichung 4.1 und der in Abschnitt 4.3.2 vorgestellten Vorgehensweise eingebunden. Die zusätzliche Berücksichtigung der erweiterten Regelgrößen in der Betriebspunktvalidierung (vgl. Abschnitt 3.5.4) sowie in der Strategie der Betriebspunktoptimierung (vgl. Abschnitt 3.7.2) rundet das Gesamtkonzept ab.

Nach dieser Systematik lässt sich der entwickelte Ansatz zur Zustandsregelung in Mittelspannungsnetzen in eine erweiterte Systemkomponente überführen, die in der Lage ist, übergreifende Regelungsaufgaben teilautark zu erfüllen. In Kombination mit automatisierten

Niederspannungsnetzen sowie automatisierten Hochspannungsnetzen ergibt sich eine modular gestaltete Lösung, die eine durchgängige Automatisierung der Verteilungsnetze ermöglicht. Die Automatisierung von Mittelspannungsnetzen stellt dabei die Kernkomponente für den übergreifenden und ganzheitlichen Verteilungsnetzbetrieb dar.

4.4 Überführung in ein ganzheitliches Systemkonzept

Der Entwurf eines ganzheitlichen und über mehrere Spannungsebenen übergreifenden Systemkonzeptes zur Automatisierung des Energieversorgungssystems erfolgt in einer modularen Denkweise, die auf lokalen Automatisierungssystemen aufbaut. Für einen möglichst effizienten Ansatz werden bestehende Technologien insofern effizient erweitert, um eine übergreifende Funktionalität zu erreichen. Der vorangegangene Abschnitt behandelt die hierzu erforderlichen Maßnahmen im Rahmen des entwickelten Ansatzes zur Zustandsregelung in Mittelspannungsnetzen. Grundsätzlich lässt sich diese Vorgehensweise auf bestehende Automatisierungssysteme weiterer Spannungsebenen adaptieren. Ihre Zusammenführung im Rahmen eines innovativen Kontextes ermöglicht die Ausschöpfung von Synergieeffekten sowie eine erhöhte Ausfallsicherheit bei ganzheitlicher Betrachtung, da die lokale Funktionsweise einer Teilkomponente nicht von den übrigen Teilkomponenten abhängig ist. Im Folgenden wird der ganzheitliche Ansatz, basierend auf den bisherigen Ergebnissen, dargestellt.

4.4.1 Schnittstellen zwischen den Spannungsebenen

Für die Umsetzung von automatisierten Systemfunktionen mit einem Wirkungsbereich, der über die Grenzen einer Spannungsebene hinaus reicht, sind fest definierte Schnittstellen für die informations- und kommunikationstechnische Systemeinbindung essenziell. In der Mittelspannungsebene sind, wie in den vorangegangenen Abschnitten erläutert, neben den Schnittstellen zu lokalen Komponenten (Messstellen und Aktoren im MS-Netz) zwei weitere Schnittstellen an den Systemgrenzen zu betrachten:

- Hochspannung ↔ Mittelspannung
- Mittelspannung ↔ Niederspannung

Beide Schnittstellen lassen sich grundsätzlich in bidirektionale Kommunikationswege gliedern, die zum einen Statusinformationen und zum anderen Steuerbefehle enthalten können. Der Informationsgehalt richtet sich dabei nach den angestrebten Anwendungsfällen, für die das Systemdesign ausgelegt wird. Dennoch ist es im Sinne eines modularen Aufbaus hinsichtlich der ganzheitlichen Automatisierung erstrebenswert, eine generische Schnittstelle zu formulieren, die an den Systemgrenzen in einheitlicher Form zum Einsatz kommt.

Eine Adaption der erweiterten Spezifikation systemrelevanter Größen (vgl. Abschnitt 4.3.1) auf alle Spannungsebenen des Verteilungsnetzes führt zu der Erkenntnis, dass die erweiterten Regelgrößen einer Ebene den erweiterten Stellgrößen der jeweils vorgelagerten Ebene entsprechen. Mit dieser direkten Abhängigkeit formulieren die Stellwerte, die durch die Zustandsregelung einer Ebene ermittelt werden, die dynamischen Führungsgrößen der nachgelagerten Ebene. Da diese nur bedarfsorientiert einzusetzen sind und keiner kontinuierlichen Regelung unterliegen, ist für das Betriebskonzept an der Schnittstelle eine zusätzliche Freigabeinformation erforderlich. Sie dient der Ablaufsteuerung von Prozessen und wird in Form von logischen Wahrheitswerten zur Freigabe der Wirkleistungsanpassung $F_{NVP,P}$ bzw. der Blindleistungsanpassung $F_{NVP,Q}$ definiert. Während einer vorliegenden Anforderung ($F_{NVP,P} = true$ bzw. $F_{NVP,Q} = true$) sind die Vorgaben der vorgelagerten Ebene innerhalb des lokalen Regelkonzeptes zu berücksichtigen. Mit der Aufhebung aller Anforderungen ($F_{NVP,P} = false$ und $F_{NVP,Q} = false$) wird innerhalb jeder Ebene wieder ausschließlich der lokale Netzzustand betrachtet.

Darüber hinaus muss jede Spannungsebene für die ordnungsgemäße Koordination eine Information über den Istzustand der aktuellen Regelkapazität liefern. Dieser dynamische Stellbereich, der der übergeordneten Instanz zur Verfügung gestellt wird, setzt sich aus den aggregierten Stellbereichen aller lokal verfügbaren Aktoren zusammen und impliziert die aktuelle Netznutzungssituation, die maßgeblich durch ungesteuerte Netzteilnehmer beeinflusst wird. Somit unterliegt er der üblichen Fluktuation des Netzes und muss dynamisch ermittelt sowie kommuniziert werden. Hinsichtlich der Ermittlung des Stellbereiches durch Aggregation aller Aktoren unter Berücksichtigung der aktuellen Leistungsbilanz am Netzverknüpfungspunkt wurden bereits Ansätze im Kontext der Zustandsidentifikation erarbeitet [38, 50]. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird diesbezüglich die Definition von zu bedienenden Schnittstellen vorgenommen. Eine wesentliche Herausforderung der hierfür erforderlichen Netzkapazitätsermittlung liegt in der Behandlung der Schwankungsweite der Wirk- und Blindleistung am Netzverknüpfungspunkt, um die gesicherte Flexibilität zu filtern. Diese wird zum Abruf durch die vorgelagerte Ebene in Form eines dynamischen Stellbereiches angegeben. Er kann in Form von unteren und oberen Grenzen der erweiterten Stellgrößen festgelegt werden, was aufgrund der Analogie zu lokalen Aktoren eine optimierte Integration eines nachgelagerten Netzes als Actor ermöglicht. Ein von der Leistungsfluktuation unabhängiges Maß ist durch die aggregiert erzielbare Leistungsänderung durch steuerbare Netzteilnehmer gegeben und wird daher für die nachfolgenden Betrachtungen festgelegt:

- Stellbereich durch Wirkleistungsänderung: ΔP_{NVP+} (*positive Wirkleistungsreserve*)
 ΔP_{NVP-} (*negative Wirkleistungsreserve*)
- Stellbereich durch Blindleistungsänderung: ΔQ_{NVP+} (*positive Blindleistungsreserve*)
 ΔQ_{NVP-} (*negative Blindleistungsreserve*)

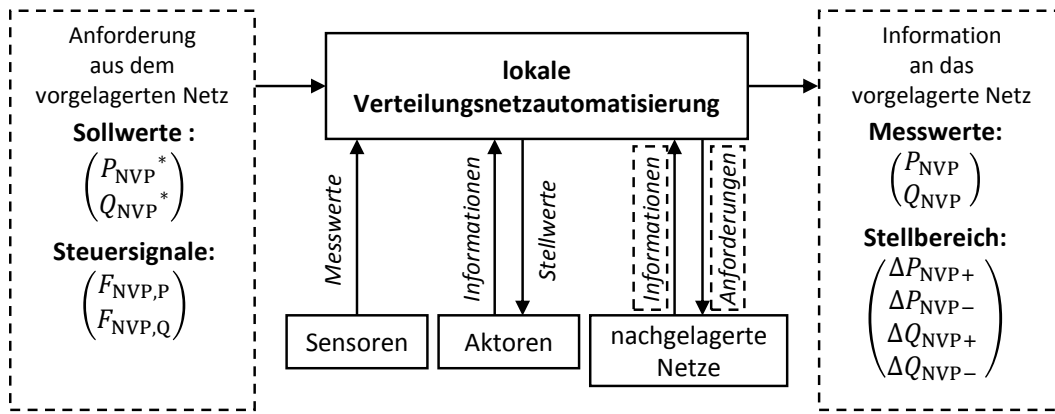


Abbildung 4.6: Erweiterung der Schnittstellen einer lokalen Verteilungsnetzautomatisierung zur Integration in ein übergreifendes Konzept in vereinfachter Darstellung

Abbildung 4.6 zeigt in vereinfachter Darstellung die Informationsflüsse, um die ein bestehendes System zur lokalen Verteilungsnetzautomatisierung (VNA) für die Integration in ein übergreifendes Konzept erweitert wird. Die bestehende Systeminfrastruktur, die einen Informationsaustausch zwischen einer VNA und lokalen Sensoren bzw. Aktoren vorsieht, erhält zusätzliche Schnittstellen zu dem vorgelagerten Netz und den nachgelagerten Netzen, die durch die VNA entsprechend zu bedienen sind. Dabei werden Informationen in Form von Messwerten und zur Verfügung stehenden Stellbereichen jeweils an die vorgelagerte Ebene übermittelt bzw. von der nachgelagerten Ebene empfangen. Anforderungen in Form von Sollwerten und Steuersignalen werden aus der vorgelagerten Ebene empfangen bzw. an die nachgelagerte Ebene übermittelt.

4.4.2 Übergreifende Regelungskaskade

In der ganzheitlichen Betrachtung des Verteilungsnetzes ergibt sich bei konsekutiver Fortsetzung der Schnittstellenintegration eine Kaskadenstruktur hinsichtlich des Zusammenspiels aller Spannungsebenen miteinander. Abbildung 4.7 veranschaulicht die Struktur, wobei in jedem Netz ein lokales Automatisierungssystem angenommen wird, welches die Netzführung und die Umsetzung koordinativer Maßnahmen sowie die Bereitstellung der notwendigen Informationsbasis verantwortet. Für die theoretische Betrachtung können diese Aufgaben grundsätzlich durch beliebige Instanzen (Leitstellenpersonal oder Automatisierungssystem) ausgeführt werden. Für die nachfolgenden Ansätze wird von teilautark agierenden Systemen ausgegangen, die als Subsysteme einem übergreifenden Einsatz zur Verfügung stehen. Zur eindeutigen Kennung ordnet die indizierende Nomenklatur $[h, m, n]$ nachfolgend Komponenten bzw. Variablen einem der beteiligten Netze in der Verteilungsnetzebene zu. Dabei wird mit $[h, 0, 0]$ Bezug auf ein HS-Netz mit der Kennung h genommen. Mit $[h, m, 0]$ wird das dem HS-Netz h nachgelagerte MS-Netz mit der Kennung m bzw. mit $[h, m, n]$ das dem MS-Netz m nachgelagerte NS-Netz mit der Kennung n gekennzeichnet.

Die Systemkomplexität kann je nach Automatisierungsgrad der Netze in der Realität enorm zunehmen, da jede dargestellte Instanz $VNA_{[h,0,0]}$ eine Vielzahl von nachgelagerten Instanzen

$VNA_{[h,m,0]}$ enthalten kann, was sich über die Ebenen weiter fortsetzt. Sie wird jedoch in gekapselte, modulare Lösungen zerlegt. Das aggregierte Regelungspotenzial, welches in Form eines dynamischen Stellbereiches Δp_v bzw. Δq_v an die jeweils übergeordnete Instanz übermittelt wird, setzt sich demnach aus einer großen Menge von Informationen zusammen. Am Beispiel des Wirkleistungsstellbereiches, der von $VNA_{[h,0,0]}$ an das Übertragungsnetz übermittelt wird, ergibt

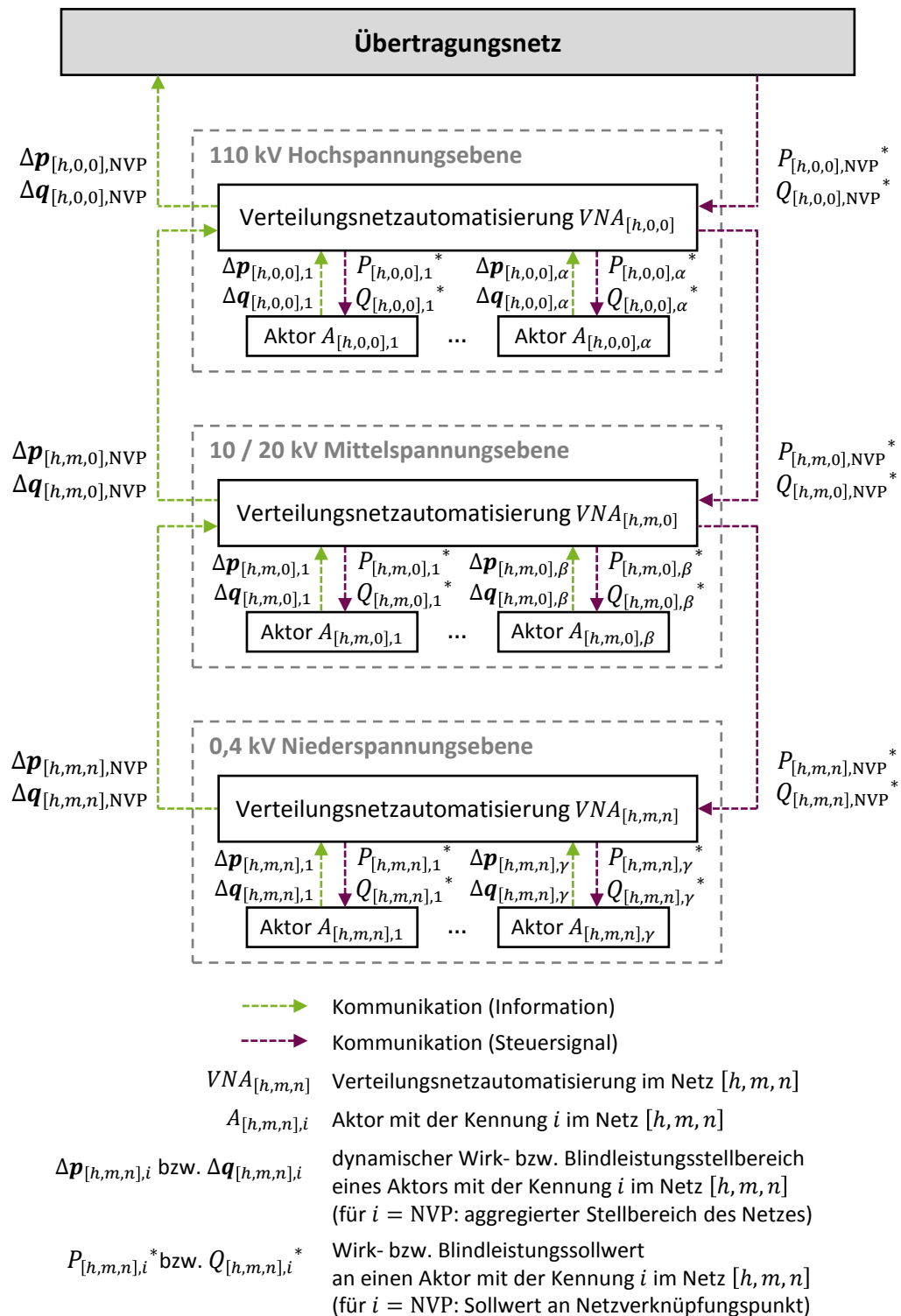


Abbildung 4.7: Aufbau der übergreifenden Regelungskaskade in Verteilungsnetzen in vereinfachter Darstellung

sich bei α lokal verfügbaren Aktoren mit Wirkleistungsstellfähigkeit in der Hochspannungsebene und M nachgelagerten Elementen der Mittelspannungsebene eine Gesamtflexibilität $\Delta\mathbf{p}_{[h,0,0],NVP}$ gemäß:

$$\Delta\mathbf{p}_v = \begin{pmatrix} \Delta P_{v+} \\ \Delta P_{v-} \end{pmatrix}, \Delta\mathbf{q}_v = \begin{pmatrix} \Delta Q_{v+} \\ \Delta Q_{v-} \end{pmatrix} \quad (4.12)$$

$$\Delta\mathbf{p}_{[h,0,0],NVP} = \sum_{i=1}^{\alpha} \Delta\mathbf{p}_{[h,0,0],i} + \sum_{m=1}^M \Delta\mathbf{p}_{[h,m,0]} \quad (4.13)$$

Für β lokale Aktoren und N nachgelagerte Niederspannungsnetze pro Mittelspannungsnetz m sowie γ lokale Aktoren pro nachgelagertem Niederspannungsnetz n lässt sich Gleichung 4.13 in vereinfachter Näherung weiter aufschlüsseln zu Gleichung 4.14. Der übersichtlichen Darstellung halber seien die begrenzenden Indizes (α , β , γ , M und N) hier durch eine jeweils verallgemeinerte maximale Anzahl an lokalen Aktoren pro Netz bzw. nachgelagerten Netzen definiert, wobei die verfügbare Stellreserve bei nichtbelegten Indexwerten in der Berechnung Null wird.

$$\begin{aligned} \Delta\mathbf{p}_{[h,0,0],NVP} &= \sum_{i=1}^{\alpha} \Delta\mathbf{p}_{[h,0,0],i} + \sum_{m=1}^M \left(\sum_{i=1}^{\beta} \Delta\mathbf{p}_{[h,m,0],i} + \sum_{n=1}^N \Delta\mathbf{p}_{[h,m,n],NVP} \right) \\ &= \sum_{i=1}^{\alpha} \Delta\mathbf{p}_{[h,0,0],i} + \sum_{m=1}^M \left(\sum_{i=1}^{\beta} \Delta\mathbf{p}_{[h,m,0],i} + \sum_{n=1}^N \left(\sum_{j=1}^{\gamma} \Delta\mathbf{p}_{[h,m,n],j} \right) \right) \end{aligned} \quad (4.14)$$

Dies zeigt nur beispielhaft die Vorgehensweise zur Aggregation von Regelungspotenzial über die gesamte Verteilungsebene hinweg. Es sei angemerkt, dass die Netz- und Transformatorverluste in diesem vereinfachten Ansatz nicht berücksichtigt werden. Zudem gestaltet sich die Aggregation der Blindleistungsbereitstellung aller Aktoren deutlich komplexer, da ein Abruf jener den Betriebspunkt des Netzes und damit den Blindleistungsbedarf der Leitungen beeinflusst. Folglich können die Blindleistungsanpassung an einem Akteur und die daraus resultierende Veränderung der Blindleistungsbereitstellung am vorgelagerten Netzverknüpfungspunkt betriebspunktabhängig stark voneinander abweichen. Darüber hinaus nimmt die möglichst präzise Ermittlung von aggregierten Stellreserven hinsichtlich der Filterung von Lastschwankungen sowie der Berücksichtigung von wetterabhängigen Größen eine hohe Komplexität an (bspw. PV-Einspeisung bei wechselndem Bewölkungsgrad, vgl. Abschnitt 3.5.5). Hinzu kommt die prädikative Berücksichtigung des Netzzustandes, der sich bei einem Abruf des Regelungspotenzials einstellt, um die Entstehung unzulässiger Netzzustände als Folge von übergreifenden Regelungseingriffen zu vermeiden. Durch die Kopplung der Netzebenen verursacht jede Bereitstellung übergreifende Auswirkungen auf die Betriebspunkte der jeweils vor- und nachgelagerten Netze und beeinflusst somit die dort unter Einhaltung aller Grenzwerte zur Verfügung stehenden Regelungspotenziale. [38, 50, 127, 128]

Die Umsetzung einer übergreifenden Regelungskaskade stellt insofern eine hochkomplexe Herausforderung dar, die intelligente Algorithmen erfordert, um alle Anforderungen zuverlässig in Echtzeit erfüllen zu können. In Ergänzung zu bestehenden praktikablen Ansätzen zur Aggregation der verfügbaren Flexibilität eines Netzes, schließen die Ergebnisse der vorliegenden Arbeit die bisher offen gehaltene Realisierbarkeit von koordinierten Regelungsstrategien ein. Die Methodik der Zustandsregelung in Mittelspannungsnetzen liefert effiziente Verfahren, welche aufgrund der physikalischen Grundlagen auf jede Spannungsebene übertragbar sind (vgl. Kapitel 3). In Verbindung mit der konkreten Regelungsstrategie für Mittelspannungsnetze wird eine modulare Vorgehensweise vorgestellt, die sich für jede Spannungsebene spezifisch auf Basis von Sensitivitätsanalysen optimieren lässt. Die lokal autarken Komponenten lassen sich durch die aufgezeigten Interaktionskonzepte in ein übergreifend koordiniertes Gesamtsystem überführen (vgl. Abschnitt 4.2). Auf diese Weise wird die technische Umsetzung der vorgestellten übergreifenden Regelungskaskade ermöglicht, welche ein zukunftsweisendes Instrument der Netzführung darstellt, um die Herausforderungen des Netzbetriebs durch Potenziale von automatisierten Verteilungsnetzen effizient zu beherrschen (vgl. Kapitel 2).

5 Verfahrensvalidierung und praktische Applikation

Die Überführung von theoretischen Konzepten in praxistaugliche Lösungen stellt sehr hohe Ansprüche sowohl an die softwaretechnische Entwicklung der Algorithmen als auch der Betriebskonzepte, in deren Rahmen diese in einem Automatisierungssystem eingebettet werden. Die nachfolgenden Abschnitte behandeln Aspekte des Prüfprozesses der vorgestellten Methodik zur Zustandsregelung in Mittelspannungsnetzen. Ergebnisse der Verfahrensvalidierung werden anhand von Testszenarien in einem geeigneten Simulationsumfeld aufgezeigt. Darüber hinaus zeigen Erkenntnisse aus einem durchgeführten Feldtest in einem realen Verteilungsnetz erste praktische Erfahrungen der Zustandsregelung in Mittelspannungsnetzen sowie über die Grenzen einer Spannungsebene hinaus unter koordiniertem Einsatz von dezentralen Automatisierungssystemen.

5.1 Hintergrund der praktischen Umsetzung der Verfahren

Im Rahmen der Forschungsarbeiten wurde die Regelungsstrategie für Mittelspannungsnetze zu Prüfzwecken programmiertechnisch in gekapselten Modulen umgesetzt. Jenseits der Anforderungen an einen geeigneten Compiler weist die Lösung grundsätzlich eine Hardware- und Plattformunabhängigkeit auf und ist unter anderem auf einem Industrierechner, einer Feldeinheit sowie in einer Cloud ausführbar. Durch eine entsprechend generische Parametrierung ist der Anwendungsbereich skalierbar hinsichtlich der Größe, Topologie und Spannungsebene des Netzes.

Der Prozess zur Validierung eines Automatisierungssystems erfolgt in der Regel in mehreren Stufen. Er beginnt mit der Validierung einzelner programmierter Methoden und Funktionen unter umfangreicher Variation sämtlicher Eingangsdaten und präziser Prüfung der generierten Ausgangsdaten. Ein Prototyp des Gesamtsystems muss anschließend in einer anspruchsvolleren Prüfstufe zahlreiche Testszenarien bestehen, welche umfassend die Systemanforderungen decken. Diese Szenarien lassen sich ausschließlich in einem geeigneten Simulationsumfeld gezielt erzeugen. Hier ist der Aufbau einer *Software-in-the-Loop*-Simulation maßgebend, in welcher der Prototyp zunächst als reine Softwarelösung und anschließend als auf der Zielplattform implementiertes System auf Validität und Stabilität geprüft wird. In einer weiteren Prüfstufe wird die Simulation durch reale Betriebsmittel in einem Laborumfeld ersetzt, wodurch das Systemverhalten Stresstests unterzogen und hinsichtlich weiterer Aspekte unter realitätsnahen Bedingungen optimiert wird. Hierzu zählen die Kommunikationstechnik, Qualität von Prozesswerten und Signalen (bspw. ungültige Messwerte oder Kommunikationsausfälle) sowie ein spezifisches Anlagenverhalten, welches im Fall einer Fehlparametrierung oder technischen Störung entgegen der Erwartungshaltung verlaufen kann. Die größte Herausforderung einer Verfahrensprüfung stellt abschließend die Durchführung von Feldtests unter realen Bedingungen dar.

Die Erprobung der dargestellten Verfahren umfasst sämtliche Prüfstufen der Entwicklung und Implementierung auf einer Feldeinheit, deren wesentliche Ergebnisse und Erkenntnisse in den nachfolgenden Abschnitten aufgezeigt werden.

5.2 Verfahrensvalidierung durch Simulation

Die Verfahrensvalidierung durch Simulation nimmt im Umfeld der Smart Grid Entwicklung eine fundamentale Rolle ein. Sie ermöglicht die Durchführung von regulären Testszenarien sowie die Erprobung des Systemverhaltens unter extremen Netzsituationen, die während des Betriebs eines realen Verteilungsnetzes eine enorme Gefährdung der Versorgungssicherheit darstellen würden und unter allen Umständen zu vermeiden sind.

5.2.1 Aufbau der Simulationsumgebung

Die wesentliche Grundlage der Verfahrensvalidierung stellt eine geeignete Simulationsumgebung dar, welche die realen Eigenschaften eines Netzes und der Netzteilnehmer möglichst detailliert abbildet. Ihre Kernaufgabe ist es, Messdaten sowie Statusinformationen von Aktoren an das Testsystem bereitzustellen und Steuerbefehle entsprechend umzusetzen. Abbildung 5.1 veranschaulicht den Aufbau der Simulationsumgebung, welche speziell für die Durchführung von Software-in-the-Loop-Tests in Verbindung mit Smart Grid Systemen entwickelt wurde. In schematischer Darstellung sind die Datenflüsse und Prozesse abgebildet, die für eine zielführende Analyse des Systemverhaltens erforderlich sind.

Ausgehend von einer Parametrierung des Netzes muss zunächst ein rechenbares Netzmodell, unter Berücksichtigung der eingesetzten Betriebsmittel und dynamischen Schaltzustände, erzeugt werden. Aus der entstehenden Netztopologie und den elektrischen Eigenschaften der Betriebsmittel lässt sich das Netzmodell mathematisch in Form einer Knotenpunkt-Admittanzmatrix für die weiteren Rechenprozesse abbilden. Spezifische Nutzermodelle dienen der Erzeugung von Zeitreihen, die in Form von komplexen Scheinleistungen die Netznutzungssituation widerspiegeln. Sie können aus stochastischen Modellen und Standardlastprofilen zur Emulation des Bezugsverhaltens als auch aus wetterbasierten Modellen zur Bildung von Einspeiseszenarien bestehen. Typisierte Zeitreihen realer Messungen von Netzteilnehmern können darüber hinaus skaliert und an entsprechenden Anschlusspunkten angenommen werden. Zusammen mit dem Netzmodell lässt sich anhand einer komplexen Leistungsflussberechnung der exakt bestimmte Referenzzustand bilden, aus welchem die erforderlichen Messdaten für die angenommenen Messstandorte gefiltert werden. Hierzu dient ein Messstellenmodell, welches neben Übertragungszeiten auch Messfehler anhand einer stochastischen und einer systematischen Komponente abbildet. Spezifische Aktormodelle dienen der Emulation von steuerbaren Netzteilnehmern. Sie setzen Steuerbefehle nach einem spezifizierten Verhalten unter Berücksichtigung diverser Anlageneigenschaften (bspw. Schrittweite und Gradient der Leistungsanpassung, Verzögerung in

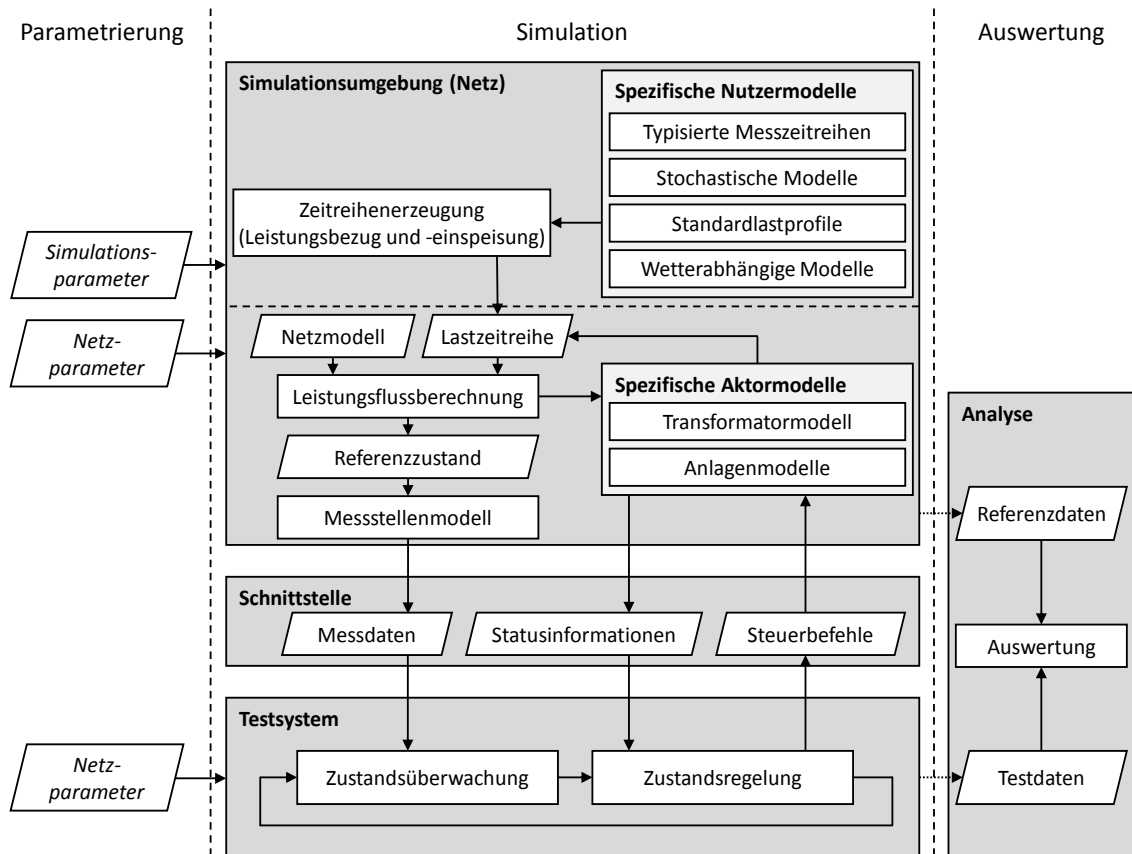


Abbildung 5.1: Vereinfachte Darstellung der Funktionsbausteine und Abläufe im Rahmen der Verfahrensvalidierung unter Einsatz einer geeigneten Simulationsumgebung

der Befehlsausführung) um und stellen ihre Statusinformationen bereit. In einer Simulationsschleife beeinflussen sie zyklisch die Referenzzeitreihe der Leistungsflussberechnung in Abhängigkeit von Steuerbefehlen, die über eine entsprechende Schnittstelle zugeführt werden (vgl. Abbildung 5.1).

Die plattformunabhängige Anbindung des Testsystems über die Schnittstelle ermöglicht eine Prüfung von dessen Funktionsweise in einem bidirektionalem Datenaustausch. Die asynchrone Ausführung der Zyklen von sowohl der Simulationsumgebung als auch dem Testsystem gewährleistet ein entkoppeltes Systemverhalten als Basis der laufzeitabhängigen Funktionsvalidierung. Anhand eines Vergleichs der durch das Testsystem ermittelten Daten mit den Referenzdaten der Simulationsumgebung lassen sich qualitative und quantitative Aussagen einschließlich einer Bewertung der Funktionsweise einzelner Systemkomponenten treffen.

5.2.2 Validierung der Regelungsstrategie

Zur Validierung der Regelungsstrategie wird ein ausgewähltes Teilgebiet eines realen Mittelspannungsnetzes betrachtet. Das zugrunde liegende Netzmodell beruht auf einem umfangreichen Datensatz des Testnetzes, in welchem auch die Durchführung des Feldtests unter realen Bedingungen stattfindet. Eine schematische Darstellung sowie die wesentlichen Merkmale des

simulierten Netzes werden in Anhang 9.3 aufgeführt. Für die Modellbildung stehen die erforderlichen Parameter in Form von elektrischen Eigenschaften der eingesetzten Betriebsmittel zur Verfügung. Zur Dimensionierung der Zeitreihen von bezogener und eingespeister Leistung werden Informationen zur Bemessungsscheinleistung von Ortsnetztransformatoren und EE-Anlagen sowie vereinzelte reale Messdaten, die in die Bildung des Testszenarios integriert werden, verwendet. Für eine aufschlussreiche Darstellung der Funktionsweise wird den nachfolgenden Betrachtungen ein bewusst modifiziertes Szenario zugrunde gelegt, welches die Netzkapazität stark an ihre Grenzen führt und eine verhältnismäßig hohe Anzahl an regelnden Maßnahmen erfordert.

Abbildung 5.2 zeigt zunächst den Zeitverlauf aller simulierten Knotenspannungen (bezogen auf die Netzennspannung U_n) in dem Testszenario. Dem gewählten Zeithorizont von 1440 diskreten Zeitschritten liegt ein typischer Tageslastgang (24 Stunden) in minutenscharfer Auflösung zugrunde. Zu den relevanten Merkmalen dieses Verlaufs zählt zum einen die Überschreitung des zulässigen Spannungsbandes, bedingt durch starke Einspeisung aus Windenergie bei geringem Leistungsbezug in der Nacht (vgl. Abbildung 5.2: a). Zum anderen liegt eine Unterschreitung des zulässigen Spannungsbandes im Starklastfall in den Abendstunden vor (vgl. Abbildung 5.2: b). Abbildung 5.3 zeigt die teilweise sehr starke Auslastung der Betriebsmittel in dem Testszenario anhand der Stromverläufe über alle Leitungen sowie den HS/MS-Transformator (bezogen auf den jeweiligen thermischen Grenzstrom I_{th} des Betriebsmittels). Hier liegt zunächst eine hohe PV-Einspeisung zur Mittagszeit vor, die zu einer Überlastung des HS/MS-Transformators führt (vgl. Abbildung 5.3: a). Eine bewusst gewählte Kombination aus starkem Wechsel des Bewölkungsgrades und hohen Lastschwankungen führt zu einer verhältnismäßig schnellen Schwingung der Regelgröße um den Grenzwert und somit zu einer alternierenden Grenzwertverletzung, welche die Systemstabilität einem Extremtest aussetzt. Im weiteren Verlauf treten Grenzwertverletzungen von geringem Ausmaß an vereinzelt Leitungen und am HS/MS-Transformator auf (vgl.

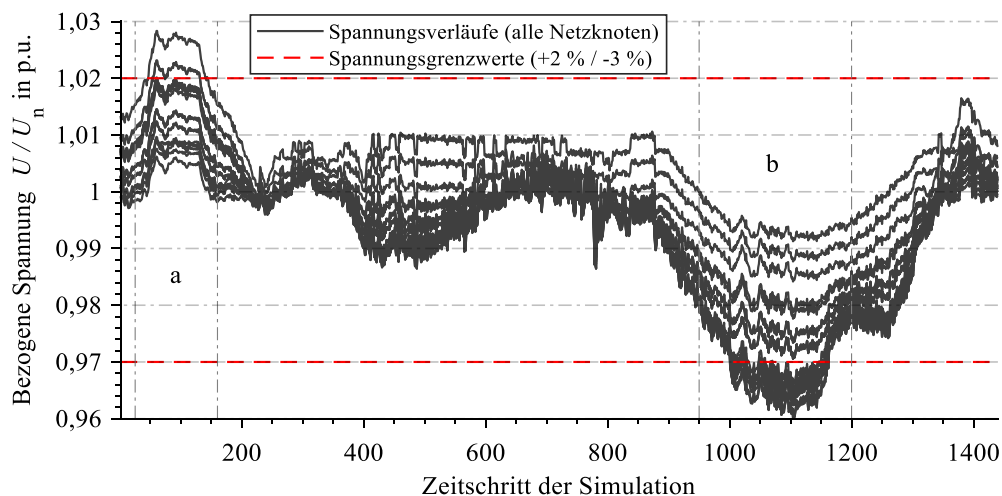


Abbildung 5.2: Zeitlicher Verlauf der simulierten Knotenspannungen im Testnetz (Referenzszenario)

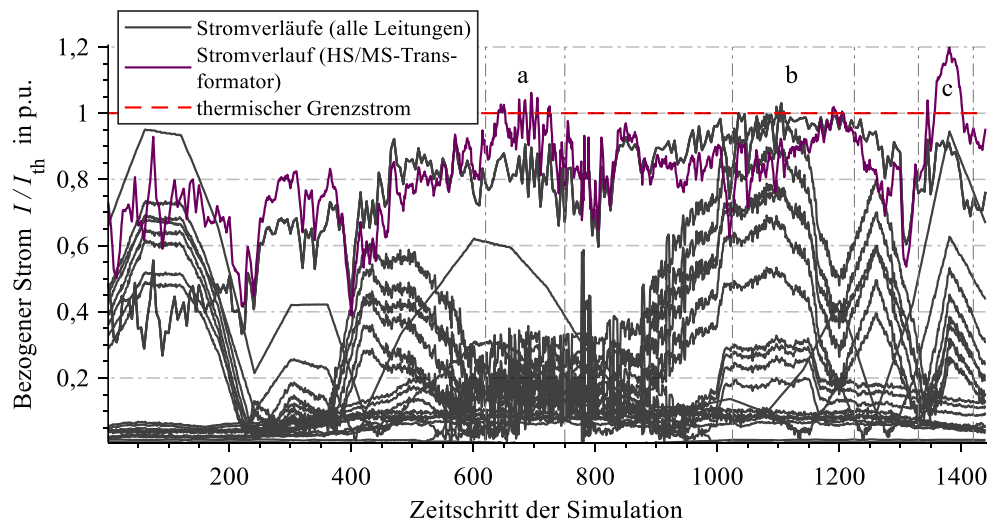


Abbildung 5.3: Zeitlicher Verlauf der simulierten Ströme im Testnetz (Referenzszenario)

Abbildung 5.3: b) sowie eine länger anhaltende Überlastung des HS/MS-Transformators, welche insbesondere einen starken Gradienten aufweist (vgl. Abbildung 5.3: c). Insgesamt besteht in diesem Szenario somit ein deutlicher Handlungsbedarf im Sinne von aktiven Maßnahmen zur Spannungshaltung als auch zum Engpassmanagement.

In einem asynchronen Software-in-the-Loop-Test wird die entwickelte Regelungsstrategie, eingebettet in einem autarken Automatisierungssystem, auf das dargestellte Szenario angewandt und die Ergebnisse im Folgenden mit dem Referenzszenario verglichen und ausgewertet. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass der abgebildete Zeitraum von 24 Stunden in einer minutenscharfen Auflösung durch 1440 diskrete Zeitschritte simuliert wird, die im Laufe der Simulation jeweils eine Dauer in der Größenordnung von wenigen Sekunden beanspruchen. Folglich wird in diesem Szenario ein gesamter Tag auf eine reale Simulationsdauer von wenigen Stunden herunterskaliert, wodurch das Verhältnis der Anzahl von Regelungszyklen zu der zeitlichen Auflösung des Szenarios gegenüber einem realen Einsatz stark reduziert wird. Diese Vorgehensweise dient insbesondere der bewussten Erzeugung von höheren Gradienten und stärkeren Schwankungen der Regelgrößen, denen die Regelungsstrategie ausgesetzt wird, als sie in der Realität üblicherweise auftreten. Die Dauer eines simulierten Regelungszyklus beträgt in den nachfolgenden Betrachtungen etwa die Hälfte der Dauer eines Zeitschrittes in der Netzsimulation.

Abbildung 5.4 zeigt die resultierenden Spannungsbänder im zeitlichen Verlauf der Simulation. Dargestellt ist das Ergebnis unter Einfluss von regelnden Maßnahmen im direkten Vergleich mit dem Verlauf des unregulierten Referenzszenarios. Die deutliche Verschiebung des geregelten Spannungsbandes in den zulässigen Bereich der Spannungswerte in den zuvor geschilderten Zeiträumen der kritischen Netzauslastung demonstriert bereits qualitativ die Wirksamkeit der Regelungsstrategie.

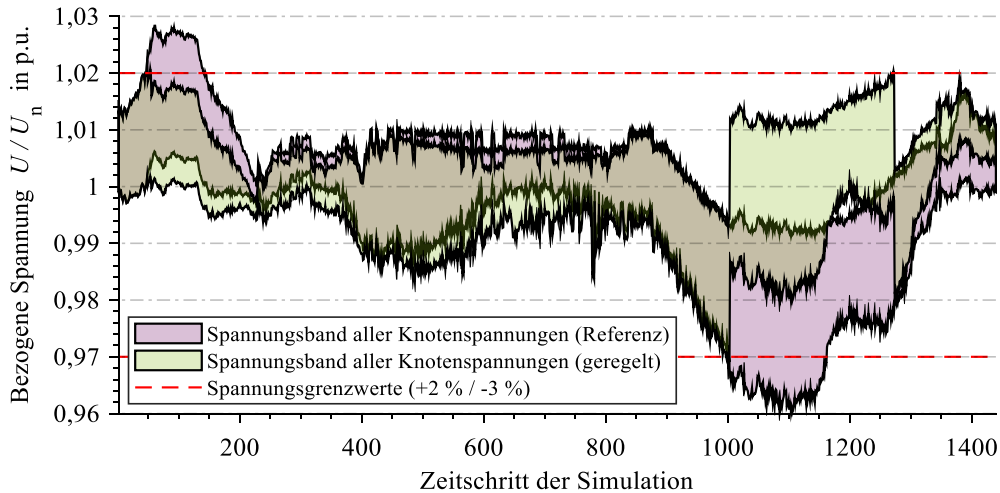


Abbildung 5.4: Vergleich der simulierten Spannungsbänder aller Knotenspannungen im Referenzszenario sowie unter Einsatz der Regelungsstrategie im Testnetz

Eine detaillierte Betrachtung der erfolgten Maßnahmen zeigt, dass die Behebung der oberen Grenzwertverletzung bereits durch eine Blindleistungsanpassung anhand des Leistungsfaktors an der leistungintensiven Windenergieanlage möglich ist. Die Wahl der Anlage erfolgt im Rahmen der Selektion von Aktoren aufgrund ihrer höchsten Sensitivität auf den Ort des maximalen Spannungswertes (Knoten 17, vgl. Abbildung 9.11). Abbildung 5.5 zeigt den Verlauf der maximalen Knotenspannung im betroffenen Zeitbereich (Knoten 17). Ergänzend dazu ist in Abbildung 5.6 der Verlauf des Leistungsfaktors an Knoten 17 dargestellt, der als primär einzusetzende Stellgröße gewählt wird. Für die systeminternen Prozesse wird der Leistungsfaktor mit einem Vorzeichen zur Unterscheidung der kapazitiven bzw. induktiven Blindleistungsstellbereiche versehen und ist nicht mathematisch zu deuten. Die Erstmaßnahme im Zeitschritt 48 erfolgt präzise und wird infolge des weiteren Spannungsanstiegs, bedingt durch zunehmende Leistungseinspeisung, von einer erneuten geringen Grenzwertüberschreitung gefolgt (Zeitschritt 53, vgl. Abbildung 5.5). Diese führt zu einer Folgemaßnahme aufgrund von noch bestehender Blindleistungsflexibilität, durch welche die Grenzwertverletzung zielführend behoben wird (Zeitschritt 54, vgl. Abbildung 5.5 und Abbildung 5.6). Die unterschiedliche Ausprägung der Stellwertänderung ist zum einen auf die relative Mindeständerung $h_{Q,\min}$ zurückzuführen, wodurch in der Folgemaßnahme keine Dämpfung des Ausgabewertes anhand der Proportionalverstärkung der Spannungsregelung $k_{P,U}$ erfolgt (vgl. Abschnitt 3.5.2). Zum anderen zeichnet sich hier die betriebspunktabhängige Modellunsicherheit ab. Der unberücksichtigte Wirkanteil der Betriebspunktänderung nimmt mit niedrigeren Leistungsfaktoren zu und führt in diesem Fall zu einer verstärkenden Wirkung der Maßnahme (vgl. Abschnitt 3.6).

Die Reaktion des Testsystems auf die simulierte Unterschreitung des zulässigen Spannungsbandes demonstriert im weiteren Verlauf die Funktionsweise und Wirksamkeit des konsekutiven Regelungsmodells. Die gesamte verfügbare Blindleistungsflexibilität ist hier zur zielführenden

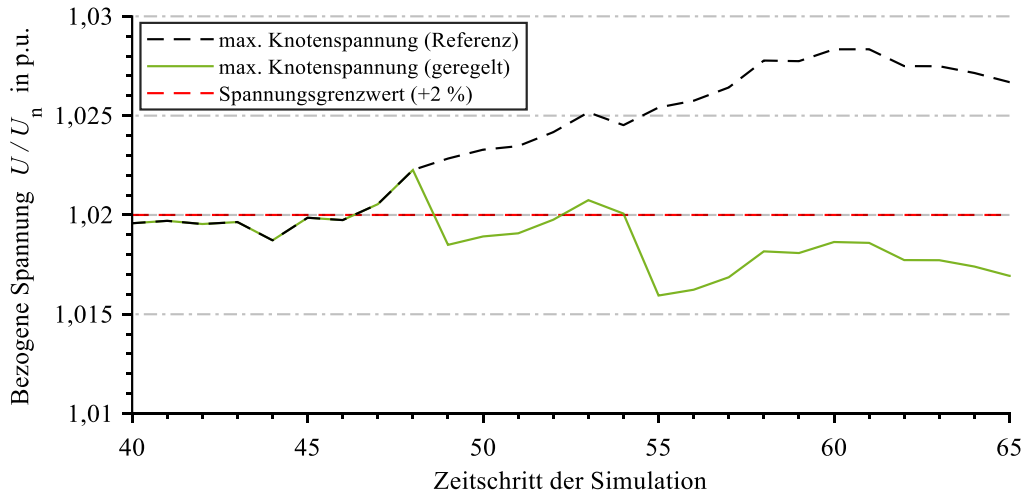


Abbildung 5.5: Vergleich der simulierten maximalen Knotenspannungen (Knoten 17) im Referenzszenario sowie unter Einsatz der Regelungsstrategie im Testnetz (vgl. Abbildung 5.2: a)

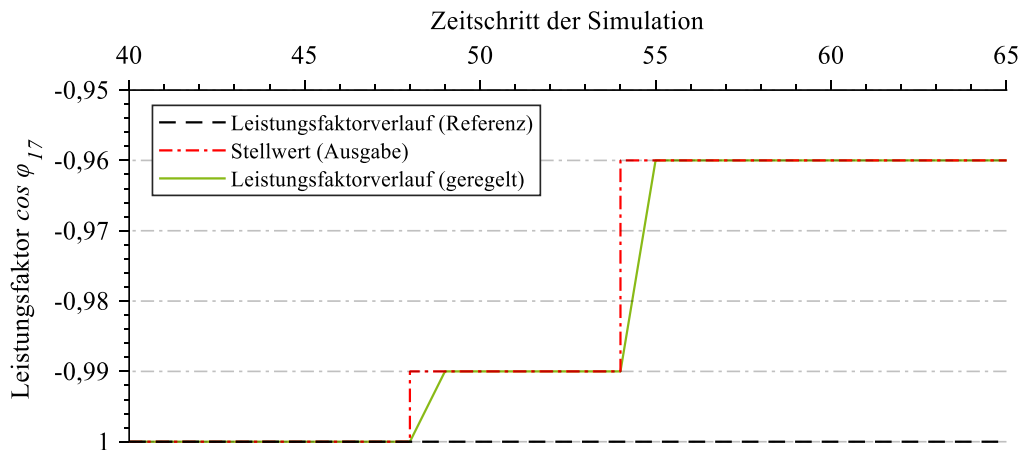


Abbildung 5.6: Verlauf des Leistungsfaktors an der Windenergieanlage (Knoten 17) im Referenzszenario sowie unter Einsatz der Regelungsstrategie (vgl. Abbildung 5.2: a)

Behebung nicht ausreichend und wird mit der direkten Spannungsregelung als zweite Regelstufe gestützt. Abbildung 5.7 zeigt den Verlauf der niedrigsten Knotenspannung, die im betroffenen Zeitbereich an Knoten 22 (vgl. Abbildung 9.11) auftritt. Ergänzend dazu sind die Verläufe der Leistungsfaktoren der Aktoren an den Knoten 17 und 22 in Abbildung 5.8 bzw. Abbildung 5.9 dargestellt. Die Grenzwertverletzung des unteren Spannungsbandes wird im Zeitschritt 998 erfasst (vgl. Abbildung 5.7) und aus Sensitivitätsgründen zunächst der kapazitive Blindleistungsbereich der Photovoltaikanlage an Knoten 22 ausgeschöpft. Die Stellwertausgabe erfolgt, wie in Abbildung 5.8 erkennbar, im Zeitschritt 999 während die momentane Spannung störgrößenbedingt marginal oberhalb des unteren Spannungsgrenzwertes liegt. Dies ist konzeptgemäß auf die parametrisierte Rückstellhysterese $h_{\text{lim},U}$ zurückzuführen, aufgrund welcher die Grenzwertverletzung systemintern noch nicht als „behooben“ identifiziert wird (vgl. Abschnitt 3.3.2). Im Zuge der Behebung wird die Erstmaßnahme von einer Blindleistungsanpassung der Windenergieanlage an Knoten 17 gefolgt, welche ihren Betriebspunkt von induktiver zu kapazitiver Blind-

leistungsbereitstellung wechselt (Zeitschritt 1001, vgl. Abbildung 5.9). Folglich wird eine spannungsherbende Wirkung erzielt, die im weiteren Verlauf zur vollständigen Behebung der Grenzwertverletzung durch den Einsatz des HS/MS-Transformators ergänzt wird.

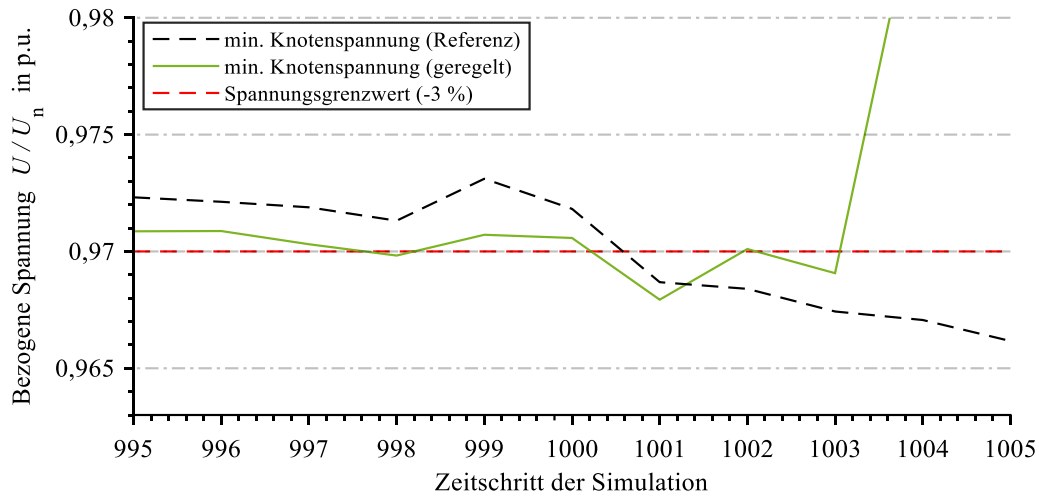


Abbildung 5.7: Vergleich der simulierten niedrigsten Knotenspannungen (Knoten 22) im Referenzszenario sowie unter Einsatz der Regelungsstrategie im Testnetz (vgl. Abbildung 5.2: b)

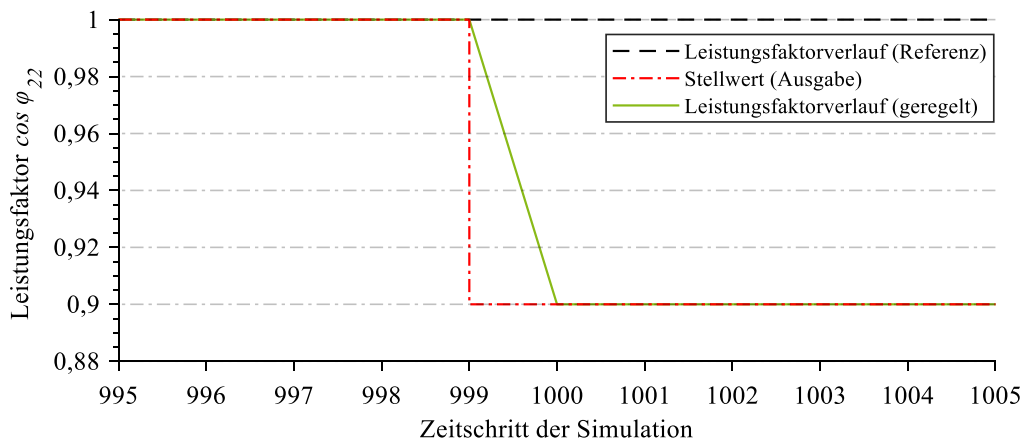


Abbildung 5.8: Verlauf des Leistungsfaktors an der Photovoltaikanlage (Knoten 22) im Referenzszenario sowie unter Einsatz der Regelungsstrategie (vgl. Abbildung 5.2: b)

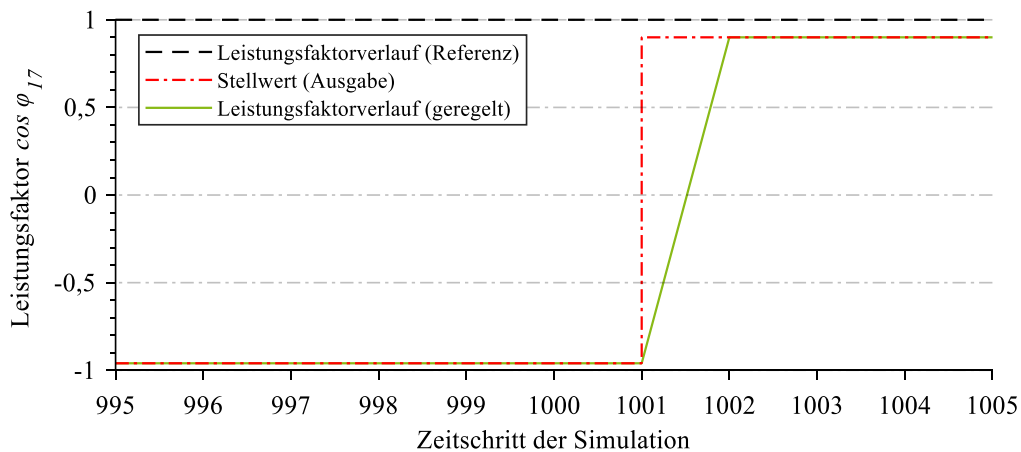


Abbildung 5.9: Verlauf des Leistungsfaktors an der Windenergieanlage (Knoten 17) im Referenzszenario sowie unter Einsatz der Regelungsstrategie (vgl. Abbildung 5.2: b)

Der in Abbildung 5.10 dargestellte Verlauf der MS-Sammelschienenspannung veranschaulicht die signifikante Auswirkung der direkten Spannungsregelung und verdeutlicht zugleich die Effizienz des Einsatzes eines bestehenden HS/MS-Transformatorreglers in Verbindung mit einer übergeordneten Regelungsstrategie. Ein Betriebskonzept zur lokalen Regelung der MS-Sammelschienenspannung würde hier aufgrund fehlender Kenntnis des tatsächlichen Netzzustandes, je nach parametrierter zulässiger Regelabweichung des HS/MS-Transformatorreglers h_T (vgl. Abschnitt 3.4.1), zu einer vorzeitig oder verzögert ausgelösten Stufung führen. Durch eine vorzeitige Auslösung werden vorhandene Blindleistungspotenziale nicht genutzt, mit denen sich der Einsatz des Stufenschalters allenfalls vermeiden lässt. Dies belegt das dargestellte Testszenario anhand der Behebung der Überschreitung des oberen Spannungsgrenzwertes durch reine Blindleistungsmaßnahmen (vgl. Abbildung 5.5 und Abbildung 5.6). Zudem können bei zu geringer Parametrierung von h_T Stufungen ausgelöst werden, ohne dass ein netzzustandsbedingter Bedarf dazu besteht. Eine zu hohe Parametrierung von h_T würde bei besagtem Betriebskonzept hingegen eine Stufung beim Auftreten einer Spannungsbandverletzung im Netz verzögert und im ungünstigsten Fall gar nicht auslösen. Durch den Einsatz der entwickelten Regelungsstrategie werden alle verfügbaren wirksamen Maßnahmen effizient eingesetzt und der Zeitpunkt eines Schaltvorgangs am HS/MS-Transformator präzise und bedarfsorientiert gewählt, wodurch insbesondere der Verschleiß an dessen mechanischem Stufenschalter reduziert wird. Im dargestellten Verlauf der MS-Sammelschienenspannung unter Einsatz der Regelungsstrategie (vgl. Abbildung 5.10) zeichnen sich darüber hinaus und neben den aufgeführten Blindleistungsmaßnahmen zur Spannungshaltung auch Wirkleistungsmaßnahmen ab, die im Kontext des Engpassmanagements eingesetzt wurden.

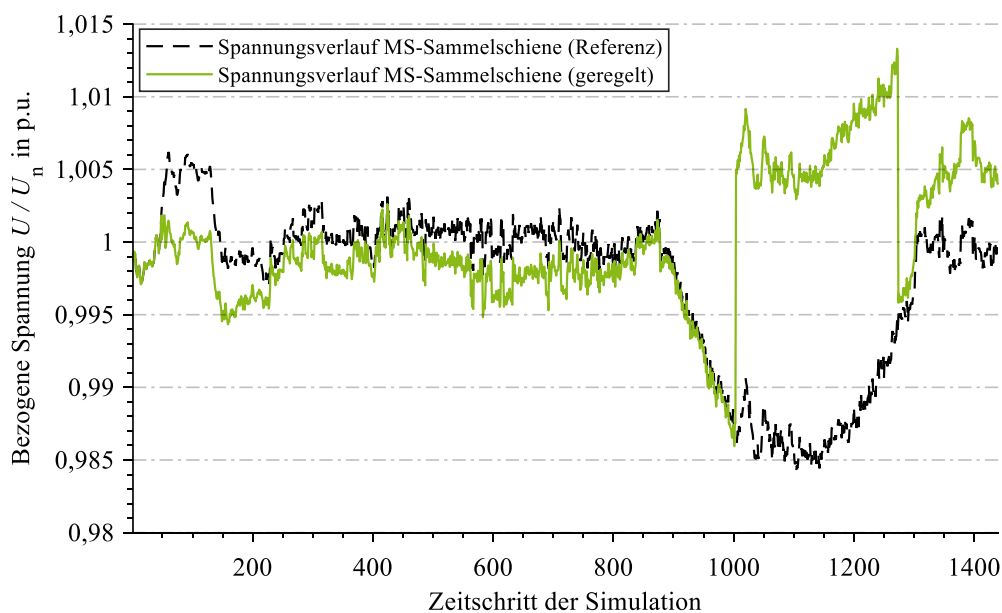


Abbildung 5.10: Verlauf der MS-Sammelschienenspannung im Referenzszenario sowie unter Einsatz der Regelungsstrategie (vgl. Abbildung 5.2: b)

Mit der gewählten Maßnahme zur Behebung der simulierten Transformatorüberlastung wird die Wirksamkeit der Wirkleistungsanpassung als Instrument des Engpassmanagements belegt. Zusätzlich wird anhand dieser Situation die Funktionsweise der Betriebspunktoptimierung veranschaulicht. Grenzwertverletzungen hinsichtlich des thermischen Grenzstroms treten in dem betrachteten Szenario, wie in Abbildung 5.3 dargestellt, im Wesentlichen an dem HS/MS-Transformator in den Zeiträumen a, b und c sowie vereinzelt an der Leitung L_{1-2} , zwischen Knoten 1 (MS-Sammelschiene) und Knoten 2, im Zeitraum b auf. Sehr kurzzeitig tritt im Zeitraum b auch eine Überlastung der Leitung L_{1-23} , zwischen Knoten 1 und 23, auf (vgl. Abbildung 9.11). Zur Veranschaulichung der Ergebnisse wird für jeden Zeitschritt die jeweils maximale Auslastung über alle Betriebsmittel ermittelt und in einen synthetischen Verlauf überführt. Abbildung 5.11 zeigt den resultierenden Verlauf der simulierten, maximal aufgetretenen bezogenen Ströme als Ergebnis der eingesetzten Regelungsstrategie im direkten Vergleich mit dem unregulierten Referenzszenario. Hieraus wird zunächst ersichtlich, dass die regelnden Maßnahmen zur Spannungshaltung eine stützende Wirkung auf das gleichzeitig erforderliche Engpassmanagement aufweisen und hier folglich im Rahmen der Regelungsstrategie nicht zwingend ein Zielkonflikt entsteht. Die Überlastsituationen im zuvor genannten Zeitraum b (Abbildung 5.3) treten infolge der zuvor eingesetzten Maßnahmen (Blindleistungsanpassung sowie direkte Spannungsregelung) überwiegend nicht mehr auf. Eine Ausnahme bildet die kurzzeitige Grenzwertverletzung an L_{1-23} , auf die mit den verfügbaren Aktoren kein signifikanter Einfluss genommen werden kann. Sie weist aufgrund des angehobenen Spannungsniveaus im Vergleich zum Referenzszenario ein deutlich geringeres Ausmaß auf.

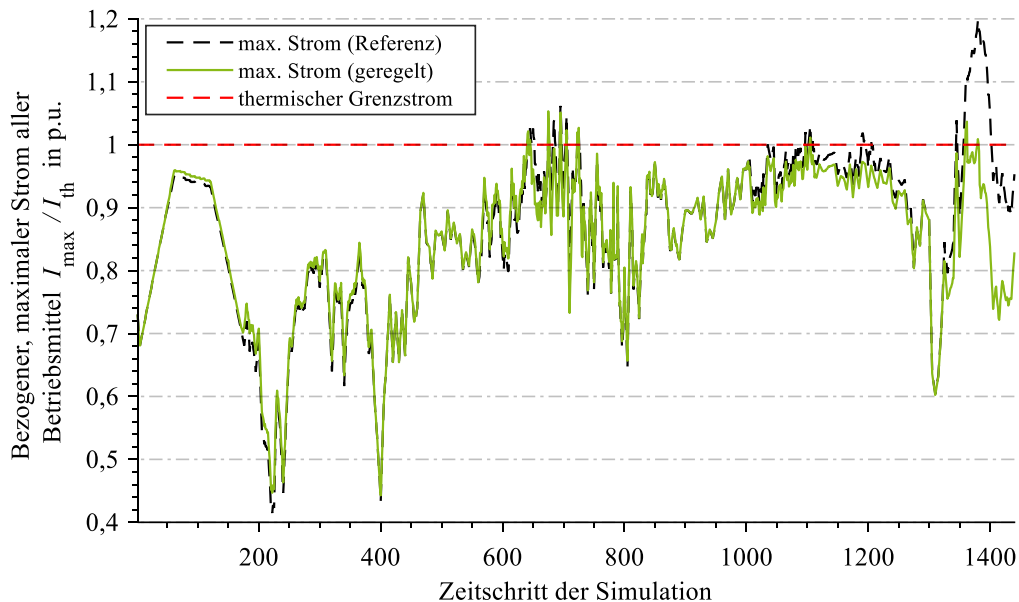


Abbildung 5.11: Vergleich der simulierten maximalen Ströme aller Betriebsmittel je Zeitschritt im Referenzszenario sowie unter Einsatz der Regelungsstrategie im Testnetz

Die hohe Schwankungsweite des HS/MS-Transformatorstroms in dem zuvor genannten Zeitraum a (vgl. Abbildung 5.3) resultiert aus sehr starken Schwankungen in der Netznutzungssituation und stellt innerhalb des gesetzten Simulationsrahmens eine vergleichsweise große Herausforderung für die Regelung dar. In Abbildung 5.11 ist erkennbar, dass auch unter Einsatz der Regelungsstrategie einige Stromspitzen oberhalb des Grenzwertes liegen und folglich nicht vermieden werden konnten. Bedingt durch die Auflösung der simulierten Messwerte im Zusammenhang mit dem herunterskalierten Tageslastgang wird eine alternierende Grenzwertverletzung im Rahmen der Zustandsbewertung ermittelt, die jeweils für eine Dauer von nur wenigen Zeitschritten vorliegt (vgl. Abschnitt 3.3.2). Abbildung 5.13 zeigt eine detailliertere Darstellung der in Abbildung 5.11 gezeigten Verläufe im betroffenen Zeitraum. Konzeptgemäß wird hier die Windenergieanlage aufgrund ihrer elektrisch geringeren Distanz zum HS/MS-Transformator als

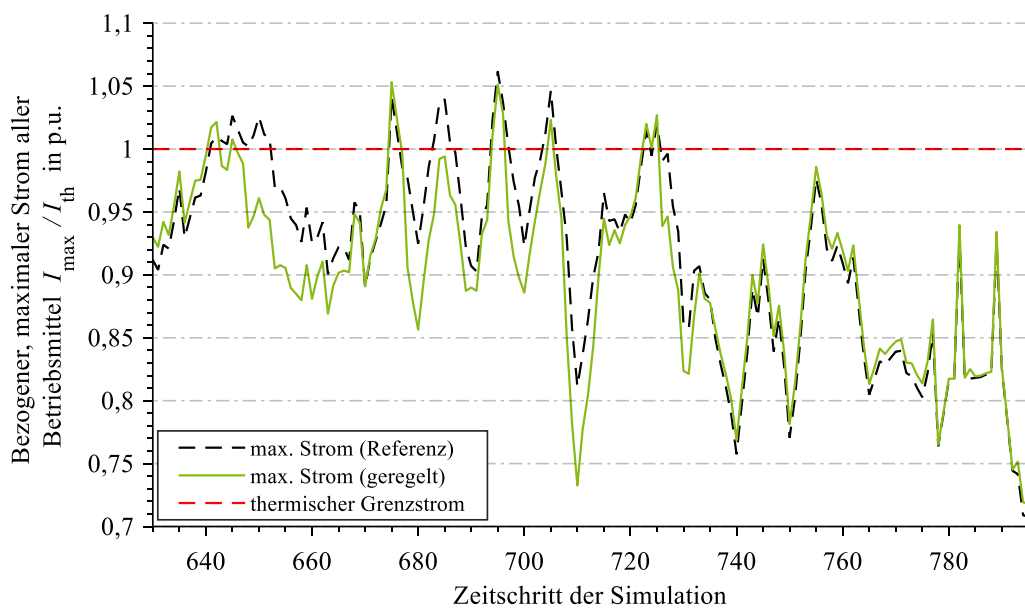


Abbildung 5.12: Vergleich der simulierten maximalen Ströme aller Betriebsmittel je Zeitschritt im Referenzszenario sowie unter Einsatz der Regelungsstrategie im Testnetz (vgl. Abbildung 5.3: a)

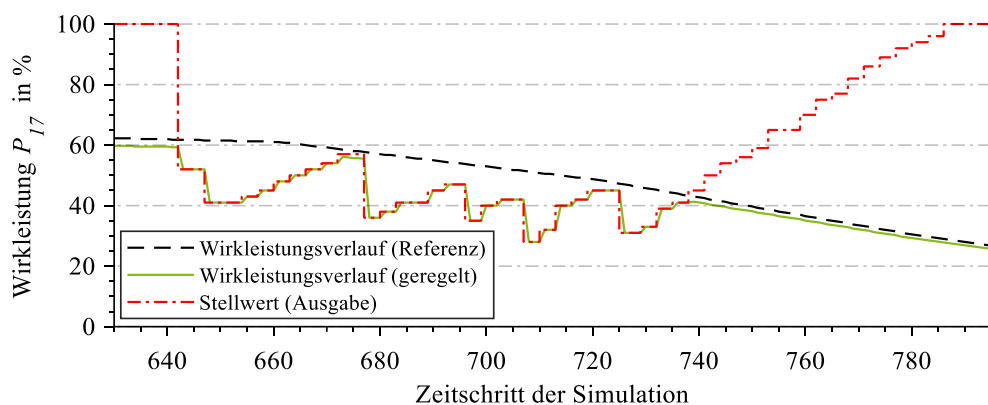


Abbildung 5.13: Verlauf der Wirkleistungseinspeisung an der Windenergieanlage (Knoten 17) im Referenzszenario sowie unter Einsatz der Regelungsstrategie (vgl. Abbildung 5.3: a)

Aktor zur Wirkleistungsanpassung gewählt. Es wird mit einer Reglerverstärkung von $k_{P,I} = 0,85$ dynamisch und präzise auf eine Überschreitung des Grenzwertes durch einen Stellbefehl zur selektiven Wirkleistungsreduktion reagiert. Die Parametrierung eines vergleichsweise hohen Wertes für $k_{P,I}$ gewährleistet größere Stellwertanpassungen zur schnellen Rückführung der Regelgrößen in den zulässigen Bereich unter gleichzeitig hinreichender Kompensation der Modellunsicherheit. Unmittelbar danach erfolgt die Betriebspunktoptimierung, die unter kontinuierlicher Neubewertung der freien Netzkapazität mit einer stark dämpfenden Reglerverstärkung von $k_{P,O} = 0,2$ eine Freigabe der reduzierten Wirkleistung verfolgt. Durch die Parametrierung eines geringen Wertes für $k_{P,O}$ wird ein langsames Verhalten der Betriebspunktoptimierung erreicht, um wiederkehrenden Grenzwertverletzungen durch zu große Stellwertänderungen in Verbindung mit der Modellunsicherheit und der starken Volatilität der Netznutzungssituation entgegen zu wirken. Der zeitliche Verlauf der regelnden Maßnahme verdeutlicht in Abbildung 5.13 die Wirkung dieser Parameter anhand des Verlaufs des ausgegebenen Stellwertes, der in Abhängigkeit von dem Netzzustand entsprechend der Regelungsstrategie ermittelt wird. Auf die wiederholt und beinahe sprunghaft auftretenden Grenzwertüberschreitungen reagiert die Komponente zur Betriebspunktverschiebung konzeptgemäß jeweils mit einer entsprechend starken Reduktion der eingespeisten Wirkleistung an Knoten 17. Eine Freigabe der reduzierten Wirkleistung erfolgt hingegen in sehr kleinen Schritten und nur unter der Bedingung, dass keine Grenzwertverletzungen vorliegen sowie ausreichend freie Netzkapazität zur Verfügung steht. Trotz verhältnismäßig häufiger Stellwertvorgaben zeigt sich ein stabiles Verhalten der Regelung, das sich an die Situation adaptiert und stets begrenzte Ausgangsgrößen liefert. An dem Verlauf des ausgegebenen Stellwertes sind zudem „Plateaus“ während der aktiven Maßnahme ersichtlich, die unmittelbar vor den Wirkleistungsreduktionen auftreten (bspw. Zeitschritte 720–725, vgl. Abbildung 5.13). An diesen wird ersichtlich, dass die Grenze der freien Netzkapazität erreicht wurde und eine weitere Freigabe der reduzierten Leistung konzeptgemäß nicht erfolgt. Somit kann insbesondere ausgeschlossen werden, dass die auftretende Stromschwankung mit dem Reglerverhalten zusammenhängt. Abbildung 5.14 zeigt ergänzend den Verlauf der Wirkleistungseinspeisung an der Photovoltaikanlage, welche in Verbindung mit stark fluktuierenden

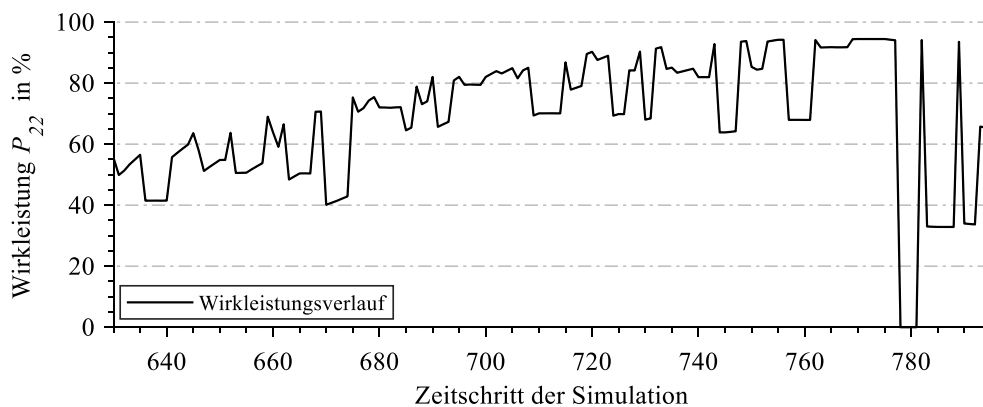


Abbildung 5.14: Verlauf der Wirkleistungseinspeisung an der Photovoltaikanlage (Knoten 22) im Referenzszenario (unbeeinflusst unter Einsatz der Regelungsstrategie) (vgl. Abbildung 5.3: a)

Leistungsbezügen maßgebend für die Stromschwankung verantwortlich ist. In realen Mittelspannungsnetzen sind derart starke Stromänderungen, wie sie in der zeitlichen Auflösung der Simulationsdurchführung angenommen sind, in aller Regel nicht zu erwarten. Über mehrere Messintervalle anhaltende Grenzwertverletzungen werden zuverlässig ausgeregelt, wie die nachfolgende Untersuchung zeigt.

Der anhaltenden Überlastsituation in den späten Abendstunden (vgl. Abbildung 5.3: c) wird wirksam mit einer präzisen Reduktion der Einspeiseleistung an Knoten 17 entgegengewirkt. Abbildung 5.15 zeigt den regelnden Eingriff im Zeitschritt 1362 anhand des Verlaufs der Wirkleistungseinspeisung an der Windenergieanlage, der im geregelten Szenario gegenüber der Referenz bereits einen Einfluss vorangegangener Maßnahmen aufweist. Im Zeitschritt 1382 wird die Einspeiseleistung infolge eines fluktuationsbedingten Stromanstiegs (vgl. Abbildung 5.11) weiter reduziert. Eine Freigabe der reduzierten Leistung erfolgt in dieser Situation nicht, aufgrund der spannungsbedingt geringen freien Netzkapazität (vgl. Abbildung 5.4). Dieses Verhalten demonstriert die Wirksamkeit und Relevanz der Betriebspunktoptimierung, ohne die eine ungeprüfte Freigabe der Leistungsreduktion zu einer erneuten Grenzwertverletzung führen kann.

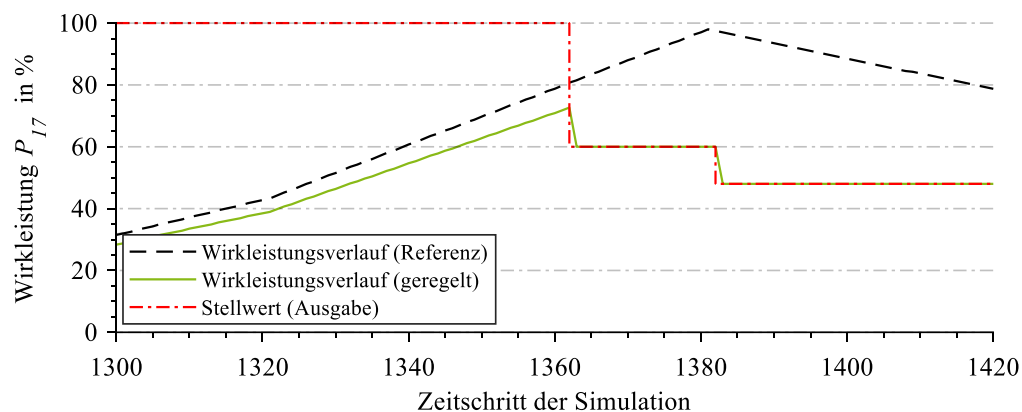
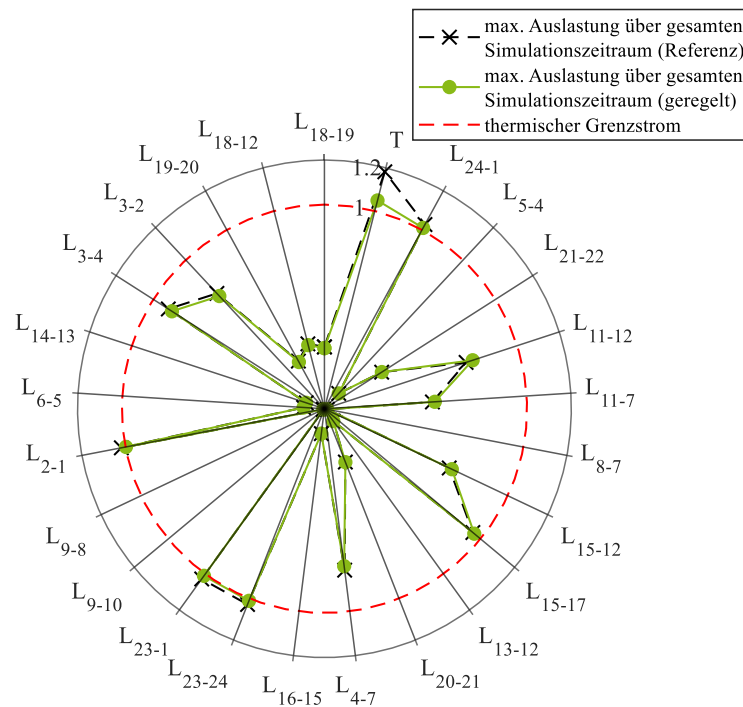


Abbildung 5.15: Verlauf der Wirkleistungseinspeisung an der Windenergieanlage (Knoten 17) im Referenzszenario sowie unter Einsatz der Regelungsstrategie (vgl. Abbildung 5.3: c)

Zur quantitativen Gesamtbewertung der Wirksamkeit werden abschließend die maximal aufgetretenen Auslastungen sowie die Häufigkeit der aufgetretenen Spannungsbandverletzungen in der beispielhaften Zeitreihensimulation herangezogen. Abbildung 5.16 zeigt die über den gesamten Simulationszeitraum ermittelten Maximalwerte der Auslastung je Betriebsmittel. Hieraus wird ersichtlich, dass insbesondere die starke Überlastung des HS/MS-Transformators von etwa 120 % auf einen Wert von knapp über 100 %, bezogen auf den thermischen Grenzstrom, reduziert wird und somit, bei entsprechender Parametrierung, hohe Spitzenwerte vermeidbar sind. Eine vollständige Vermeidung von Grenzwertüberschreitungen kann dabei nicht erreicht werden, da ihr Auftreten konzeptgemäß als auslösendes Kriterium für regelnde Eingriffe definiert ist (vgl. Abschnitte 3.3.2 und 3.7).



T: HS/MS-Transformator

L_{i-j} : Leitung zwischen Knoten i und Knoten j

Abbildung 5.16: Vergleich der simulierten maximalen Auslastung der Betriebsmittel über den gesamten Simulationszeitraum im Referenzszenario sowie unter Einsatz der Regelungsstrategie

Abbildung 5.17 veranschaulicht in Anlehnung an die normativen Vorgaben (vgl. Abschnitt 2.1) die gleitenden 10-Minuten-Mittelwerte aller Knotenspannungen in beiden Szenarien. Auch hier lässt sich eine signifikante Reduktion der Extremwerte verzeichnen. Unterschreitungen des zulässigen Spannungsbandes treten im geregelten Szenario in einer vernachlässigbar geringen Häufigkeit auf, die von der grafischen Darstellung nicht mehr sichtbar erfasst ist. Auch hier handelt es sich um vereinzelte und sehr kurzzeitige Situationen, die zur Auslösung der Regelungsstrategie notwendig und im Rahmen der normativen Vorgaben unkritisch zu bewerten sind. Dies gilt ebenfalls für aufgetretene Überschreitungen des zulässigen Spannungsbandes. Die kumulierte Häufigkeit von Spannungsmittelwerten, die unterhalb des oberen Spannungsgrenzwertes liegen, beträgt im Referenzszenario $h_{u,o,ref} = 0,976$ und im Vergleich dazu unter Einsatz der Regelungsstrategie $h_{u,o} = 0,998$. Die Anzahl der unzulässigen Spannungsmittelwerte, die den oberen Spannungsgrenzwert erreichen bzw. überschreiten, wird folglich um knapp 92 % reduziert.

Die aufgezeigten Simulationsergebnisse veranschaulichen die Funktionsweise der entwickelten Verfahren in praxisrelevanten Anwendungsfällen der Netzführungsaufgabe. Anhand eines repräsentativen Testszenarios, dessen Auslegung auf die umfassende Abbildung kritischer Situationen unter verstärkt restriktiven Bedingungen im Vergleich zu den Gegebenheiten in realen Mittelspannungsnetzen abzielt, wird zum einen ihre Wirksamkeit, zum anderen aber auch eine verhält-

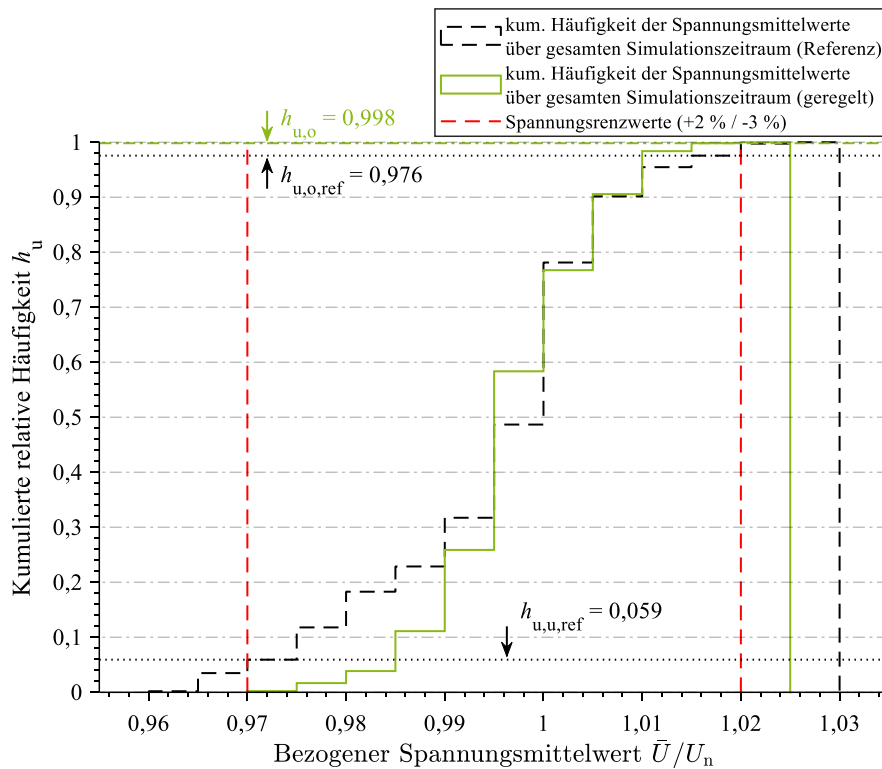


Abbildung 5.17: Vergleich der kumulierten relativen Häufigkeit von gleitend ermittelten 10-Minuten-Mittelwerten der bezogenen Knotenspannungen im Referenzszenario sowie unter Einsatz der Regelungsstrategie

nismäßig hohe Dynamik der Regelung belegt. Eine nähere Diskussion der in dem Zusammenhang aufgezeigten Grenzen des Systems erfolgt im Rahmen der Gesamtbewertung in Abschnitt 5.4, der im gleichen Zuge Handlungsoptionen zur weiteren Optimierung der Verfahren behandelt.

5.3 Praktische Applikation im Feldtest

Die vorgestellten Verfahren wurden, über die Simulation hinaus, sowohl umfangreichen Laborprüfungen unterzogen, als auch im Rahmen eines Feldtests in einem Verteilungsnetz unter realen Bedingungen erprobt. Die nachfolgenden Abschnitte behandeln wesentliche Aspekte und Erkenntnisse der letzten Prüfstufe anhand von ausgewählten Testszenarien.

5.3.1 Testumfeld und Rahmenbedingungen

Die Erprobung eines Automatisierungssystems in einem Feldtest stellt eine multidisziplinäre Herausforderung dar, die ein umfassendes Know-how in der Softwareentwicklung, Hardwarekonfiguration, Einrichtung einer sicheren IKT-Infrastruktur sowie in der ordnungsgemäßen Installation aller Komponenten erfordert. Dabei sind insbesondere sicherheitsrelevante Aspekte aus den Bereichen EMV und Cyber-Security, aber auch der datenschutzrechtliche Rahmen hinsichtlich des Umgangs mit sensiblen Messdaten, zu berücksichtigen.

Schaltzustand des Netzes sowie entsprechende Messwerte, welche den benötigten Netzzustand formen. Da sich das Energieversorgungssystem während der Durchführung des Feldtests in einem regulären Betrieb befindet und folglich zahlreiche Netzteilnehmer unter passiver Beteiligung stehen, erweist sich die Einstellung von vorausgeplanten Szenarien als Aufgabe, die mit einem enormen Verantwortungsbewusstsein behaftet ist. Schaltvorgänge und Maßnahmen müssen durch Netzberechnungen gestützt und entsprechend in der Netzführung, ggf. in bilateraler Abstimmung mit Anlagenbetreibern, geplant werden. Durch den Einsatz von mobilen Lastbänken sowie Aggregaten, die als mobile Generatoren dienen, lässt sich der Netzzustand zusätzlich aktiv und insbesondere selektiv beeinflussen. Zusätzlich spielt die Auswahl des Zeitpunktes im Tagesverlauf anhand von Erfahrungswerten der Netzführung eine wichtige Rolle, um Szenarien auf der Grundlage von bestimmten Netznutzungssituationen zu schaffen. Um die Netzkapazität dabei nicht bis an ihre Grenzen zu führen, dient die parametrierbare Vorgabe von „künstlichen“ Grenzwerten im Automatisierungssystem als Hilfsinstrument zum Erreichen der für die Tests erforderlichen Voraussetzungen. Dabei darf die Versorgungssicherheit zu keinem Zeitpunkt gefährdet sein.

5.3.2 Praktische Applikation in einem realen Verteilungsnetz

Die Erprobung des Automatisierungssystems umfasst zu Beginn umfangreiche und spezifische Funktionstests einzelner Komponenten. Neben betriebsrelevanten Systemeigenschaften (bspw. Stabilität der IKT-Infrastruktur) wird die Zustandsüberwachung, als Basis der Zustandsregelung, in zahlreichen Anwendungsfällen auf ihre Genauigkeit und Zuverlässigkeit hinsichtlich der Erkennung von Grenzwertverletzungen geprüft. In den nachfolgenden Betrachtungen werden ausschließlich gemessene Zustandsinformationen herangezogen, um eine von dem Schätzfehler der Zustandsüberwachung unabhängige Bewertung zu erreichen.

Abbildung 5.19 veranschaulicht repräsentativ eine Aufzeichnung von Spannungsmesswerten an vereinzelt gemessenen Netzknoten in dem Testnetz der Mittelspannungsebene. Die unterschiedliche Höhe der Spannungen spiegelt dabei den Spannungsabfall im Netz wider. Für die Erprobung der Funktionalitäten steht der Spannungsverlauf an einem Strangende, als niedrigste aller messtechnisch erfassten Regelgrößen, im Fokus (Knoten 49, vgl. Abbildung 5.18). Die Testfälle werden durch eine gezielte, kurzzeitige Manipulation von Messwerten erzeugt. Das Testszenario verdeutlicht neben der Wirksamkeit der direkten Spannungsregelung die Relevanz eines geeigneten Betriebskonzeptes zur Erhöhung der Stabilität des Automatisierungssystems. Im dargestellten Zeitraum a liegt eine Unterschreitung des zulässigen Spannungsbandes vor, die durch eine Manipulation der an das Automatisierungssystem übertragenen Messwerte erzeugt wurde. Diese „künstliche“ Grenzwertverletzung weist eine sehr kurzzeitige und marginale Charakteristik auf und erfordert hinsichtlich der normativen Vorgaben (vgl. Abschnitt 2.1) nicht zwingend eine sofortige Einleitung von Maßnahmen. Eine Auslösung der direkten Spannungsregelung aufgrund von derart kurzzeitigen Ereignissen würde lediglich zu erhöhten Verlusten am

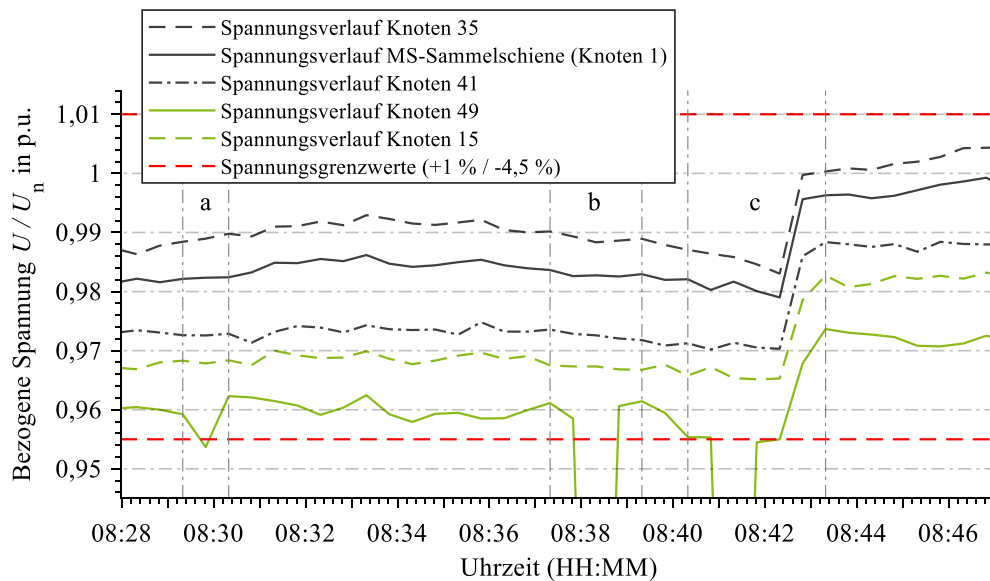


Abbildung 5.19: Verlauf einzelner Knotenspannungen im Testszenario der direkten Spannungsregelung

HS/MS-Transformator führen. Mit der Vorgabe einer Reaktionswartezeit $t_t = 30$ s wird die Reaktionsdynamik des Systems verringert und derartige Störeinflüsse wirksam kompensiert. Zeitraum b zeigt einen manuell erzwungenen Ausfall der Kommunikationsstrecke zu der Messstelle an Knoten 49. Die Messwerte verlassen ihren definierten Gültigkeitsbereich von $U_n \pm 20$ % und werden folglich vorübergehend nicht weiter durch die Komponente zur Zustandsbewertung berücksichtigt. Eine Systemreaktion auf Messwerte ohne vorangehende Plausibilitätsprüfung kann mitunter fatale Auswirkungen auf die Netzsicherheit haben. Der gleiche Effekt tritt in Zeitraum c auf, während mithilfe von mobilen Lastbänken eine Reduktion der Knotenspannungen erreicht wird. Dies führt zu einer erfassten Unterschreitung des zulässigen Spannungsbandes, die nach der Wiederherstellung der Kommunikationsverbindung über einen Zeitraum $\Delta t \geq t_t$ anhält. Das Verfahren der direkten Spannungsregelung reagiert mit der Ermittlung und Ausgabe eines Sollwertes für den HS/MS-Transformatorregler, welcher einen erzwungenen Schaltvorgang des Stufenschalters hervorruft. Die Auswirkung der Maßnahme zeigt die erwartete, näherungsweise homogene, Verschiebung aller Knotenspannungen in ihren zulässigen Bereich als Reaktion auf eine anhaltende, unzulässige Regelabweichung.

In einem weiteren Testszenario wird die Wirksamkeit einer selektiven Wirkleistungsanpassung zur Spannungshaltung demonstriert. Durch den Einsatz mobiler Lastbänke wird zunächst ein Starklastfall erzeugt, in welchem der parametrisierte untere Grenzwert des zulässigen Spannungsbandes unterschritten wird. Ihr Netzanschluss erfolgt niederspannungsseitig an den Knoten 15 und 63 im Feldtestgebiet (vgl. Abbildung 5.18). Die betroffenen Ortsnetztransformatoren werden dabei stark belastet und müssen aufgrund der netznutzungsbedingten Leistungsschwankungen messtechnisch akkurat überwacht werden. Gleichzeitig wird der momentane Leistungsbezug der Lastbänke in Hinblick auf die Gesamtbelastung kontinuierlich durch Fachpersonal vor Ort überwacht und situationsabhängig angepasst. Aufgrund der aufwendigen koordinativen Prozesse und

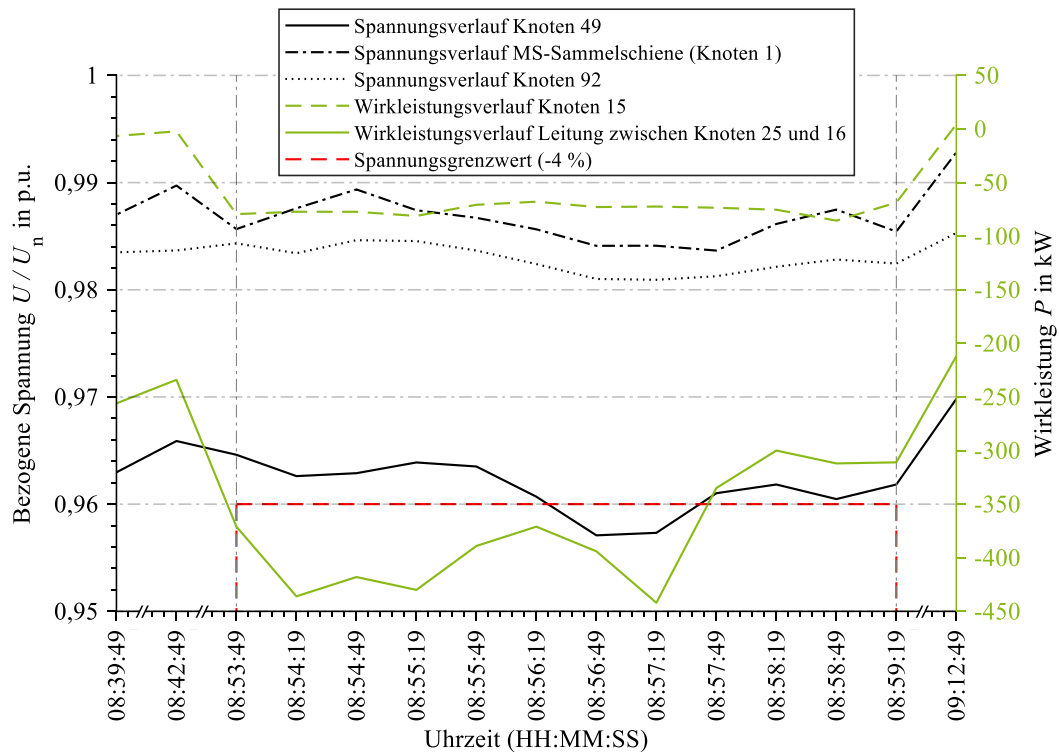


Abbildung 5.20: Verlauf einzelner Knotenspannungen und Zweigbelastungen im Testszenario der selektiven Wirkleistungsanpassung

insbesondere um die Versorgungssicherheit der betroffenen Niederspannungsnetze nicht zu gefährden, wird der Testfall in einem vergleichsweise kurzen Zeitraum durchgeführt. Er umfasst die Erprobung der Kernfunktionalität der selektiven Wirkleistungsanpassung, bei der die anschließende Rückführung des Betriebspunktes nicht weiter betrachtet wird. Als weitere Sicherheitsvorkehrung wird der Grenzwert des zulässigen Spannungsbereiches für den Zeitraum des Tests in der Parametrierung des Automatisierungssystems reduziert.

Der in Abbildung 5.20 dargestellte Verlauf des Wirkleistungsflusses von Knoten 25 zu 16 weist eine Messung auf, die den Bezug aller eingesetzten Lastbänke einschließlich der regulären Netznutzungssituation umfasst. Der Wirkleistungsverlauf an Knoten 15 veranschaulicht (unter messtechnisch einbaubedingter Vorzeichenumkehr) beispielhaft die Erzeugung des Testszenarios, wobei an der Ortsnetzstation eine maximale Belastung $P_{15,max} = 100 \text{ kW}$ für die Durchführung festgelegt wurde. Der abgebildete Verlauf der messtechnisch erfassten Spannung an Knoten 49 weist eine Unterschreitung des Spannungsgrenzwertes auf, die zum Zeitpunkt 08:56:49 durch das Automatisierungssystem erfasst und nach Ablauf der parametrisierten Reaktionswartezeit t_t gezielt mit einer Betriebspunktverschiebung durch Wirkleistungsanpassung behoben wird (vgl. Abbildung 5.20). Zum Erzwingen dieser letzten Regelstufe sind Verfügbarkeitsinformationen weiterer Aktoren zu *false* gesetzt worden, um ihre Auswahl im Rahmen der Selektion zu unterbinden. Der Wirkleistungsbezug einer an Knoten 63 angeschlossenen Lastbank, welche anhand der Statusinformationen als einziger Aktor zur Verfügung steht, wird im Zuge des regelnden Eingriffs reduziert. Die Auswirkung der Reduktion zeigt sich anhand der Wirkleistungsmessung

von Knoten 25 zu 16. Ein Einfluss auf die Regelgröße ist dabei über die Leistungsflussänderung auf den Leitungen zwischen dem versorgenden HS/MS-Transformator und Knoten 16 gegeben. Anhand des gemessenen Spannungsverlaufs an Knoten 49 kann die erfolgreiche Rückführung der Spannungswerte in den zulässigen Bereich zum Zeitpunkt 08:57:49 verzeichnet werden (vgl. Abbildung 5.20). Ergänzend sind die Spannungsmessungen an der MS-Sammelschiene sowie an Knoten 92 im benachbarten Netzstrang aufgetragen. Sie erfahren erwartungsgemäß keinen bzw. lediglich einen marginalen Einfluss der Maßnahme, wodurch die selektive Wirksamkeit des dynamischen Last- und Einspeisemanagements belegt wird.

Für die Erprobung einer koordinierten, teilautarken Zustandsregelung ist eine Systemkonfiguration aus mindestens zwei Automatisierungssystemen erforderlich. Im Rahmen der durchgeführten Felduntersuchungen wird ein bereits automatisiertes Niederspannungsnetz als zusätzliche Mess- und Steuereinrichtung in das Automatisierungssystem des Mittelspannungsnetzes integriert (vgl. Abschnitt 4.3). Die notwendige Flexibilität wird über ein Aggregat mit einer installierten Leistung

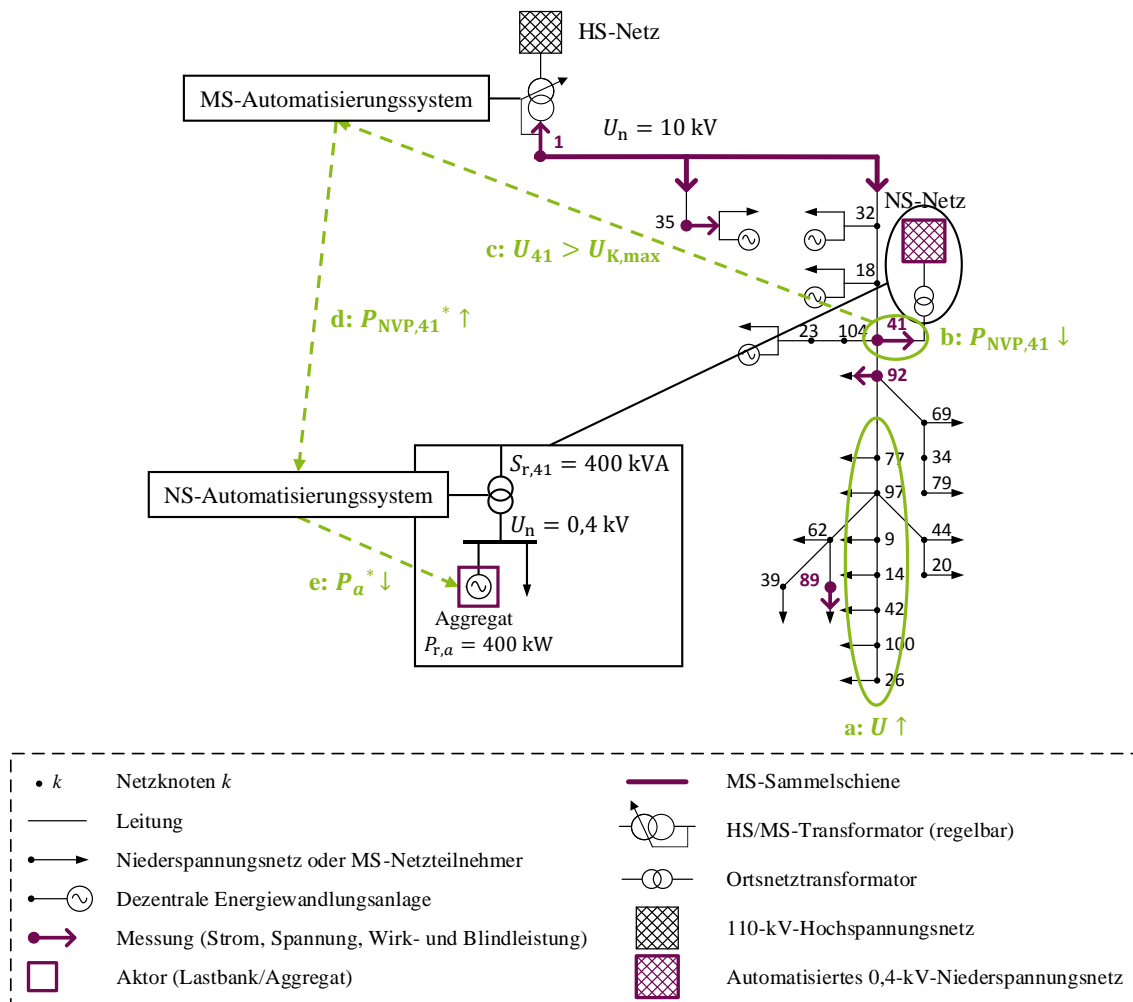


Abbildung 5.21: Teil des Feldtestgebietes im städtischen Mittelspannungsnetz und schematischer Ablauf des Testszenarios zur koordinierten Regelung

von $P_{r,a} = 400 \text{ kW}$ bereitgestellt, welches über eine direkte Sammelschienenanbindung niederspannungsseitig in das Netz einspeist und als Aktor, äquivalent zu einer PV-Anlage, in das NS-Automatisierungssystem eingebunden wird. Abbildung 5.21 zeigt, anhand des betroffenen Bereiches des Testnetzes, schematisch die wesentlichen Abläufe des Testszenarios.

Anhand von weiteren, im Mittelspannungsnetz verteilten, Aggregaten wird zunächst das Spannungsniveau in dem betrachteten Netzstrang angehoben (vgl. Abbildung 5.21: a). Durch die kontrollierte und langsame Erhöhung der Einspeiseleistung P_a wird schließlich an Knoten 41 eine gezielte Leistungsflussumkehr, zur Abbildung eines Rückspeisefalls aufgrund von Spitzeneinspeisung, forciert (vgl. Abbildung 5.21: b). Abbildung 5.22 zeigt die Betriebspunktverschiebung von einem Wirkleistungsbezug $P_{NVP,41} \approx 40 \text{ kW}$ zu $P_{NVP,41} \approx -75 \text{ kW}$, während für die Durchführung des Tests gleichzeitig ein reduzierter Grenzwert hinsichtlich des zulässigen Spannungsbandes vorgegeben wird. Der resultierende Anstieg der Knotenspannung U_{41} führt zu einer Grenzwertverletzung, welche durch das MS-Automatisierungssystem erfasst wird (vgl. Abbildung 5.21: c und Abbildung 5.22). Im Rahmen der Lösungsfindung wird die bereitgestellte Flexibilität des automatisierten Niederspannungsnetzes eingesetzt (vgl. Abbildung 5.21: d). Letzteres führt die übergeordnete Vorgabe zur Erhöhung des Leistungsbezugs durch eine Reduktion der Leistungseinspeisung P_a aus (vgl. Abbildung 5.21: e). Der in Abbildung 5.22 dargestellte Spannungsverlauf zeigt dessen erfolgte Rückführung in den zulässigen Bereich zum Zeitpunkt 12:47:48 unter Einfluss der üblichen Schwankung unter realen Betriebsverhältnissen. Die Auslösung der regelnden Maßnahme durch das MS-Automatisierungssystem erfolgt dabei, nach Ablauf der parametrisierten Reaktionswartezeit t_t ab dem Zeitpunkt der Erfassung der Grenzwertverletzung (12:46:18), zum Zeitpunkt 12:46:48. Unter Einbezug der Übertragungszeiten der Kommunikationsanbindung sowie der parametrisierten Zyklus- und Reaktionswartezeiten des NS-

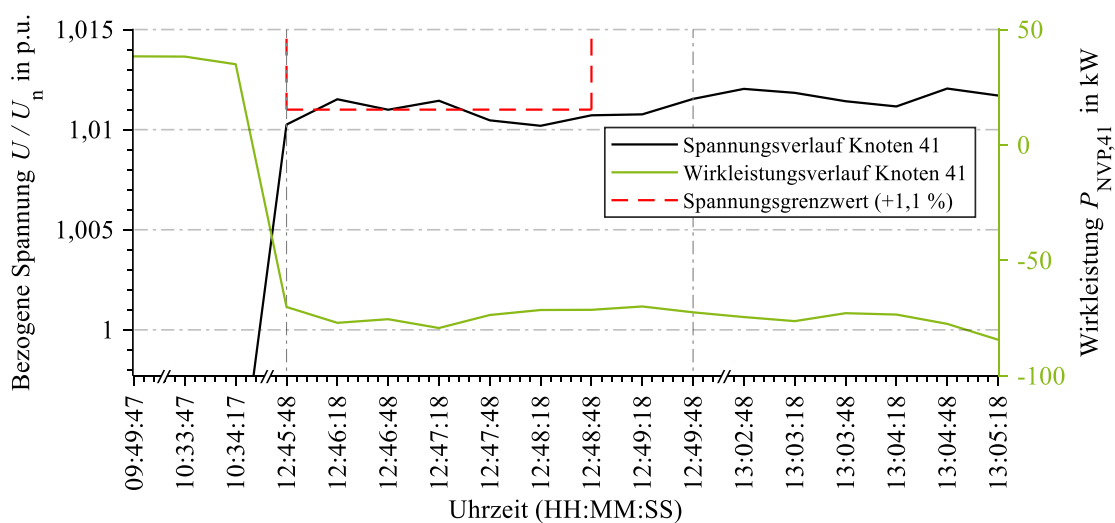


Abbildung 5.22: Verlauf der Knotenspannung und der Wirkleistung an Knoten 41 im Testszenario der koordinierten Regelung

Automatisierungssystems ist die Auswirkung der Maßnahme, auch aufgrund der zeitlichen Auflösung der Messwertaufzeichnung, zum Zeitpunkt 12:47:48 ersichtlich. Die kontrollierte Rücknahme der Wirkleistungsreduktion erfolgt im weiteren Verlauf, nach Aufhebung des vorübergehend reduzierten Spannungsgrenzwertes. Ihre Auswirkung ist jedoch anhand der aufgezeichneten Messwerte im Verhältnis zu der üblichen Fluktuation der Netznutzungssituation nicht eindeutig differenzierbar.

Die aufgezeigten Ergebnisse beruhen auf einer Auswahl von Testfällen, die in einem städtischen Mittelspannungsnetz durchgeführt wurden. Neuartige Technologien lassen sich unter realen Bedingungen in elektrischen Energieversorgungsnetzen ausschließlich unter Ausschluss jeglicher Gefährdung der Versorgungssicherheit erproben, sodass in dem Zusammenhang nur eine begrenzte Durchführbarkeit von Testszenarien gegeben ist. Darüber hinaus bilden die zur Verfügung stehenden technischen Komponenten eine weitere entscheidende Grundlage. Im Rahmen der Auswertung zeichnen sich insbesondere die zeitliche Auflösung der messtechnischen Erfassung sowie die Archivierung als signifikante Kriterien für die Analyse und Nachvollziehbarkeit der Ergebnisse ab. Unter Berücksichtigung der hardwarebedingten Restriktionen wird anhand der aufgeführten Testfälle das Potenzial einer Automatisierung von Mittelspannungsnetzen, besonders vor dem Hintergrund eines übergreifenden Netzmanagements, deutlich herausgestellt. Insgesamt konnte die Wirksamkeit der Kernfunktionalitäten, die bereits im Rahmen des Software-in-the-Loop-Verfahrens validiert wurden, auch im realen Einsatz bestätigt werden.

5.4 Gesamtbewertung und Grenzen der realisierten Verfahren

Mit den vorgestellten Verfahren wird auf dem Stand der Technik und insbesondere auf den bisherigen Erfahrungswerten im Bereich der Netzautomatisierung aufgebaut (vgl. Abschnitt 1.2). Die direkte Spannungsregelung liefert, insbesondere in Verbindung mit einer probabilistischen Zustandsidentifikation, ein effizientes und wirksames Verfahren, welches den Einsatz des HS/MS-Transformators optimiert. Grenzwertverletzungen, die mit konventioneller Regelung der MS-Sammelschienenspannung im Umspannwerk nicht erfasst würden, lassen sich dadurch kaskadiert, im Rahmen einer direkten Spannungsregelung, wirksam beheben. Durch das dynamische Last- und Einspeisemanagement können zudem gezielt Eingriffe vorgenommen werden, die eine präzise und selektive Anpassung des Netzzustandes ermöglichen. Mit der Koordination von Automatisierungssystemen über mehrere Spannungsebenen hinweg, werden ab der Mittelspannungsebene aufwärts lokal die nutzbare Flexibilität erhöht und in übergreifender Betrachtungsweise die Freiheitsgrade der Handlungsoptionen maximiert. Einen hohen Stellenwert erreichen dabei die Betriebspunktvalidierung sowie die Betriebspunktoptimierung, welche die Sicherheit und Effizienz von Eingriffen prädiktiv gewährleisten und die abgeregelte Energie minimieren. Die

Ergebnisse der Simulationen in Verbindung mit den gesammelten Erkenntnissen aus der praktischen Anwendung validieren die grundsätzliche Methodik der Ansätze. Nachfolgend werden insbesondere diejenigen Aspekte aufgeführt, die ein Optimierungspotenzial aufweisen.

Die Modellbildung des Mittelspannungsnetzes als Regelstrecke unterliegt Grundsätzen zur Optimierung der Recheneffizienz (vgl. Abschnitt 3.2). Mit dem sensitivitätsbasierten Ansatz enthält das System zwei wesentliche Merkmale, welche die Grenzen des Verfahrens aufzeigen. Zum einen liegt eine Betriebspunktabhängigkeit vor, die mit der Abweichung vom tatsächlich erfassten Betriebspunkt eine zunehmende Modellunsicherheit aufweist. Diese kann durch die Einstellung einer geringen Reglerverstärkung kompensiert werden. Zum anderen sieht der Ansatz die Definition eines eindeutigen Slack-Knoten vor. Ein Transformator-Parallelbetrieb oder der Betrieb mit Gegenstation ist nicht vorgesehen und würde komplexere Berechnungsverfahren erfordern, für die sich der sensitivitätsbasierte Ansatz nur bedingt eignet. Hier bietet sich beispielsweise der Einsatz einer Leistungsflussberechnung, unter Bildung einer Ersatzimpedanz für das nicht überwachte Netz oberhalb der versorgenden Transformatoren, an. [16]

Die Situation der starken Schwankungsweite im Verlauf des simulierten HS/MS-Transformatorstroms stellt eine vergleichsweise große Herausforderung für die Zustandsregelung dar (vgl. Abschnitt 5.2.2). Hier wurde bewusst ein Extremfall simuliert, der die Grenzen des Systems aufzeigt. In realen Anwendungsfällen sind Stromverläufe über HS/MS-Transformatoren mit deutlich geringerer Schwankung behaftet. Die Zustandsregelung zeigt dennoch ein kontinuierlich stabiles Führungsverhalten mit präziser und begrenzter Stellwertausgabe, welches sich anhand der Parametereinstellung weiter optimieren lässt. Hier kann beispielsweise mit einer höheren Reglerverstärkung der Betriebspunktverschiebung, in Verbindung mit einer geringeren Reglerverstärkung der Betriebspunktoptimierung, ein ruhigeres Reglerverhalten erreicht werden. Stärkere Eingriffe und eine langsame Freigabe der reduzierten Leistung gehen jedoch mit der Entstehung einer höheren Menge abgeregelter Energie einher. Ein Optimum zwischen der Anzahl an Eingriffen und der Menge der abgeregelten Energie lässt sich somit durch die entsprechende Systemparametrierung erreichen. In einem weiteren Optimierungsansatz ist die Filterung von Schwankungen der Regelgrößen, beispielsweise anhand einer exponentiellen Glättung, denkbar. Mit dieser Vorgehensweise lassen sich zudem im Betriebskonzept Rückfallebenen für Kommunikationsausfälle definieren. [109, 129]

In beiden Betrachtungen, sowohl in der Simulation als auch in der praktischen Applikation, wird eine gänzliche Vermeidung von Grenzwertverletzungen konzeptgemäß nicht erreicht, da deren Auftreten im Kontext der echtzeitfähigen Regelungsstrategie als Voraussetzung für die Auslösung von regelnden Maßnahmen definiert wird. In direkter Konsequenz sind insbesondere sehr kurzzeitige und sprunghaft auftretende Situationen nicht vermeidbar. In der realen Anwendung ist dies aufgrund der Dimensionierung der Betriebsmittel sowie der normativen Vorgaben zur Spannungshaltung in aller Regel unkritisch (vgl. Abschnitt 2.1). Die Auslegung des aufgezeigten

Testszenarios der Simulation beinhaltet zudem Extremsituationen, die das System bewusst bis an seine Grenzen führen. Abbildung 5.16 und Abbildung 5.17 (vgl. Abschnitt 5.2.2) belegen auch unter diesen Bedingungen quantitativ einen signifikanten Rückgang der aufgetretenen Maximalwerte bzw. der Häufigkeit des Vorkommens von Grenzwertverletzungen. Mit einer zeitlich höher auflösenden Messwerverfassung im Verhältnis zu den üblichen Gradienten der Regelgrößen, wie sie in der Praxis für gewöhnlich gegeben ist, können Grenzwertverletzungen insgesamt früher erfasst werden. In Verbindung mit einer hinreichend geringen Zykluszeit der implementierten Regelungsstrategie lassen sich regelnde Maßnahmen entsprechend schneller einleiten, wodurch insbesondere die Extremwerte und die Dauer von kritischen Situationen weiter reduziert werden. Mit der nachgewiesenen Wirksamkeit und Dynamik der Regelungsstrategie kann zudem unter einer Vorgabe von reduzierten Auslösegrenzen der Regelung (vgl. Abschnitt 3.3.2) eine Kompensation der Reaktionszeit und damit eine vollständige Vermeidung von Grenzwertverletzungen vergleichsweise einfach erreicht werden. Diese Vorgehensweise resultiert jedoch bei stark schwankenden Netznutzungssituationen in einer erhöhten Anzahl von Maßnahmen. Sie ist zudem mit einer hohen Unsicherheit hinsichtlich der Einschätzung von tatsächlich bevorstehenden Grenzwertverletzungen behaftet und sollte allenfalls auf zuverlässige Kurzzeitprognosen gestützt erfolgen. Dabei gilt es insbesondere die Übertragungszeiten der eingesetzten Kommunikationstechnik und Reaktionszeiten der steuerbaren Netzteilnehmer zu berücksichtigen. Die Einbindung von echtzeitfähigen Netzzustandsprognosen in das Automatisierungskonzept bietet insofern generell ein großes Potenzial für die frühzeitige Planung und Einleitung von Maßnahmen [130, 131]. Dies setzt jedoch einen entsprechenden regulatorischen Rahmen voraus, der den Netzbetreiber zu präventiven Eingriffen in die Netznutzungssituation berechtigt.

In der praktischen Anwendung zeichnet sich besonders die Kommunikationstechnik als Schwachstelle ab, die je nach eingesetzter Technologie störanfällig gegenüber äußeren Einflüssen sein und infolgedessen häufig zu Kommunikationsausfällen führen kann. Eine entsprechende konzeptionelle Berücksichtigung derartiger Effekte ist zwingend notwendig für ein zuverlässiges Systemverhalten. Des Weiteren erweist sich die umfangreiche Parametrierung des Systems für eine präzise Modellbildung, insbesondere in Verbindung mit einer probabilistischen Zustandsidentifikation, als fehleranfällig bei manueller Durchführung. Dieser Prozess erfordert idealerweise eine automatisierte Vorgehensweise, beispielsweise durch eine entsprechende Datenkonvertierung aus verfügbaren Quellen (bspw. Netzberechnungsprogrammen). Insgesamt zeichnet sich der erhöhte Parametrieraufwand jedoch mit einer Zunahme der Genauigkeit und, in direkter Konsequenz, der Zuverlässigkeit von Eingriffen durch die vorgestellten prädiktiven Auswirkungsprüfungen aus. Besonders im Vergleich mit modelllosen Ansätzen bestehen ein deutlich reduziertes Risiko von Fehleingriffen, die in der Netzführung inakzeptabel sind, sowie eine erhöhte Robustheit gegenüber Änderungen der Topologie. Der modellbasierte Ansatz auf der Grundlage von Sensitivitäten liefert insofern eine optimale Kompromisslösung zwischen modelllosen und aufwendigen, leistungsflussbasierten Algorithmen.

Die Digitalisierung der Netze weist ein enormes Potenzial zur Entlastung der Netzführung auf und stellt gleichzeitig neuartige Anforderungen an den Netzbetrieb. Der Einsatz innovativer Technologien erfordert zunehmende IT-Kompetenzen der Verteilungsnetzbetreiber, insbesondere hinsichtlich der Wartung und Störungsbeseitigung. Die vorgestellten Verfahren weisen jedoch eine grundsätzliche Plattformunabhängigkeit auf. Ihr Einsatz in einem dezentralen Ansatz empfiehlt sich insbesondere in Verteilungsnetzen, die nicht über ein Netzleitsystem verfügen. Eine Anbindung an verfügbare Netzleitsysteme bietet darüber hinaus die Möglichkeit einer erweiterten Überwachung sowie, durch entsprechende Schnittstellen, Steuerung der Netze durch das Leitstellenpersonal. Der vernetzte Betrieb lokaler Instanzen zur Netzautomatisierung, als Grundstein des koordinierten Netzmanagements, verbindet somit die Vorteile eines Agentensystems mit einer idealen Integration in die bestehende Infrastruktur der Verteilungsnetze.

6 Zusammenfassung und Ausblick

Die vorgestellten Ergebnisse reihen sich als innovative Lösungsoption im Themenfeld der fortwährenden Umgestaltung des elektrischen Energieversorgungssystems ein. Mit kolossalen gesellschaftlichen und technologischen Veränderungen stellt die Energiewende ein zentrales Instrument der Klimapolitik dar (vgl. Kapitel 1). Mit der zunehmenden Dezentralisierung der Energieeinspeisung aus erneuerbaren Quellen, aber auch durch die Entwicklungsprozesse der Wärme- und Mobilitätssektoren und dem damit einhergehenden Bedarfszuwachs an elektrischer Energie, werden insbesondere Verteilungsnetzbetreiber vor nie dagewesene Herausforderungen gestellt (vgl. Abschnitt 1.1). Die Digitalisierung der Netze stellt eine nahezu unausweichliche Maßnahme zur Beherrschung zukünftiger aber auch bereits heute auftretender Situationen dar. In bestehenden Ansätzen wird die autarke Netzführung durch den Einsatz von optimierten Algorithmen zur Zustandsüberwachung und Zustandsregelung verfolgt (vgl. Abschnitt 1.2). Im Rahmen der vorliegenden Arbeit werden, auf diesen Erkenntnissen aufbauend, zunächst Verfahren der Zustandsregelung in Mittelspannungsnetzen behandelt. Dieser Schritt schließt die letzte bislang bestehende Lücke in der ganzheitlichen Automatisierung von Verteilungsnetzen und stellt zugleich eine tragende Säule der koordinierten Regelung von Verteilungsnetzen dar.

Kapitel 2 der vorliegenden Arbeit zeigt die weitreichenden Potenziale einer Automatisierung von Verteilungsnetzen auf. Sie ermöglicht eine massive Entlastung der Verteilungsnetzbetreiber in den alltäglichen Aufgaben der Netzführung hinsichtlich der Einhaltung von geltenden normativen und regulatorischen Vorgaben an die Versorgungssicherheit und Versorgungsqualität (vgl. Abschnitte 2.1 und 2.2). Das veränderte Rollenbild des Verteilungsnetzbetreibers fordert diesem darüber hinaus eine zunehmende Verantwortung ab. Mit wachsenden Flexibilitätpotenzialen und einer Verschiebung der Einspeiseleistung in die Verteilungsnetze wird die zunehmende Beteiligung an Systemdienstleistungen zu einer zwingend erforderlichen Konsequenz (vgl. Abschnitt 2.3). Durch den Einsatz von dezentralen Automatisierungssystemen können, im Rahmen der daraus resultierenden übergreifenden Anforderungen, lokal netzdienliche Maßnahmen auf der Basis von komplexen Entscheidungsprozessen, rechengestützt in kürzester Zeit erschlossen werden. Eine Koordination dieser Systeme ermöglicht einen übergreifenden Austausch und den effizienten Einsatz von verfügbaren Handlungsoptionen unter Nutzung von Flexibilität über die Grenzen der Spannungsebenen hinaus (vgl. Abschnitt 2.4).

Kapitel 3 behandelt als Schwerpunkt der Forschungsarbeit konkrete Methoden zur Zustandsregelung in Mittelspannungsnetzen. Auf der Grundlage eines modellbasierten Ansatzes wird ein Streckenmodell gebildet, welches sich insbesondere für den dezentralen Einsatz unter optimiertem Rechenaufwand eignet (vgl. Abschnitt 3.2). Eine generische Modellbildung von Aktoren ermöglicht dabei die Integration zahlreicher Anlagentypen anhand einer Typisierung von deren

Betriebseigenschaften (vgl. Abschnitt 3.2.1). Als Basis der Zustandsregelung werden verschiedene Ansätze der Zustandsidentifikation aufgezeigt und bewertet sowie eine Vorgehensweise zur Ermittlung von relevanten Regelabweichungen vorgestellt, welche als Grenzwertverletzungen zu deuten und durch geeignete Maßnahmen zu beheben sind (vgl. Abschnitt 3.3). In Verbindung mit einer geeigneten Zustandsidentifikation wird ein Verfahren zur direkten Spannungsregelung anhand von HS/MS-Transformatoren entwickelt (vgl. Abschnitt 3.4). Gegenüber dem konventionellen Einsatz einer HS/MS-Transformatorregelung zur Führung der MS-Sammelschienenspannung wird dabei durch die Kaskadierung des HS/MS-Transformatorreglers mit einem übergeordneten Automatisierungssystem ein innovatives Betriebskonzept vorgestellt. Darüber hinaus wird die Methodik eines sensitivitätsbasierten dynamischen Last- und Einspeisemanagements zur selektiven netzdienlichen Wirk- und Blindleistungsanpassung entworfen (vgl. Abschnitt 3.5). Sie zeigt im Vergleich zu bestehenden Verfahren, welche auf einer Leistungsflussberechnung basieren, eine deutlich erhöhte Effizienz hinsichtlich des Rechenaufwandes. Durch eine entsprechende Betriebspunktvalidierung wird der modellbasierte Ansatz um eine prädiktive Funktionalität erweitert, welche die Wirksamkeit von Eingriffen im Voraus bewertet und die Zuverlässigkeit und Sicherheit erhöht (vgl. Abschnitte 3.4.3 und 3.5.4). Auf der Basis einer Sensitivitätsanalyse werden die spezifischen Eigenschaften von Mittelspannungsnetzen im Hinblick auf die Wahl von geeigneten Maßnahmen aufgezeigt (vgl. Abschnitt 3.6). Darauf aufbauend wird eine konkrete Regelungsstrategie geformt, welche in Anlehnung an bestehende Ansätze zur Zustandsregelung ein optimiertes Konzept für Mittelspannungsnetze darstellt (vgl. Abschnitt 3.7). Ihr Aufbau teilt sich in zwei Komponenten, welche in konträrer Wirkung zueinander zum einen die aktive Behebung von Grenzwertverletzungen und zum anderen die kontrollierte Freigabe von begrenzenden Maßnahmen verfolgen. Ihr koordinierter Einsatz ermöglicht eine kontinuierliche Optimierung der Netznutzungssituation sowie eine Minimierung der netzdienlich notwendigen abgeregelten Energie auf der Grundlage von prädiktiven Bewertungen. Der modulare Aufbau und die grundsätzliche Parametrierbarkeit der einzelnen Stufen der Regelungsstrategie gewährleisten ein flexibles Systemkonzept. Zum einen ist es, unter Berücksichtigung der jeweiligen Netzeigenschaften anhand einer Sensitivitätsanalyse, durch eine spezifische Definition der Steuermatrix (vgl. Abschnitt 3.7.1) auf weitere Spannungsebenen übertragbar. Zum anderen ist die Skalierbarkeit des Konzeptes durch modulare Funktionserweiterungen gegeben, was anhand der Integration von übergreifend wirksamen Maßnahmen in Kapitel 4 veranschaulicht wird.

Aufbauend auf den Ergebnissen aus Kapitel 3, in Verbindung mit bestehenden Technologien der Netzautomatisierung, behandelt Kapitel 4 die Umsetzung einer übergreifenden, vertikalen Koordination von lokalen Automatisierungssystemen. Eine durchgängige Automatisierung der Verteilungsnetze setzt sich nach diesem Ansatz aus einer Vielzahl von teilautarken Instanzen mit wechselseitiger Abhängigkeit zusammen, deren Zusammenspiel eine geordnete Betriebsstruktur erfordert. Grundlegend hierzu wird anhand einer qualitativen Analyse möglicher Interaktionskonzepte ein Verfahrensrahmen für die zielführende und effiziente Koordination definiert, welcher

als technische Handlungsempfehlung für die Umsetzung einer übergreifenden Automatisierung im dezentralen Ansatz ausgesprochen wird (vgl. Abschnitt 4.2). Innerhalb dieses Interaktionskonzeptes wird am Beispiel der Mittelspannungsebene der konkrete Erweiterungsbedarf hinsichtlich einer Integration von koordinierten Funktionen in ein lokales Automatisierungssystem aufgezeigt (vgl. Abschnitt 4.3). Ihre konzeptionelle Überführung auf weitere Spannungsebenen des Verteilungsnetzes führt zu einem ganzheitlichen Systemkonzept. Die hierzu erforderlichen Schnittstellen im Zuge der Entstehung einer übergreifenden, automatisierten Regelungskaskade, von der vorgelegerten Hochspannungsebene bis hinunter in die nachgelagerten Niederspannungsnetze, werden abschließend zu dieser Thematik betrachtet (vgl. Abschnitt 4.4).

Die Entwicklung der theoretischen Konzepte erfolgt vor dem Hintergrund einer praktischen Umsetzung der Verfahren. Kapitel 5 umfasst ihre Erprobung in einem geeigneten Simulationsumfeld sowie in einem realen Mittel- und Niederspannungsnetz. Anhand von Simulationsergebnissen werden die angewandte Methodik und auch die Regelungsstrategie validiert (vgl. Abschnitt 5.2). Ausgewählte Szenarien aus der Erprobung im Rahmen eines Feldtests belegen zudem ihre Wirksamkeit unter realen Bedingungen (vgl. Abschnitt 5.3). Abschließend wird ein Überblick über die gesammelten Erkenntnisse gegeben sowie die Verfahrensgrenzen und weiteres Entwicklungspotenzial kritisch betrachtet (vgl. Abschnitt 5.4).

Insgesamt liefern die erzielten Ergebnisse dieser Arbeit einen signifikanten Beitrag zu der aktuellen energiepolitischen Situation einschließlich der Entwicklung der Energiewirtschaft. Sie zeigen eine von vielen möglichen Strategien auf, die eine möglichst effiziente Umsetzung der Energiewende ermöglichen. Aus diesen Ergebnissen heraus lässt sich zum einen der Bedarf an Netzverstärkungsmaßnahmen in Verteilungsnetzen deutlich reduzieren. Der Einsatz von intelligenten Systemen zur Überwachung und Regelung von Netzen führt zu einer virtuellen Erhöhung der verfügbaren Netzkapazität, da Grenzwertverletzungen derzeit aufgrund der starken Volatilität von erneuerbaren Energien nur in wenigen Zeitpunkten des Jahres auftreten und mit gezielten regelnden Maßnahmen behoben werden können. Zum anderen kann die Erbringung des unvermeidbaren Anteils an Netzverstärkungsmaßnahmen zeitlich verzögert werden, wodurch eine Optimierung der Ausbaustrategien ermöglicht wird. Zugleich kann unter diesen Umständen ein höherer Grad an Zubau dezentraler Energiewandlungsanlagen gewährleistet werden.

Innovationsmaßnahmen durch intelligente Netzautomatisierung tragen zu einer immensen Entlastung der Netzführung unter ihren wachsenden Anforderungen bei. Mit automatisierten Prozessen kann die Datenverarbeitung komplexer Zusammenhänge in mitunter sehr anspruchsvollen Szenarien in Echtzeit erfolgen und, gegenüber manuellen Eingriffen, zu einer entschieden schnelleren und präziseren Lösungsfindung beitragen. Zusätzlich können die Erkenntnisse neue Anreize für die Anpassung des regulatorischen Rahmens hinsichtlich eines netzdienlichen Einsatzes verfügbarer Flexibilität durch regelnde Maßnahmen liefern. Mit der Schaffung von weiteren Freiheitsgraden oder gar neuen Handlungsoptionen für Verteilungsnetzbetreiber wird

die Integration von erneuerbaren Energien in die bestehende Energieversorgungsinfrastruktur noch weiter gefördert. Im Rahmen der durchgeführten Forschungsarbeiten konnte erstmalig der Einsatz einer autarken, dezentralen Zustandsregelung in Mittelspannungsnetzen sowie eines übergreifenden Automatisierungssystems im dezentralen Ansatz unter realen Bedingungen erprobt werden. Diese ersten Erfahrungen stellen unter Beweis, dass die erarbeiteten Konzepte insbesondere im Praxiseinsatz wirksam und zielführend für die Realisierung einer optimierten, teilautarken Regelungsstrategie zur Spannungshaltung und zum Engpassmanagement geeignet sind.

Bezugnehmend auf die Gesamtbewertung der Verfahren (vgl. Abschnitt 5.4) ergibt sich ein weiterer Forschungs- und Entwicklungsbedarf in den folgenden Themenkomplexen:

- Durchdringung der Automatisierung im Energiesektor: Analyse der Auswirkungen und Anforderungen einer Integration von innovativen Technologien in den praktischen Netzbetrieb
- Prognosebasierte, autarke Netzführungsstrategien: Integration von echtzeitfähigen Netzzustandsprognosen in Automatisierungskonzepte und Etablierung von regionalen Flexibilitätsmärkten zur marktbasierter Optimierung der Netzkapazitätsnutzung
- Sektorenübergreifende Regelungsstrategien: Kopplung der Energiesektoren zur Schaffung neuer Freiheitsgrade und erweiterter Flexibilitätsoptionen

7 Summary and Outlook

The presented results contribute as an innovative solution option in the field of the ongoing transformation process in electrical power systems. Coming along with colossal societal and technological changes, the energy transition represents a central instrument of climate policy (cf. chapter 1). In consequence of the increasing amount of decentralized power generation from renewable sources but also due to the changing situation in the heat and mobility sectors and the corresponding increase in electrical power consumption, distribution system operators in particular are facing unprecedented challenges (cf. section 1.1). The digitalization of electrical grids is an almost inevitable measure to cope with imminent and even nowadays already occurring situations. Latest approaches aim for an autarkic grid management by application of optimized methods for monitoring and control of the grid state (cf. section 1.2). Building on the existing knowledge, this work fundamentally deals with state control methods in medium-voltage grids. This step closes the last remaining gap towards a holistic automation of the distribution system and at the same time provides an essential basis for a coordinated control within it.

Chapter 2 of this thesis reveals the significant potential of distribution grid automation. It provides a considerable assistance for a distribution system operator's ordinary tasks of grid management related to the compliance with given normative and regulatory requirements for power quality and security of supply (cf. sections 2.1 and 2.2). Furthermore, the new role model of distribution system operators demands increasing responsibilities. Along with growing flexibility potentials and the shift of power generation into the distribution grids, their participation in ancillary services becomes a mandatory consequence (cf. section 2.3). Within the framework of these resulting requirements, decentralized automation systems are capable of a computational estimation of appropriate grid-serving measures on the basis of complex decision-making processes in the shortest possible time. A coordination of these systems enables an integrated information exchange and efficient utilization of flexibilities beyond the boundaries of a voltage level (cf. section 2.4).

Chapter 3 focuses on specific methods for state control in medium-voltage grids. Designed in a model-based control approach, the system model is particularly suitable for decentralized application with optimized computational effort (cf. section 3.2). A generic actuator model allows the integration of various energy resource types by means of a classification of their operating characteristics (cf. section 3.2.1). As a fundamental component for the state control, different approaches of state identification are presented and rated. Furthermore, a procedure for the determination of relevant control deviations is presented, to indicate limit violations which are supposed to be solved by appropriate measures (cf. section 3.3). In conjunction with a suitable state identification, a method for direct voltage control using the HV/MV-transformer is developed (cf. section 3.4). In contrast to the conventional operation of a HV/MV-transformer control that manages the MV

busbar voltage, an innovative operating concept is presented by cascading the HV/MV-transformer controller with a superordinate automation system. Furthermore, a methodology of sensitivity-based dynamic load and generation management for a selective grid-serving active and reactive power adjustment is realized (cf. section 3.5). Compared with existing methods, which are based on a power flow calculation, a significantly increased efficiency concerning the computational effort is achieved. A corresponding operating point validation extends the model-based approach by a predictive functionality, which evaluates the effectiveness of active operations in advance and provides a higher reliability and safety (cf. sections 3.4.3 and 3.5.4). Based on a sensitivity analysis, the specific characteristics of medium-voltage grids are pointed out with regard to the choice of appropriate measures (cf. section 3.6). Based on this, a specific control strategy is formed, which provides an optimized concept for medium-voltage grids building up on existing approaches for state control (cf. section 3.7). Its structure is divided into two opposing components, which pursue an active elimination of limit violations on the one hand and a controlled release of limiting measures on the other hand. Their coordinated operation enables a continuous optimization of the grid capacity utilization as well as a minimization of the required energy reduction on the basis of predictive evaluations. Both the modular structure and parameterizability of the individual stages within the control strategy ensure a flexible system concept. On the one hand, it is transferable to other voltage levels by a specific definition of the control matrix (cf. section 3.7.1), taking into account the respective grid characteristics on the basis of a sensitivity analysis. On the other hand, the scalability of the concept is given by modular function extensions, which is illustrated by the integration of cross-voltage level measures in chapter 4.

Building on the results from chapter 3, in conjunction with existing technologies of grid automation, chapter 4 deals with the implementation of a cross-voltage level, vertical coordination of local automation systems. According to this approach, an integrated automation of distribution grids is composed of a number of semi-autarkic instances with mutual interdependencies, whose interaction requires a well-ordered operating structure. For an expedient and efficient coordination, a procedural framework is defined on the basis of a qualitative analysis of possible interaction concepts, which is then declared as a technical recommendation for the implementation of a cross-voltage level automation in a decentralized approach (cf. section 4.2). Within this interaction concept, the concrete development needs with regard to the integration of coordinated functions into a local automation system are shown on the example of the medium-voltage level (cf. section 4.3). Their conceptual transfer to other voltage levels of the distribution grid leads to a holistic system concept. In the course of the development of an integrated, automated control cascade, from the high-voltage level down to the low-voltage grids, the required interfaces are considered in conclusion on this topic (cf. section 4.4).

The theoretical concepts are developed against the background of a practical implementation of the described methods. Chapter 5 covers their testing in a specific simulation environment as well as in a real medium- and low-voltage grid. Simulation results are used to validate the applied methodology and the control strategy (cf. section 5.2). In addition, selected scenarios from a field test demonstrate the methodology's effectiveness under real conditions (cf. section 5.3). Finally, an overview of the gathered findings is given, and the process limits as well as further development potential are critically examined (cf. section 5.4).

Overall, the results achieved in this work provide a significant contribution to the current energy policy situation along with the evolution of the energy industry. They demonstrate one possible strategy that provides the most efficient accomplishment of the energy transition. With these results, the need for grid reinforcement measures in distribution grids can be significantly reduced. Intelligent systems for monitoring and control purposes in electrical grids lead to a virtual increase in available grid capacity, since limit violations currently only occur during a few hours a year due to the high volatility of renewable energies and therefore can be remedied with regulating measures. Furthermore, the share of unavoidable grid reinforcement measures can be postponed, allowing for an optimization of expansion strategies. At the same time, a higher degree of integration of renewable energies can be ensured under these circumstances.

Intelligent grid automation as an innovative solution provides an immense support of the grid management under its growing demands. An automated data processing can cope with complex interrelationships in sometimes very challenging scenarios in real time and assure a decidedly faster and more precise solution finding, compared with manual interventions. In addition, the findings can encourage new incentives for readjustments of the regulatory framework with regard to a grid-serving utilization of available flexibility through regulatory measures. With the creation of further degrees of freedom or even new options for distribution system operators, the integration of renewable energies into the existing energy supply infrastructure will be further promoted. Within the framework of the research work carried out, it was possible for the first time to test the use of an autarkic, decentralized state control in medium-voltage grids as well as an integrated automation system in a decentralized approach under real conditions. These first experiences prove that the developed concepts are, particularly in the field of a practical application, effective and purposeful for the realization of an optimized, semi-autarkic control strategy for voltage maintenance and congestion management.

With reference to the overall evaluation of the processes (cf. section 5.4), there is a need for further research and development in the following subject areas:

- Penetration of automation in the energy sector: Analysis of the effects and requirements of integrating innovative technologies into practical grid operation

- Forecast-based, autarkic grid management strategies: Integration of real-time grid state forecasts into automation concepts and establishment of regional flexibility markets for market-based optimization of grid capacity utilization
- Cross-sector control strategies: Coupling of energy sectors to create new degrees of freedom and extended flexibility options

8 Verzeichnisse

8.1 Literaturverzeichnis

- [1] Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland:
Deutsche Anpassungsstrategie an den Klimawandel
vom Bundeskabinett am 17. Dezember 2008 beschlossen, Berlin, Deutschland (2008)
- [2] Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland:
Fortschrittsbericht zur Deutschen Anpassungsstrategie an den Klimawandel
Stand: 16.11.2015, Berlin, Deutschland (2015)
- [3] Umweltbundesamt:
Monitoringbericht 2019 zur Deutschen Anpassungsstrategie an den Klimawandel
Bericht der Interministeriellen Arbeitsgruppe Anpassungsstrategie der Bundesregierung,
Dessau-Roßlau, Deutschland (2019)
- [4] Umweltbundesamt:
Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2019
CLIMATE CHANGE 23/2019: Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2017, Dessau-Roßlau, Deutschland (2019)
- [5] National Oceanic & Atmospheric Administration (NOAA); Earth System Research Laboratory (ESRL):
The NOAA Annual Greenhouse Gas Index (AGGI)
Bereitgestellt auf: <http://www.esrl.noaa.gov/gmd/aggi> am 01. Januar 2020
- [6] Lübbert, D.:
CO₂-Bilanzen verschiedener Energieträger im Vergleich. Zur Klimafreundlichkeit von fossilen Energien, Kernenergie und erneuerbaren Energien
Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestages, Berlin, Deutschland (2007)

- [7] Quaschnig, V.:
Regenerative Energiesysteme. Technologie - Berechnung - Simulation
8. Aufl., Hanser Verlag, München, Deutschland (2013)
- [8] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU):
Klimaschutz in Zahlen. Fakten, Trends und Impulse deutscher Klimapolitik
Berlin, Deutschland (2019)
- [9] International Energy Agency:
Global Energy and CO2 Status Report 2018
Paris, Frankreich (2019)
- [10] Europäische Kommission:
EUROPA 2020. Eine Strategie für intelligentes, nachhaltiges und integratives Wachstum
Mitteilung der Europäischen Kommission, Brüssel, Belgien (2010)
- [11] Internationale Klimakonferenz Paris:
Übereinkommen von Paris
COP21, Paris, Frankreich (2015)
- [12] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU):
Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050
Berlin, Deutschland (2019)
- [13] Quaschnig, V.:
Erneuerbare Energien und Klimaschutz. Hintergründe - Techniken und Planung - Ökonomie und Ökologie - Energiewende
4. Aufl., Hanser Verlag, München, Deutschland (2018)
- [14] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU):
Klimaschutzplan 2050. Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung
Berlin, Deutschland (2019)

- [15] Agricola, A.-C.; Höflich, B.; Richard, P.; Völker, J.; Rehtanz, C.; Greve, M.; Gwisdorf, B.; Kays, J.; Noll, T.; Schwippe, J.; Seack, A.; Teuwsen, J.; Brunekreeft, G.; Meyer, R.; Liebert, V.:
dena-Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030.
Technisches Gutachten - Endbericht, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, Deutschland (2012)
- [16] Schäfer, K. F.:
Netzberechnung. Verfahren zur Berechnung elektrischer Energieversorgungsnetze
Springer Vieweg Verlag, Wiesbaden, Deutschland (2020)
- [17] Heuck, K.; Dettmann, K.-D.; Schulz, D.:
Elektrische Energieversorgung. Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis
9. Aufl., Springer Vieweg Verlag, Wiesbaden, Deutschland (2013)
- [18] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen:
Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2018
Berichte der Verteilnetzbetreiber gem. § 14 Abs. 1a und 1b EnWG, Bonn, Deutschland (2019)
- [19] Navigant, Kompetenzzentrum Elektromobilität und RE-xpertise:
Verteilnetzausbau für die Energiewende - Elektromobilität im Fokus
Studie im Auftrag von Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und The Regulatory Assistance Project (RAP), Berlin, Deutschland (2019)
- [20] Deutscher Industrie- und Handelskammertag e. V. (DIHK):
Faktenpapier Ausbau der Stromnetze - Grundlagen | Planungen | Alternativen
Berlin, Deutschland (2017)
- [21] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi):
Sechster Monitoring-Bericht zur Energiewende - Die Energie der Zukunft - Berichtsjahr 2016
Berlin, Deutschland (2018)

- [22] Harnisch, J.; Steffens, P.; Thies, H.; Monscheidt, J.; Münch, L.; Böse, C.; Gemsjäger, B.:
Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze - Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen
Neue Energie aus Wuppertal, Band 8, Wuppertal, Deutschland (2016)
- [23] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi):
Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung
Berlin, Deutschland (2010)
- [24] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.:
BDEW-Roadmap - Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland
Berlin, Deutschland (2013)
- [25] Meese, J.:
Dynamische Stromtarife zur Erschließung von Flexibilität in Industrieunternehmen
Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Wuppertal, Deutschland (2018)
- [26] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.:
Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz
Diskussionspapier, Berlin, Deutschland (2017)
- [27] Meese, J.; Kornrumpf, T.; Steinbusch, P.; Zdrallek, M.; Neusel-Lange, N.:
Kombinierter markt- und netzdienlicher Einsatz von Flexibilitäten auf Basis der Netzkapazitätsampel
Tagungsband zum VDE-Kongress 2016 - Internet der Dinge, Mannheim, Deutschland (2016)
- [28] Bundesnetzagentur:
"Smart Grid" und "Smart Market" - Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems
Bonn, Deutschland (2011)

- [29] Idlbi, B.; Diwold, K.; Stetz, T.; Wang, H.; Braun, M.:
Cost-benefit analysis of central and local voltage control provided by distributed generators in MV networks
IEEE Grenoble Conference, Grenoble, Frankreich (2013)
- [30] Nigar, Y.; Agalgaonkar, A.; Ciufu, P.:
Impact of variable solar PV generation on MV distribution systems
Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC), Perth, Australien (2014)
- [31] Seidl, H.; Mischinger, S.; Heuke, R.:
Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit im Energiesystem. Handlungsbedarfsanalyse der dena-Plattform Systemdienstleistungen.
Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, Deutschland (2016)
- [32] Moutis, P.; Alizadeh-Mousavi, O.:
A Practical Proposal for State Estimation at Balanced, Radial Distribution Systems
IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe), Bukarest, Rumänien (2019)
- [33] Neusel-Lange, N.; Oerter, C.; Zdrallek, M.; Friedrich, W.; Stiegler, M.; Wodtcke, T.; Birkner, P.:
Sichere Betriebsführung von Niederspannungsnetzen durch dezentrale Netzautomatisierung
ETG-Fachbericht 130: Internationaler ETG-Kongress 2011, VDE Verlag, Berlin, Deutschland (2011)
- [34] Wassermann, E.; Linnenberg, T.; Törsleff, S.; Fay, A.; Derksen, C.; Loose, N.; Unland, R.; Ludwig, M.; Stötzel, M.; Zdrallek, M.; Heldmaier, W.:
Einheitliches und durchgängiges Engineering von Steuerungslösungen für hybride Energiesysteme und -netze mittels Energie-Agenten
at – Automatisierungstechnik, Ausgabe 65/2017, S. 60–72
- [35] Echternacht, D.:
Optimierte Positionierung von Messtechnik zur Zustandsschätzung in Verteilnetzen
Dissertation, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen, Aachen, Deutschland (2014)

- [36] Neusel-Lange, N.:
Dezentrale Zustandsüberwachung für intelligente Niederspannungsnetze
Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Wuppertal, Deutschland (2013)
- [37] Steinbusch, P.; Fischer, S.; Stötzel, M.; Zdrallek, M.; Pistor, G.; Kumm, T.;
Hühnergarth, F.; Friedrich, W.:
**Adaptive Smart-Energy-Lösung für zukunftsfähige Verteilungsnetze -
Automatische Detektion von neuen Einspeisern und Lasten**
Tagungsband zum VDE-Kongress 2016 - Internet der Dinge, Mannheim, Deutschland
(2016)
- [38] Steinbusch, P.:
**Adaptive, aufwandsminimale und fehlerrobuste Automatisierung von
Niederspannungsnetzen**
Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Wuppertal, Deutschland (2021)
- [39] Oerter, C.:
**Autarke, koordinierte Spannungs- und Leistungsregelung in
Niederspannungsnetzen**
Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Wuppertal, Deutschland (2014)
- [40] Olivier, F.; Aristidou, P.; Ernst, D.; Van Cutsem, T.:
**Active Management of Low-Voltage Networks for Mitigating Overvoltages Due to
Photovoltaic Units**
IEEE Transactions on Smart Grid 7, Ausgabe 2/2016, S. 926–936
- [41] Uhlig, R.; Zdrallek, M.; Klöker, P.; Friedrich, W.:
**NEmo - Netzintegration von Elektromobilität und regenerativen Einspeisern
mithilfe einer intelligenten Ortsnetzstation : gemeinsamer Abschlussbericht**
Report, Bergische Universität Wuppertal, Wuppertal, Deutschland (2016)
- [42] Seiddig, K.; Jochem, P.; Fichtner, W.:
Nutzung von elektromobilen Flotten zur Lastverschiebung
13. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich (2014)

- [43] Uhlig, R.:
Nutzung der Ladeflexibilität zur optimalen Systemintegration von Elektrofahrzeugen
Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Wuppertal, Deutschland
- [44] Mugnier, C.; Christakou, K.; Jatou, J.; De Vivo, M.; Carpita, M.; Paolone, M.:
Model-less/Measurement-based Computation of Voltage Sensitivities in Unbalanced Electrical Distribution Networks
Power Systems Computation Conference (PSCC), Genua, Italien (2016)
- [45] Bozorg, M.; Alizadeh-Mousavi, O.; Wasterlain, S.; Carpita, M.:
Model-less/Measurement-based Computation of Voltage Sensitivities in Unbalanced Electrical Distribution Networks: Experimental Validation
21st European Conference on Power Electronics and Applications (EPE '19 ECCE Europe), Genua, Italien (2019)
- [46] Neusel-Lange, N.; Oerter, C.; Zdrallek, M.:
First Practical Experience with Smart Low Voltage Grids
Proceedings of the 1st IEEE International Conference on "Smart Grid Technology, Economics and Policies", Nürnberg, Deutschland (2012)
- [47] Oerter, C.; Neusel-Lange, N.; Zdrallek, M.; Klöcker, P.; Friedrich, W.; Antoni, J.; Birkner, P.:
Das intelligente Niederspannungsnetz im Praxistest
Tagungsband zum VDE-Kongress 2012 - Smart Grid, Intelligente Energieversorgung der Zukunft, Stuttgart, Deutschland (2012)
- [48] Ludwig, M.; Korotkiewicz, K.; Dahlmann, B.; Zdrallek, M.; Törsleff, S.; Wassermann, E.; Loose, N.; Derksen, C.:
Agent-based grid automation in distribution grids: Experiences under real field conditions
Proceedings of the CIRED Workshop 2018 on micogrids and local energy communities, Ljubljana, Slowenien (2018)

- [49] Ludwig, M.; Azad, S.; Korotkiewicz, K.; Dahlmann, B.; Zdrallek, M.; Törsleff, S.; Wassermann, E.; Loose, N.; Derksen, C.:
Multi-Agent-based grid automation: Field test experiences of the distributed grid state control
Proceedings of the 25th International Conference on Electricity Distribution (CIRED), Madrid, Spanien (2019)
- [50] Dorsemagen, F.:
Zustandsidentifikation von Mittelspannungsnetzen für eine übergreifende Automatisierung der Mittel- und Niederspannungsnetze
Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Wuppertal, Deutschland (2018)
- [51] Provoost, F.; Myrzik, J.; Kling, W.:
Optimizing LV Voltage Profile by Intelligent MV Control in Autonomously Controlled Networks
Proceedings of the 41st International Universities Power Engineering Conference, Newcastle-upon-Tyne, England (2006)
- [52] Büchner, J.; Katzfey, J.; Flörcken, O.; Moser, A.; Schuster, H.; Dierkes, S.; van Leeuwen, T.; Verheggen, L.; Uslar, M.; van Amelsvoort, M.:
Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie)
Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), Berlin, Deutschland (2014)
- [53] Glende, E.; Wolter, M.; Arendarski, B.; Lombardi, P.; Kmarnicki, P.:
Optimal operational management methods of voltage control with a high feed of renewable energy sources
IEEE International Energy Conference (ENERGYCON), Limassol, Zypern (2018)
- [54] Kornrumpf, T.:
Bewertung von Flexibilitätsoptionen in Mittelspannungsnetzen
Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Wuppertal, Deutschland (2019)
- [55] Rohr, M.; Eilers, R.; Gertje, A.; Möhlenkamp, L.; Görner, K.; Stiegler, M.:
Regelung von Mittelspannungsnetzen mit Netzreglern
ETG-Fachbericht 158: Internationaler ETG-Kongress 2019, VDE Verlag, Berlin, Deutschland (2019)

- [56] Artale, G.; Cataliotti, A.; Consentino, V.; Di Cara, D.; Guaiana, S.; Panzavecchia, N.; Tinè, G.:
Implementation and Experimental Tests of a Management System for MV/LV Distribution Grids
International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP), Otranto, Italien (2019)
- [57] Jacxsens, M.; Meersman, B.; Vandoorn, T.; De Kooning, J. D. M.; Vandeveld, L.:
Overview of voltage control strategies in medium voltage networks with implementation of distributed generation
IET Conference on Renewable Power Generation (RPG), Edinburgh, Schottland (2011)
- [58] Constantin, A.; Lazar, R.; Kjær, S.:
Voltage Regulation (MV) by means of Q(U) — Simulation and measurement on a 12 MVA PV power plant
CIRED Workshop: Integration of Renewables into the Distribution Grid, Lissabon, Portugal (2012)
- [59] Delfanti, M.; Galliani, A.; Olivieri, V.:
The new role of DSOs: ancillary services from RES towards a local dispatch
CIRED Workshop: Challenges of Implementing Active Distribution System Management, Rom, Italien (2014)
- [60] Schwerdfeger, R.:
Vertikaler Netzbetrieb - Ein Ansatz zur Koordination von Netzbetriebsinstanzen verschiedener Netzebenen
Dissertation, Technische Universität Ilmenau, Ilmenauer Beiträge zur elektrischen Energiesystem-, Geräte- und Anlagentechnik (IBEGA), Band 17, Ilmenau, Deutschland (2017)
- [61] Uhlig, R.; Stötzel, M.; Stiegler, M.; Lamberth, S.; Kubis, A.:
Hybrider kaskadierter Betrieb von Verteilnetzen
ETG-Fachbericht 158: Internationaler ETG-Kongress 2019, VDE Verlag, Berlin, Deutschland (2019)

- [62] Wang, H.; Stetz, T.; Marten, F.; Kraiczy, M.; Schmidt, S.; Bock, C.; Braun, M.:
Controlled Reactive Power Provision at the Interface of Medium- and High Voltage Level: First Laboratory Experiences for a Bayernwerk Distribution
ETG-Fachbericht 147: International ETG Congress 2015, VDE Verlag, Berlin, Deutschland (2015)
- [63] Marten, F.; Diwold, K.; Löwer, L.; Faiella, L.; Hochloff, P.; Hansen, L.; Braun, M.:
Analysis of a reactive power exchange between distribution and transmission grids
IEEE International Workshop on Intelligent Energy Systems (IWIES), Wien, Österreich (2013)
- [64] Arrigoni, C.; Bigoloni, M.; Rochira, I.; Bovo, C.; Merlo, M.; Ilea, V.; Bonera, R.:
Smart Distribution Management System: Evolution of MV grids supervision & control systems
AEIT International Annual Conference, Capri, Italien (2016)
- [65] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.:
Der aktive Verteilnetzbetreiber in einer dezentralen Energiewelt - Ein Beitrag der Verteilnetzbetreiber im BDEW zum Netzkonzzept 2030
Positionspapier, Berlin, Deutschland (2016)
- [66] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen;
Bundeskartellamt:
Monitoringbericht 2019
Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB, Bonn, Deutschland (2020)
- [67] 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH:
Netzentwicklungsplan
Bereitgestellt auf: <http://www.netzentwicklungsplan.de/> am 01. Januar 2020
- [68] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.:
VDE-AR-N 4121:2018-04 Planungsgrundsätze für 110-kV-Netze
VDE Verlag, Berlin, Deutschland (2018)

- [69] Schwab, A.:
Elektroenergiesysteme - Smarte Stromversorgung im Zeitalter der Energiewende
6. Aufl., Springer Vieweg Verlag, Berlin, Deutschland (2020)
- [70] 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)
- [71] Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE:
**DIN VDE 0276-1000. Starkstromkabel - Strombelastbarkeit, Allgemeines;
Umrechnungsfaktoren**
VDE Verlag, Berlin, Deutschland (1995)
- [72] Kämpfer, S.; Kopatsch, G.:
ABB Schaltanlagen-Handbuch
12. Aufl., Cornelsen Scriptor Verlag, Berlin, Deutschland (2011)
- [73] Böhme, H.:
Mittelspannungstechnik - Schaltanlagen berechnen und entwerfen
2. Aufl., Huss-Medien Verlag, Berlin, Deutschland (2005)
- [74] Agricola, A.; Seidl, H.; Mischinger, S.; Rehtanz, C.; Greve, M.; Häger, U.; Hilbrich, D.;
Kippelt, S.; Kubis, A.; Liebenau, V.; Noll, T.; Rüberg, S.; Schlüter, T.; Schwippe, J.;
Spieker, C.; Teuwsen, J.:
**dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Voraussetzungen für eine sichere und
zuverlässige Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien**
Endbericht, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, Deutschland (2014)
- [75] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.; Verband kommunaler
Unternehmen e. V.:
**Praxis-Leitfaden für unterstützende Maßnahmen von Stromnetzbetreibern -
Kommunikations- und Anwendungs-Leitfaden zur Umsetzung der
Systemverantwortung gemäß §§ 13 Abs. 2, 14 Abs. 1 und 14 Abs. 1c EnWG**
Berlin, Deutschland (2014)

- [76] 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH:
EEG-Anlagenstammdaten zur Jahresabrechnung 2018
Bereitgestellt auf: <http://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten/> am 20. Februar 2020
- [77] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.:
Netzbetrieb 2.0 - Grundsätze des zukünftigen Netzbetriebs und der Zusammenarbeit von Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern
Diskussionspapier, Berlin, Deutschland (2018)
- [78] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.:
Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Mittelspannungsnetz - TAB Mittelspannung 2008
Technische Richtlinie, Berlin, Deutschland (2008)
- [79] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.:
Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz (Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz)
Technische Richtlinie, Berlin, Deutschland (2008)
- [80] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.:
VDE-AR-N 4110:2018-11 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung)
VDE Verlag, Berlin, Deutschland (2018)
- [81] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.:
VDE-AR-N 4105:2018-11 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz
VDE Verlag, Berlin, Deutschland (2018)
- [82] Marenbach, R.; Nelles, D.; Tuttas, C.:
Elektrische Energietechnik: Grundlagen, Energieversorgung, Antriebe und Leistungselektronik
2. Aufl., Springer Vieweg Verlag, Wiesbaden, Deutschland (2013)

- [83] Schnieder, R.:
Regelungsverfahren für regelbare Ortsnetztransformatoren im Mono- und Multisensorbetrieb
Dissertation, Technische Universität Clausthal, Clausthal, Deutschland (2018)
- [84] Leisse, I.; Samuelsson, O.; Svensson, J.:
Electricity meters for coordinated voltage control in medium voltage networks with wind power
IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), Gothenberg, Schweden (2010)
- [85] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi):
Standardisierungsstrategie zur sektorübergreifenden Digitalisierung nach dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende - Roadmap für die Weiterentwicklung der technischen BSI-Standards in Form von Schutzprofilen und Technischen Richtlinien
Bonn, Deutschland (2019)
- [86] Viehweider, A.; Schichl, H.; Burnier de Castro, D.; Henein, S.; Schabeneder, D.:
Smart robust voltage control for distribution networks using interval arithmetic and state machine concepts
IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), Gothenberg, Schweden (2010)
- [87] Viehweider, A.; Bletterie, B.; Burnier de Castro, D.:
Advanced coordinated voltage control strategies for active distribution network operation
20th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED), Prag, Tschechische Republik (2009)
- [88] Mischinger, S.; Limbacher, E.-L.; Seidl, H.; Ritzau, M.; Nailis, D.:
Höhere Auslastung des Stromnetzes - Maßnahmen zur höheren Auslastung des Bestandnetzes durch heute verfügbare Technologien
Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, Deutschland (2017)

- [89] Kämpf, E.; Schmidt, S.; Walther, B.; Wildenhues, S.; Eggemeyer, R.; Brantl, J.; Braun, M.:
Einhaltung definierter Blindleistungsbänder an HS/MS Übergabestellen durch Einsatz der Blindleistungsfähigkeit dezentraler Einspeiser
ETG-Fachbericht 139: Internationaler ETG-Kongress 2013, VDE Verlag, Berlin, Deutschland (2013)
- [90] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.:
VDE-AR-N 4140:2017-02 Kaskadierung von Maßnahmen für die Systemsicherheit von elektrischen Energieversorgungsnetzen
VDE Verlag, Berlin, Deutschland (2017)
- [91] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.:
VDE-AR-N 4141-1:2019-01 Technische Regeln für den Betrieb und die Planung von elektrischen Netzen - Teil 1: Schnittstelle Übertragungs- und Verteilnetze
VDE Verlag, Berlin, Deutschland (2019)
- [92] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.:
Redispatch 2.0 - Branchenlösung im BDEW
Bereitgestellt auf: <http://www.bdew.de/energie/redispatch-20/> am 19. Februar 2020
- [93] Bundesgesetzblatt Jahrgang 2019 Teil I Nr. 19:
Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus - Vom 13. Mai 2019
Bonn, Deutschland (2019)
- [94] Göhner, P. (Hrsg.):
Agentensysteme in der Automatisierungstechnik
Springer Vieweg Verlag, Berlin, Deutschland (2013)
- [95] Lunze, J.:
Regelungstechnik 1 - Systemtheoretische Grundlagen, Analyse und Entwurf einschleifiger Regelungen
8. Aufl., Springer Verlag, Berlin, Deutschland (2010)

- [96] Mann, H.; Schiffelgen, H.; Froriep, R.:
Einführung in die Regelungstechnik - Analoge und digitale Regelung, Fuzzy-Regler, Regler-Realisierung, Software
10. Aufl., Hanser Verlag, München, Deutschland (2005)
- [97] Horn, M.; Dourdoumas, N.:
Regelungstechnik - Rechnergestützter Entwurf zeitkontinuierlicher und zeitdiskreter Regelkreise
Pearson Verlag, München, Deutschland (2004)
- [98] Zacher, S.; Reuter, M.:
Regelungstechnik für Ingenieure - Analyse, Simulation und Entwurf von Regelkreisen
15. Aufl., Springer Vieweg Verlag, Wiesbaden, Deutschland (2017)
- [99] Albertos, P.; Sala, A.:
Multivariable Control Systems - An Engineering Approach
Springer Verlag, London, Großbritannien (2004)
- [100] Lunze, J.:
Regelungstechnik 2 - Mehrgrößensysteme, Digitale Regelung
9. Aufl., Springer Vieweg Verlag, Berlin, Deutschland (2016)
- [101] Michels, K.; Klawonn, F.; Kruse, R.; Nürnberger, A.:
Fuzzy-Regelung - Grundlagen, Entwurf, Analyse
Springer Verlag, Berlin, Deutschland (2002)
- [102] Wolter, D.:
Neue Topologiekonzepte für moderne Mittelspannungsnetze
Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Wuppertal, Deutschland (2019)
- [103] Oswald, B.:
Berechnung von Drehstromnetzen - Berechnung stationärer und nichtstationärer Vorgänge mit Symmetrischen Komponenten und Raumzeigern
3. Aufl., Springer Vieweg Verlag, Hannover, Deutschland (2017)

- [104] Jungwirth, J.; Rössel, T.:
Demand Side Management in Nichtwohngebäuden
Tagungsband zur Fachtagung „Energieeffizienz – eine stete Herausforderung an Wissenschaft und Praxis“, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE), München, Deutschland (2011)
- [105] Hao, H.; Lian, J.; Kalsi, K.; Stoustrup, J.:
Distributed Flexibility Characterization and Resource Allocation for Multi-zone Commercial Buildings in the Smart Grid
IEEE 54th Annual Conference on Decision and Control (CDC), Osaka, Japan (2015)
- [106] Oeding, D.; Oswald, B.:
Elektrische Kraftwerke und Netze
8. Aufl., Springer Vieweg Verlag, Berlin, Deutschland (2016)
- [107] Wolter, M.:
State Identification of Distribution Grids
Dissertation, Gottfried Wilhelm Leibniz Universität Hannover, Hannover, Deutschland (2008)
- [108] Uhlig, R.; Neusel-Lange, N.; Zdrallek, M.; Friedrich, W.; Klöker, P.; Rzeznik, T.:
Integration of E-Mobility into Distribution Grids via Innovative Charging Strategies
Proceedings of the CIRED Workshop 2014 "Challenges of implementing Active Distribution System Management", Rom, Italien (2014)
- [109] Korotkiewicz, K.; Ludwig, M.; Dorsemagen, F.; Zdrallek, M.; Braje, T.; Neusel-Lange, N.; Hetzel, S.; Dietzler, U.; Friedrich, W.:
Autarkic State Control in Electrical Distribution Grids – Innovative Distribution Grids by Decentralized Intelligence
Proceedings of the 3rd International Conference on Smart and Suitable Technologies (SpliTech), Split, Kroatien (2018)

- [110] Tibken, B.:
Verbundprojekt: Intervallarithmetische Methoden für zeitdiskrete nichtlineare dynamische Systeme zur garantierten Parameterschätzung
Report, Technische Informationsbibliothek u. Informationsbibliothek, Wuppertal, Deutschland (2005)
- [111] Zöbel, D.:
Echtzeitsysteme - Grundlagen der Planung
2. Aufl., Springer Vieweg Verlag, Berlin, Deutschland (2020)
- [112] Crastan, V.:
Elektrische Energieversorgung 1 - Netzelemente, Modellierung, stationäres Verhalten, Bemessung, Schalt- und Schutztechnik
4. Aufl., Springer Vieweg Verlag, Berlin, Deutschland (2015)
- [113] Deutsches Institut für Normung (DIN) - Normenausschuss Informationstechnik und Anwendungen (NIA):
DIN EN ISO/IEC 27001 Informationstechnik - Sicherheitsverfahren - Informationssicherheitsmanagementsysteme - Anforderungen
Beuth Verlag, Berlin, Deutschland (2017)
- [114] Modemann, M.; Steinbusch, P.; Uhlig, R.; Zdrallek, M.; Friedrich, W.:
Probabilistic topology detection for efficient mv-micro grid control with autarkic smart grid systems
Proceedings of the CIRED Workshop 2018 on microgrids and local energy communities, Ljubljana, Slowenien (2018)
- [115] Azad, S.; Schnittmann, E.; Korotkiewicz, K.; Ludwig, M.; Zdrallek, M.; Zimpel, J.; Schalk, A.; Neusel-Lange, N.:
Use of intelligent metering systems to optimize the network state estimation in the distribution network 4.0
VDE | ETG journal 06/2019, Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG), Frankfurt am Main, Deutschland (2019)

- [116] Dittmar, R.:
Advanced Process Control - PID-Basisregelungen, Vermaschte Regelungsstrukturen, Softsensoren, Model Predictive Control
De Gruyter Oldenbourg Verlag, Berlin, Deutschland (2017)
- [117] Miller, T.:
Reactive Power Control In Electric Systems
John Wiley & Sons Inc, New York, USA (1982)
- [118] Gennat, M.; Tibken, B.:
Sensitivity Analysis Using Interval Arithmetic
Proceedings of the 3rd International Conference on Information and Communication Technologies: From Theory to Applications (ICTTA), Damaskus, Syrien (2008)
- [119] Schwab, A.:
Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie
3. Aufl., Springer Verlag, Berlin, Deutschland (2012)
- [120] Jayaweera, D. (Hrsg.):
Smart Power Systems and Renewable Energy System Integration
Studies in Systems, Decision and Control, 57, Springer International Publishing, Schweiz (2016)
- [121] Harnisch, J. S.:
Planung von ländlichen Niederspannungsnetzen mit innovativen Lösungsoptionen
Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Wuppertal, Deutschland (2019)
- [122] Korotkiewicz, K.; Steinbusch, P.; Ludwig, M.; Dorsemagen, F.; Stötzel, M.; Zdrallek, M.; Braje, T.; Friedrich, W.:
Medium and Low Voltage Control Strategies for a Smart Distribution Grid
17th International Scientific Conference on Electric Power Engineering, Prag, Tschechische Republik (2016)
- [123] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen:
Leitfaden zum Einspeisemanagement (Version 3.0)
Bonn, Deutschland (2018)

- [124] Wang, H.; Stetz, T.; Kraiczy, M.; Diwold, K.; Schmidt, S.; Braun, M.:
**Zentrales Blindleistungsmanagement für die Netzverknüpfungspunkte
Hochspannung/Mittelspannung der Bayernwerk AG**
ETG-Fachbericht 145: Tagungsband zur ETG-Fachtagung "Von Smart Grids zu Smart
Markets", VDE Verlag, Berlin, Deutschland (2015)
- [125] Wang, H.; Kraiczy, M.; Wende - von Berg, S.; Ernst, B.; Schmidt, S.; Wirtz, F.; Braun,
M.:
**Reactive Power Coordination Strategies with Distributed Generators in
Distribution Networks**
1st International Conference on Large-Scale grid Integration of Renewable Energy in
India, Neu-Delhi, Indien (2017)
- [126] Seidl, H.; Mischinger, S.; Heuke, R.:
**Herausforderungen bei der Weiterentwicklung von Koordinationsprozessen für die
Regelleistungserbringung.**
Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, Deutschland (2016)
- [127] Kraiczy, M.; Stetz, T.; Wang, H.; Schmidt, S.; Braun, M.:
**Entwicklung des Blindleistungsbedarfs eines Verteilnetzes bei lokaler
Blindleistungsregelung der PV-Anlagen im Niederspannungsnetz**
ETG-Fachbericht 145: Tagungsband zur ETG-Fachtagung "Von Smart Grids zu Smart
Markets", VDE Verlag, Berlin, Deutschland (2015)
- [128] Garske, S.; Sarstedt, M.; Hofmann, L.:
**Bewertungsmethodik für die Anforderungen der Übertragungsebene an die
Blindleistungsbereitstellung der Verteilnetzebene**
15. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich (2018)
- [129] Korotkiewicz, K.; Zdrallek, M.; Vormelker, J.; Friedrich, W.; Plötz, S.; Hetzel, S.:
**Grid Commander - Vernetzte, teilautarke Steuerung von Mittel- und
Niederspannungsnetzen : gemeinsamer Schlussbericht**
Report, Bergische Universität Wuppertal, Wuppertal, Deutschland (2019)

- [130] Korotkiewicz, K.; Ludwig, M.; Stötzel, M.; Zdrallek, M.; Braje, T.; Dietzler, U.; Friedrich, W.:
State Forecasting in Smart Distribution Grids: A Modular Approach using CARMA-Algorithm
CIRED - Open Access Proceedings Journal, Ausgabe 1/2017, S. 1487–1491
- [131] Hermanns, J.; Ludwig, M.; Korotkiewicz, K.; Paulat, F.; Zdrallek, M.:
Modulare Netzzustandsprognosen als Fundament für ein präventives Verteilnetzmanagement
Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Ausgabe 11/2018, S. 63–65

8.2 Publikationen des Verfassers

- [I] Forchheim, M.; Wazifehdust, M.; Cano-Tirado, D.; Korotkiewicz, K.; Steinbusch, P.; Zdrallek, M.: **Development of a Non-Residential Building Model for an Enhanced Identification and Utilization of Flexibilities in Smart Distribution Grids**, Proceedings of the PESS 2020 - IEEE Power and Energy Student Summit, VDE Verlag, Berlin, Deutschland (2020)
- [II] Cano-Tirado, D.; Forchheim, M.; Korotkiewicz, K.; Steinbusch, P.; Zdrallek, M.: **Recommendations for the Implementation of DC-DC Converters Based on Wide Band Gap Semiconductors for Off-Grid Photovoltaic Systems**, Proceedings of the PESS 2020 - IEEE Power and Energy Student Summit, VDE Verlag, Berlin, Deutschland (2020)
- [III] Korotkiewicz, K.; Steinbusch, P.; Modemann, M.; Paulat, F.; Zdrallek, M.; Hetzel, S.; Dietzler, U.; Vormelker, J.; Schlüter, U.: **Medium Voltage Grid State Control as a Basic towards a Holistic Automation in Smart Distribution Systems**, CIRED 2020 Berlin Workshop Online, Berlin, Deutschland (2020)
- [IV] Steinbusch, P.; Koch, M.; Korotkiewicz, K.; Zdrallek, M.; Uhlig, R.; Stiegler, M.; Kornrumpf, T.: **Laboratory- and Field-Test Validation of a Smart Distribution Grid System**, CIRED 2020 Berlin Workshop Online, Berlin, Deutschland (2020)
- [V] Hermanns, J.; Modemann, M.; Korotkiewicz, K.; Paulat, F.; Kotthaus, K.; Pack, S.; Zdrallek, M.: **Evaluation of Different Development Possibilities of Distribution Grid State Forecasts**, Energies 2020, 13, 1891 (2020)
- [VI] Steinbusch, P.; Korotkiewicz, K.; Modemann, M.; Zdrallek, M.; Mour, S.: **Adaptive Smart-Energy-Lösung für zukunftsfähige Verteilungsnetze - Lastflusssubstitution für die Netzzustandsschätzung**, ETG-Fachbericht 158: Internationaler ETG-Kongress 2019, VDE Verlag, Berlin, Deutschland (2019)
- [VII] Paulat, F.; Korotkiewicz, K.; Zdrallek, M.; Liebelt, A.: **Local flexibility markets as complement of the Smart Grid**, ETG-Fachbericht 158: Internationaler ETG-Kongress 2019, VDE Verlag, Berlin, Deutschland (2019)
- [VIII] Azad, S.; Schnittmann, E.; Korotkiewicz, K.; Ludwig, M.; Zdrallek, M.; Zimpel, J.; Schalk, A.; Neusel-Lange, N.: **Use of intelligent metering systems to optimize the network state estimation in the distribution network 4.0**, VDE | ETG Journal 06/2019, Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG), Frankfurt am Main, Deutschland (2019)

- [IX] Korotkiewicz, K., Zdrallek, M., Vormelker, J., Friedrich, W., Plötz, S., Hetzel, S.: **Grid Commander - Vernetzte, teilautarke Steuerung von Mittel- und Niederspannungsnetzen : gemeinsamer Schlussbericht**, Report, Bergische Universität Wuppertal, Wuppertal, Deutschland (2019)
- [X] Ludwig, M.; Azad, S.; Korotkiewicz, K.; Dahlmann, B.; Zdrallek, M.; Törsleff, S.; Wassermann, E.; Loose, N.; Derksen, C.: **Multi-Agent-based grid automation: Field test experiences of the distributed grid state control**, Proceedings of the 25th International Conference on Electricity Distribution (CIRED), Madrid, Spanien (2019)
- [XI] Azad, S.; Schnittmann, E.; Korotkiewicz, K.; Ludwig, M.; Zdrallek, M.; Zimpel, J.; Schalk, A.; Neusel-Lange, N.: **Einsatz von intelligenten Messsystemen zur Optimierung der Netzzustandsschätzung im Verteilnetz 4.0**, ETG-Fachbericht 158: Internationaler ETG-Kongress 2019, VDE Verlag, Berlin, Deutschland (2019)
- [XII] Korotkiewicz, K.; Ludwig, M.; Dorsemagen, F.; Zdrallek, M.; Braje, T.; Neusel-Lange, N.; Hetzel, S.; Dietzler, U.; Friedrich, W.: **Autarkic State Control in Electrical Distribution Grids – Innovative Distribution Grids by Decentralized Intelligence**, Proceedings of the 3rd International Conference on Smart and Suitable Technologies (SpliTech), Split, Kroatien (2018)
- [XIII] Hermanns, J.; Ludwig, M.; Korotkiewicz, K.; Paulat, F.; Zdrallek, M.: **Modulare Netzzustandsprognosen als Fundament für ein präventives Verteilnetzmanagement**, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Ausgabe 11/2018, S. 63–65
- [XIV] Ludwig, M.; Korotkiewicz, K.; Dahlmann, B.; Zdrallek, M.; Törsleff, S.; Wassermann, E.; Loose, N.; Derksen, C.: **Agent-based grid automation in distribution grids: Experiences under real field conditions**, Proceedings of the CIRED Workshop 2018 on microgrids and local energy communities, Ljubljana, Slowenien (2018)
- [XV] Ludwig, M.; Korotkiewicz, K.; Zdrallek, M.; Derksen, C.; Loose, N.; Törsleff, S.; Wassermann, E.: **Rapid Grid State Detection for time-series based on Optimized Powerflow Calculation**, 5th International Conference Smarter Europe, Essen, Deutschland (2018)
- [XVI] Dorsemagen, F.; Korotkiewicz, K.; Zdrallek, M.; Gruttmann, S.; Schweiger, F.: **Dezentrale Verteilnetzautomatisierung im Praxiseinsatz – Erste Erfahrungen aus der Mittelspannung**, Tagungsband zur Konferenz „Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien“, Berlin, Deutschland (2018)

- [XVII] Paulat, F.; Korotkiewicz, K.; Ludwig, M.; Zdrallek, M.; le Pivert, X.: **State Forecasting in Smart Distribution Grids: Experiences of State Forecasting by using Solar Generation Forecasts in real Distribution Grids**, Proceedings of the Solar Integration Workshop, Berlin, Deutschland (2017)
- [XVIII] Korotkiewicz, K.; Ludwig, M.; Stötzel, M.; Zdrallek, M.; Braje, T.; Dietzler, U.; Friedrich, W.: **State Forecasting in Smart Distribution Grids: A Modular Approach using CARMA-Algorithm**, CIRED - Open Access Proceedings Journal, Ausgabe 1/2017, S. 1487–1491
- [XIX] Korotkiewicz, K.; Steinbusch, P.; Ludwig, M.; Dorsemagen, F.; Stötzel, M.; Zdrallek, M.; Braje, T.; Friedrich, W.: **Medium and Low Voltage Control Strategies for a Smart Distribution Grid**, 17th International Scientific Conference on Electric Power Engineering, Prag, Tschechische Republik (2016)
- [XX] Dorsemagen, F.; Korotkiewicz, K.; Oerter, C.; Zdrallek, M.; Birkner, P.; Friedrich, W.; Dietzler, U.; Neusel-Lange, N.; Stiegler, M.: **Decentralized, integrated automation system for medium- and low-voltage grids**, ETG-Fachbericht 147: International ETG Congress 2015, VDE Verlag
- [XXI] Dost, P.; Korotkiewicz, K.; Sourkounis, C.: **A modified modulation strategy for an active rectifier stage structurally based on the topology of an indirect matrix converter**, Industrial Electronics Society, IECON 2014 - 40th Annual Conference of the IEEE, Dallas, Vereinigte Staaten (2014)

8.3 Abkürzungen

Abs.	Absatz
AR	Anwendungsregel
bspw.	beispielsweise
bzgl.	bezüglich
bzw.	beziehungsweise
ca.	circa
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
EE	Erneuerbare Energie
DEA	Dezentrale Energiewandlungsanlage
DIN	Deutsches Institut für Normung
EE	Erneuerbare Energie
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EMV	Elektromagnetische Verträglichkeit
EN	Europäische Norm
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ggf.	gegebenenfalls
GIS	Geoinformationssystem
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
HV	high-voltage (deutsch: „Hochspannung“)
ID	Identifikationsnummer
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
ISMS	Informationssicherheits-Managementsystems
IT	Informationstechnik
KNN	Künstliches Neuronales Netz
konst.	konstant
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung

max	Maximum
min	Minimum
MS	Mittelspannung
MsbG	Messstellenbetriebsgesetz
MV	medium-voltage (deutsch: „ <i>Mittelspannung</i> “)
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz
NEP	Netzentwicklungsplan
NOVA	Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau
NS	Niederspannung
NVP	Netzverknüpfungspunkt
ONT	Ortsnetztransformator
ppm	parts per million (deutsch: „ <i>Anteile pro Million</i> “)
PV	Photovoltaik
RI	Ranking-Index
RLM	Registrierende Leistungsmessung
SDL	Systemdienstleistungen
SW	Sollwert
TAB	Technische Anschlussbedingungen
TAR	Technische Anschlussregeln
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.
vgl.	vergleiche
VNA	Verteilungsnetzautomatisierung
VNB	Verteilungsnetzbetreiber

8.4 Formelzeichen und Symbole

Allgemeingültige Festlegungen:

x, X	skalare Größe
\underline{x}	komplexe Größe
\underline{x}^*	konjugiert komplexe Größe
$ x $	Betrag einer Größe
\bar{u}	Mittelwert einer Größe
\boldsymbol{x}	Vektor
\boldsymbol{X}	Matrix
$\boldsymbol{x}^T, \boldsymbol{X}^T$	Transformierte eines Vektors \boldsymbol{x} oder einer Matrix \boldsymbol{X}
$x^{-1}, \boldsymbol{X}^{-1}$	Inverse einer Größe X oder einer Matrix \boldsymbol{X}
$x^{[t]}$	Wert einer Größe zum diskreten Zeitschritt t
$diag(\boldsymbol{x})$	Diagonalmatrix des Vektors \boldsymbol{x}
$x(t)$	zeitkontinuierliches Signal
Δx	Differenz bzw. Veränderung einer Größe x
\mathbb{R}	Menge der reellen Zahlen
\mathbb{R}_0^+	Menge der positiven, reellen Zahlen inklusive Null
\mathbb{R}_+^*	Menge der positiven, reellen Zahlen ohne Null
\mathbb{Z}	Menge der ganzen Zahlen
$\mathbf{1}_n$	Einsvektor im $\mathbb{R}^{n \times 1}$

Spezifische Formelzeichen und Symbole:

\wedge	Konjunktion
\vee	Disjunktion
$\underline{\vee}$	Kontravalenz
$[h, m, n]$	Indizierung eines Netzes: $h, m, n \neq 0$: NS-Netz mit der Kennung n (dem HS-Netz h und MS-Netz m nachgelagert) $h, m \neq 0 \wedge n = 0$: MS-Netz mit der Kennung m (dem HS-Netz h nachgelagert) $h \neq 0 \wedge n, m = 0$: HS-Netz mit der Kennung h
$A_{[h,m,n],i}$	Aktor mit der Kennung i im Netz $[h, m, n]$
A_{ij}	Aktor-Kennung im Element (i, j) einer Priorisierungsmatrix
A_L	lokaler Aktor im Eigennetz
A_N	nachgelagertes, automatisiertes NS-Netz als Aktor
\mathbf{b}_m	Vektor aller nachgeführten Schaltzustände
$\cos \varphi$	Leistungsfaktor
$\cos \varphi_k$	Leistungsfaktor an Knoten k
$\cos \varphi^*$	Sollwert Leistungsfaktor
d	Störgröße
\mathbf{d}	Vektor aller Störgrößen
$\boldsymbol{\delta}$	Vektor der Spannungswinkel an allen Knoten
δ_k	Spannungswinkel an Knoten k
δ_U	Vorzeichenfaktor
e	Regelabweichung
\mathbf{e}	Vektor aller Regelabweichungen
\mathbf{e}'	Vektor aller Regelabweichungen im zukünftigen Betriebspunkt
\mathbf{e}_1	Vektor der Regelabweichungen aller Zweigströme
$e_{NVP,X}$	Regelabweichung einer Regelgröße X am NVP
e_T	Regelabweichung des HS/MS-Transformatorstroms

$e_{U,T}$	Regelabweichung der MS-Sammelschienenspannung
$e_{U,o}$	Vektor der Regelabweichungen aller Knotenspannungen, bezogen auf den oberen Spannungsgrenzwert
$e_{U,u}$	Vektor der Regelabweichungen aller Knotenspannungen, bezogen auf den unteren Spannungsgrenzwert
Δe_U	Bandbreite der Regelabweichungen aller Knotenspannungen
E_a	Jahresstromverbrauch
$\varepsilon_{U,T}$	konstanter Verschiebungsparameter
f_m	Messungenauigkeit
f_n	Netzfrequenz
f_T	Hilfsgröße zur Berechnung der Stufendifferenz
f_U	relative Abweichung der Spannungsberechnung
$f_{U,k}$	relative Abweichung der Spannungsberechnung an Knoten k
Δf	Änderung der Frequenz
$F_{NVP,P}$	logische Statusvariable („Anforderung Wirkleistungsanpassung“)
$F_{NVP,Q}$	logische Statusvariable („Anforderung Blindleistungsanpassung“)
\mathbf{G}	Matrix aller Indikatoren für Grenzwertverletzungen
\mathbf{G}_{krit}	Matrix aller Indikatoren für kritische Grenzwertverletzungen
G_I	Indikator für Grenzwertverletzungen des Zweigstroms
$G_{NVP,P}$	Indikator für Grenzwertverletzungen der Wirkleistung am NVP
$G_{NVP,Q}$	Indikator für Grenzwertverletzungen der Blindleistung am NVP
G_T	Indikator für Grenzwertverletzungen des HS/MS-Transformatorstroms
$G_{U,o}$	Indikator für Grenzwertverletzungen des oberen Spannungsbandes
$G_{U,u}$	Indikator für Grenzwertverletzungen des unteren Spannungsbandes
G_v	Indikator für Grenzwertverletzungen einer Regelgröße v
$h_{lim,U}$	relative Rückstellhysterese der Spannung
$h_{lim,v}$	relative Rückstellhysterese einer Regelgröße v
$h_{NVP,X}$	zulässige Regelabweichung einer Regelgröße X am NVP
h_T	zulässige Regelabweichung des Transformatorreglers

$h_{T,N}$	zulässige Regelabweichung der diskreten Sollwertnachführung
$h_{Q,\min}$	relative Mindeständerung der Blindleistung
$h_{X,\min}$	relative Mindeständerung einer Stellgröße X
$h_{u,o}$	kumulierte relative Häufigkeit von Spannungsmittelwerten unterhalb des oberen Spannungsgrenzwertes
$h_{u,o,\text{ref}}$	kumulierte relative Häufigkeit von Spannungsmittelwerten unterhalb des oberen Spannungsgrenzwertes (Referenz)
$h_{u,u}$	kumulierte relative Häufigkeit von Spannungsmittelwerten oberhalb des unteren Spannungsgrenzwertes
\underline{i}_K	Vektor aller komplexen Knotenströme
\underline{i}_N	Vektor aller Zweigströme
I	Strom
I_{ij}	Strom zwischen Knoten i und j
I_{ij}^*	Sollwert für den Strom zwischen Knoten i und i
$I_{ij,\max}$	Grenzwert des Stroms zwischen Knoten i und j
\underline{I}_N	Matrix aller komplexen Zweigströme
I_T	Strom am HS/MS-Transformator
I_T^*	Sollwert für den Strom am HS/MS-Transformator
$I_{T,\max}$	Grenzwert des Stroms am HS/MS-Transformator
I_{th}	thermischer Grenzstrom
ΔI_m	Schrittweite von Strommesswerten (Auflösung des Wertebereiches)
$\Delta \underline{I}_{ij}$	Änderung des komplexen Stroms zwischen Knoten i und j
ΔI_T	Änderung des Stroms am HS/MS-Transformator
$\Delta \underline{I}_T$	Änderung des komplexen Stroms am HS/MS-Transformator
J	Jacobi-Matrix
k_P	Proportionalverstärkung
$k_{P,I}$	Proportionalverstärkung der Stromregelung
$k_{P,O}$	Proportionalverstärkung der Betriebspunktoptimierung
$k_{P,U}$	Proportionalverstärkung der Spannungsregelung

$k_R(x)$	Reglergesetz als Funktion von x
K_{NT}	Knoten-Klemmen-Inzidenzmatrix
\mathbf{l}_A	Vektor der Leistungsfaktoren aller Aktoren
L	Leitungslänge
m	Sensitivität
m_{ak}	Element (a, k) der Sensitivitätsmatrix
m_c	klassifizierte Sensitivität
$m_{I,\min}$	Schwellwert Mindestsensitivität der Stromregelung
$m_{U,\min}$	Schwellwert Mindestsensitivität der Spannungsregelung
$m_{\Sigma a}$	Zeilen- bzw. Spaltensumme a der Sensitivitätsmatrix
$\Delta m_{a,ij}$	Differenz der Elemente (a, i) und (a, j) der Sensitivitätsmatrix
$\underline{\mathbf{M}}$	komplexe Sensitivitätsmatrix
$M_{A,EM}$	Menge vom Einspeisemanagement betroffener Aktoren
n_T	Stufendifferenz eines Schaltvorgangs am HS/MS-Transformator
v	ersatzweise Bezeichnung von Regelgrößen zur verallgemeinerten Darstellung
φ	Phasenverschiebungswinkel
φ_k	Phasenverschiebungswinkel an Knoten k
\mathbf{p}_A	Vektor der Wirkleistungen aller Aktoren
\mathbf{p}_B	Vektor der Wirkleistungen aller nicht überwachten Netzknoten
\mathbf{p}_K	Vektor aller Knotenwirkleistungen
\mathbf{p}_N	Vektor aller Netzwirkleistungen
\mathbf{p}_{NN}	Vektor der Wirkleistungsbilanzen aller nachgelagerten Netzen
$\Delta \mathbf{p}$	Vektor der Wirkleistungsänderungen
$\Delta \mathbf{p}_v$	dynamischer Stellbereich
$\Delta \mathbf{p}_{[h,m,n],i}$	dynamischer Wirkleistungsstellbereich eines Aktors mit der Kennung i im Netz $[h, m, n]$
$\Delta \mathbf{p}_{[h,m,n],NVP}$	aggregierter, dynamischer Wirkleistungsstellbereich am NVP im Netz $[h, m, n]$

P	Wirkleistung
P_a	Wirkleistung an Knoten a
$P_{a,\max}$	oberer Grenzwert des Wirkleistungsstellbereiches eines Aktors an Knoten a
$P_{a,w}$	rückgeführter, wirkender Sollwert der lokalen Regelungseinrichtung der Wirkleistung eines Aktors an Knoten a
P_{EM}^*	Sollwert für Wirkleistungsbegrenzung durch Einspeisemanagement
P_{inst}	installierte Leistung
P_{NVP}	Wirkleistungsbilanz am NVP
P_{NVP}^*	Sollwert für die Wirkleistungsbilanz am NVP
$P_{r,a}$	installierte Leistung an Knoten a
$P_{[h,m,n]}$	Wirkleistungsbilanz am NVP im Netz $[h, m, n]$
$P_{[h,m,n],i}^*$	Sollwert für die Wirkleistung eines Aktors mit der Kennung i im Netz $[h, m, n]$
$P_{[h,m,n],\text{NVP}}^*$	Sollwert für die Wirkleistungsbilanz am NVP im Netz $[h, m, n]$
ΔP	Änderung der Wirkleistung
ΔP_a	Änderung der Wirkleistung an Knoten a
ΔP_a^+	positiver Stellbereich eines Aktors an Knoten a
ΔP_{v+}	positiver Stellbereich der Wirkleistung an Knoten v
ΔP_{v-}	positiver Stellbereich der Wirkleistung an Knoten v
$\Delta P_{\text{NVP}+}$	aggregierter, positiver Stellbereich der Wirkleistung am NVP
$\Delta P_{\text{NVP}-}$	aggregierter, negativer Stellbereich der Wirkleistung am NVP
\mathbf{q}_A	Vektor der Blindleistungen aller Aktoren
\mathbf{q}_B	Vektor der Blindleistungen aller nicht überwachten Netzknoten
\mathbf{q}_K	Vektor der Knotenblindleistungen
\mathbf{q}_N	Vektor der Netzblindleistungen
\mathbf{q}_{NN}	Vektor der Blindleistungsbilanzen aller nachgelagerten Netze
$\Delta \mathbf{q}$	Vektor der Blindleistungsänderungen
$\Delta \mathbf{q}_v$	dynamischer Stellbereich

$\Delta \mathbf{q}_{[h,m,n],i}$	dynamischer Blindleistungsstellbereich eines Aktors mit der Kennung i im Netz $[h, m, n]$
$\Delta \mathbf{q}_{[h,m,n],NVP}$	aggregierter, dynamischer Blindleistungsstellbereich am NVP im Netz $[h, m, n]$
Q	Blindleistung
Q_{NVP}	Blindleistungsbilanz am NVP
Q_{NVP}^*	Sollwert für die Blindleistungsbilanz am NVP
$Q_{[h,m,n],i}^*$	Sollwert für die Blindleistung eines Aktors mit der Kennung i im Netz $[h, m, n]$
$Q_{[h,m,n],NVP}^*$	Sollwert für die Blindleistungsbilanz am NVP im Netz $[h, m, n]$
ΔQ_a	Änderung der Blindleistung an Knoten a
ΔQ_{v+}	positiver Stellbereich der Blindleistung an Knoten v
ΔQ_{v-}	positiver Stellbereich der Blindleistung an Knoten v
ΔQ_{NVP+}	aggregierter, positiver Stellbereich der Blindleistung am NVP
ΔQ_{NVP-}	aggregierter, negativer Stellbereich der Blindleistung am NVP
r	Regelgröße
\mathbf{r}	Vektor aller Regelgrößen („vollständiger Zustand“)
\mathbf{r}'	Vektor aller gemessenen und geschätzten Regelgrößen („erweiterter Zustand“)
\mathbf{r}_m	Vektor aller gemessenen Regelgrößen („gemessener Zustand“)
$\mathbf{R}, \mathbf{R}_1, \mathbf{R}_2$	Steuermatrizen
R_a^+	logische Statusvariable („positive Regelkapazität an Knoten a “)
R_a^-	logische Statusvariable („negative Regelkapazität an Knoten a “)
$\Delta \underline{\mathbf{s}}_K$	Vektor der komplexen Scheinleistungsänderungen an allen Netzknoten
S	Scheinleistung
S_k	Scheinleistung an Knoten k
S_r	Bemessungsscheinleistung
$S_{r,k}$	Bemessungsscheinleistung an Knoten k
S_Σ	Summe der Scheinleistungen

$\Delta \underline{S}_a$	Änderung der komplexen Scheinleistung an Knoten a
t	Zeit
t_t	Reaktionswartezeit
t_z	Zykluszeit
$\mathbf{t}_{\text{NVP,P}}$	Priorisierungsvektor der Aktoren zum NVP-Wirkleistungsmanagement
$\mathbf{t}_{\text{NVP,Q}}$	Priorisierungsvektor der Aktoren zum NVP-Blindleistungsmanagement
Δt	Zeitintervall
Δt_m	Messintervall (Auflösung des Zeitbereiches)
T_{EM}	Dauer einer Einspeisemanagement-Maßnahme
\mathbf{T}	Priorisierungsmatrix der Aktoren
$\mathbf{T}_{\text{I,P}}$	Priorisierungsmatrix der Aktoren zum Engpassmanagement durch Wirkleistungsanpassung
$\mathbf{T}_{\text{U,P}}$	Priorisierungsmatrix der Aktoren zur Spannungshaltung durch Wirkleistungsanpassung
$\mathbf{T}_{\text{U,Q}}$	Priorisierungsmatrix der Aktoren zur Spannungshaltung durch Blindleistungsanpassung
$\mathbf{T}_{\text{T,P}}$	Priorisierungsmatrix der Aktoren zur Regelung des HS/MS-Transformatorstroms durch Wirkleistungsanpassung
$\mathbf{T}_{\nu,X}$	Priorisierungsmatrix der Aktoren zu Regelgröße ν und Stellgröße X
$\mathbf{T}_{\text{E},\nu,X}$	Priorisierungsmatrix der Aktoren zu Regelgröße ν und Stellgröße X , erweitert um nachgelagerte automatisierte Niederspannungsnetze
\mathbf{u}	Vektor der Spannungsbeträge an allen Knoten
\mathbf{u}_K	Vektor aller Knotenspannungen
$\underline{\mathbf{u}}_K$	Vektor aller komplexen Knotenspannungen
\mathbf{u}'_K	Vektor aller zukünftigen Knotenspannungen (prädiktiv)
$\Delta \underline{\mathbf{u}}_K$	Vektor der Änderungen aller komplexen Knotenspannungen
U	Spannung
\underline{U}_a	komplexe Spannung an Knoten a
U_c	vereinbarte Versorgungsspannung
U_k	Spannung an Knoten k

U_k^*	Sollwert für die Spannung an Knoten k
$U_{K,\max}$	oberer Grenzwert der Knotenspannungen
$U_{K,\min}$	unterer Grenzwert der Knotenspannungen
U_n	Nennspannung
U_T	Spannung an der MS-Sammelschiene
U_T^*	Spannungssollwert für den Transformatorregler
U_T'	zukünftige Spannung an der MS-Sammelschiene (prädiktiv)
ΔU	Änderung der Spannung
$\Delta U_{B,K}$	Bandbreite der Spannungsmesswerte
$\Delta U_{B,W}$	Bandbreite des zulässigen Spannungsbereiches
$\Delta \underline{U}_k$	Änderung der komplexen Spannung an Knoten k
ΔU_m	Schrittweite von Spannungsmesswerten (Auflösung des Wertebereiches)
$\Delta U_{k,\text{rel}}$	relative Änderung der Spannung an Knoten k
$\Delta U_{T,\text{rel}}$	relative Änderung der Spannung an der MS-Sammelschiene
$\Delta U_{T,\text{rel}}'$	zukünftige relative Änderung der Spannung an der MS-Sammelschiene (prädiktiv)
ΔU_{TS}	absolute Stufenspannung des HS/MS-Transformators
$\Delta \Delta U_{ij}$	Änderung des Spannungsabfalls zwischen Knoten i und j
\ddot{u}	Übersetzungsverhältnis
v	Stellgröße
\mathbf{v}	Vektor aller Stellgrößen
$VNA_{[h,m,n]}$	verantwortliche VNA-Instanz, allokiert im Netz $[h, m, n]$
w	Führungsgröße
\mathbf{w}	Vektor aller Führungsgrößen
w_I	zulässige prozentuale Abweichung vom thermischen Grenzstrom
$w_{U,o}$	zulässige prozentuale obere Abweichung von der Netznennspannung
$w_{U,u}$	zulässige prozentuale untere Abweichung von der Netznennspannung
w_v	zulässige prozentuale Abweichung einer Regelgröße v
$w_{v,\text{krit}}$	kritische prozentuale Abweichung einer Regelgröße v

X	ersatzweise Bezeichnung von Größen zur verallgemeinerten Darstellung
X_a	Stellwert eines Aktors an Knoten a (bzgl. Stellgröße X)
X_v	Istwert einer Regelgröße v
$X_{\text{def},a}$	Standardbetriebspunkt eines Aktors an Knoten a (bzgl. Stellgröße X)
$X_{a,\text{inst}}$	installierte Leistung eines Aktors an Knoten a (bzgl. Stellgröße X)
$X_{a,\text{max}}$	oberer Grenzwert des Stellbereiches eines Aktors an Knoten a (bzgl. Stellgröße X)
$X_{v,\text{max}}$	oberer Grenzwert einer Regelgröße v
$X_{a,\text{min}}$	unterer Grenzwert des Stellbereiches eines Aktors an Knoten a (bzgl. Stellgröße X)
X_{NVP}	Istwert einer Regelgröße X am NVP
X_{NVP}^*	Sollwert einer Regelgröße X am NVP
$X_{a,w}$	rückgeführter, wirkender Sollwert der lokalen Regelungseinrichtung eines Aktors an Knoten a (bzgl. Stellgröße X)
ΔX_a	Änderung des Stellwertes eines Aktors an Knoten a (bzgl. Stellgröße X)
\underline{Y}	komplexe Knotenpunkt-Admittanzmatrix
\underline{Y}_E	komplexe, um Transformatormodell erweiterte Knotenpunkt-Admittanzmatrix
\underline{Y}_{ij}	komplexe Zweigadmittanz zwischen Knoten i und j
\underline{Y}_T	komplexe, geordnete Betriebsmitteladmittanzmatrix

9 Anhang

9.1 Simulationsergebnisse zur Modellgenauigkeit

Die aus der Linearisierung des Streckenmodells resultierende Modellunsicherheit wird beispielhaft anhand einer erweiterten Sensitivitätsanalyse aufgezeigt. Betrachtet wird dabei die entstehende Abweichung aus der sensitivitätsbasierten Spannungsberechnung im Vergleich zu einer iterativen Leistungsflussberechnung nach dem Newton-Raphson-Verfahren. Das zugrunde liegende Netz entspricht dem 30-Knoten-Strahlennetz, welches zur Sensitivitätsanalyse der Stellgrößen verwendet wird (vgl. Abbildung 3.14, Abschnitt 3.6). Kenndaten des Netzes finden sich in Anhang 9.2. Zur optimierten Darstellung weist es näherungsweise äquidistante Sensitivitätswerte auf.

Abbildung 9.1 (bzw. Abbildung 9.2) zeigt den simulierten Spannungsabfall über den Netzstrang bei örtlich variierender Wirkleistungsanpassung. Die Berechnung beruht auf einer Leistungsflussberechnung mehrerer Szenarien. Ihr Ergebnis zeigt erwartungsgemäß den größten Einfluss auf den Netzbereich bei einer Wirkleistungsanpassung am Strangende (Knoten 30).

Unter einer reinen Wirkleistungsvariation an dem Knoten höchster Sensitivität (Knoten 30, bei konstantem Blindleistungsbezug) wird die dadurch erzielte Spannungsänderung an allen Knoten betrachtet. Abbildung 9.3 (bzw. Abbildung 9.4) zeigt das Ergebnis einer Leistungsflussberechnung mehrerer Szenarien, wobei die Knotennummern anhand ihrer Sensitivität zu Knoten 30 aufgetragen sind. Erkennbar ist zunächst der nichtlineare Zusammenhang von Wirkleistung und Spannung, aufgrund dessen der entstehende Spannungshub stark vom Betriebspunkt sowie der Richtung der Leistungsflussänderung abhängig ist. Zudem wird ersichtlich, dass der Einfluss auf eine Knotenspannung maßgebend von seiner Sensitivität zum verursachenden Knoten, an dem die Wirkleistungsanpassung erfolgt, abhängt. Mit zunehmenden Sensitivitätswerten wird eine größere Wirksamkeit erreicht. In einem linearisierten Modell liefert die Berechnung der zuvor beschriebenen Szenarien eine Abweichung zu der Referenz, die durch die Leistungsflussberechnung gegeben ist. Ausgehend von einem bekannten Betriebspunkt wird der Spannungshub auf Basis der Sensitivitätswerte ermittelt und mit dem Referenzergebnis verglichen. Abbildung 9.5 (bzw. Abbildung 9.6) zeigt den resultierenden, modellbedingten Schätzfehler. Das Ergebnis zeigt eine zunehmende Abweichung der modellbasierten Berechnung mit steigendem Betrag der Wirkleistungsänderung. In naher Umgebung des Betriebspunktes wird erwartungsgemäß eine hinreichende Genauigkeit erreicht.

Das zuvor geschilderte Szenario wird darüber hinaus, zur Abbildung eines realistischeren Anlagenverhaltens, unter Berücksichtigung eines konstanten Leistungsfaktors betrachtet. Abbildung 9.7 bis Abbildung 9.10 zeigen die Ergebnisse unter sonst gleichbleibenden

Bedingungen, wie zuvor geschildert. Aufgrund der Vernachlässigung der Blindleistungsanpassung, die sich bei einer Wirkleistungsanpassung unter konstantem Leistungsfaktor einstellt, erhöht sich erwartungsgemäß die Ungenauigkeit des linearisierten Modells. Dennoch kann in diesen Testszenarien bei einer Wirkleistungsänderung $|\Delta P_a| < 0,5 \text{ MW}$ eine relative Abweichung der Sensitivitätsberechnung vom tatsächlichen Betriebspunkt $|f_U| < 0,5 \%$ eingehalten werden. Für regelnde Eingriffe in realen Mittelspannungsnetzen stellt eine Betriebspunktverschiebung von 0,5 MW bereits eine große Schrittweite dar.

Spannungsverlauf bei örtlich variierender Leistungsänderung:

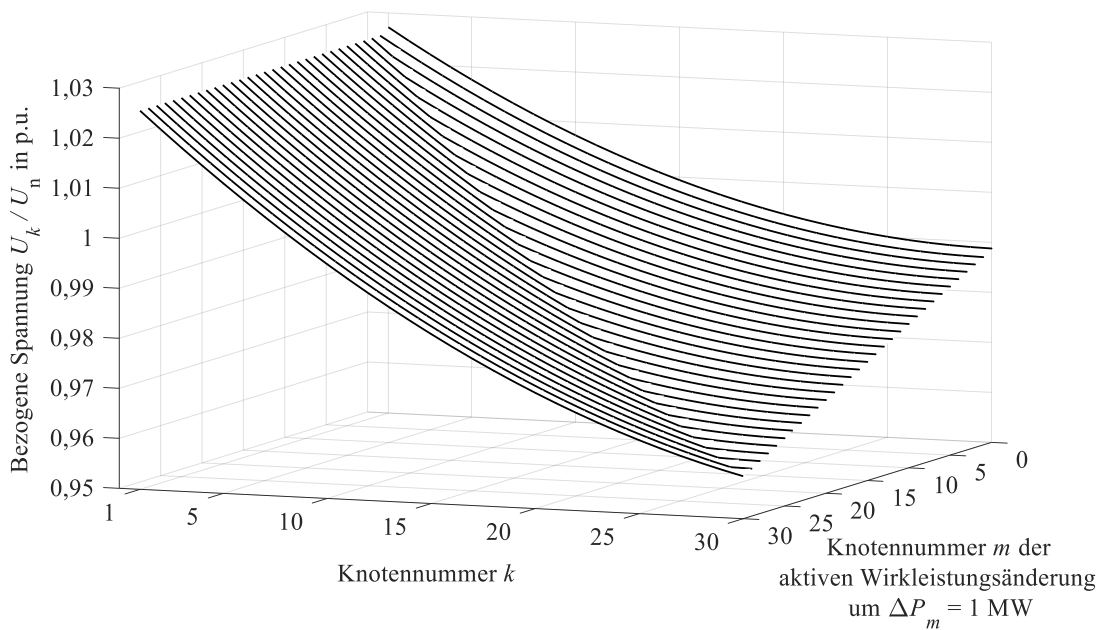


Abbildung 9.1: Spannungsabfall über den Netzstrang in Abhängigkeit von dem Ort einer Wirkleistungsänderung mit $\cos \varphi = 0,97$ konst.

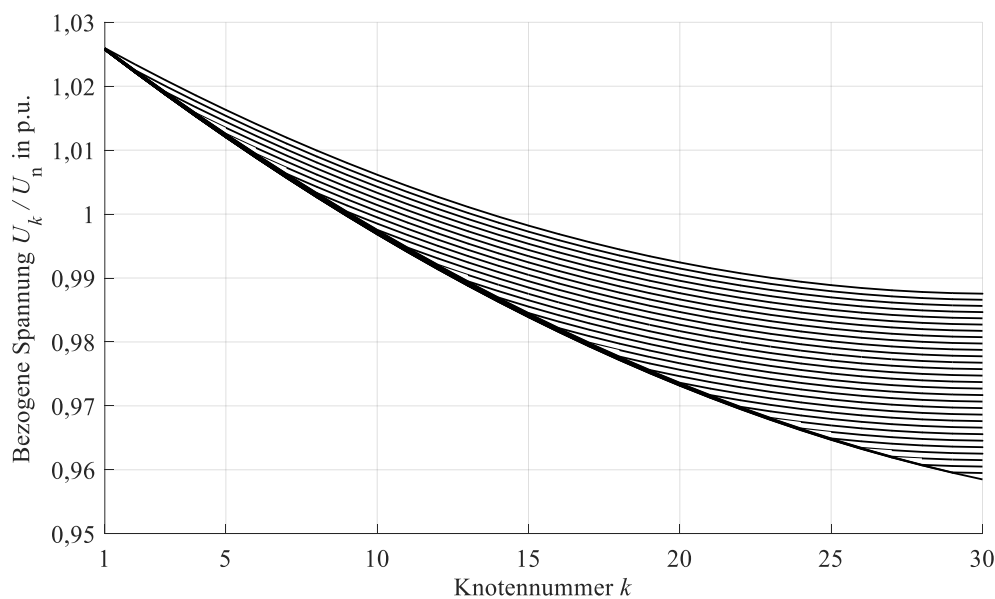


Abbildung 9.2: Spannungsabfall über den Netzstrang in Abhängigkeit von dem Ort einer Wirkleistungsänderung mit $\cos \varphi = 0,97$ konst. (zweidimensionale Darstellung zu Abbildung 9.1)

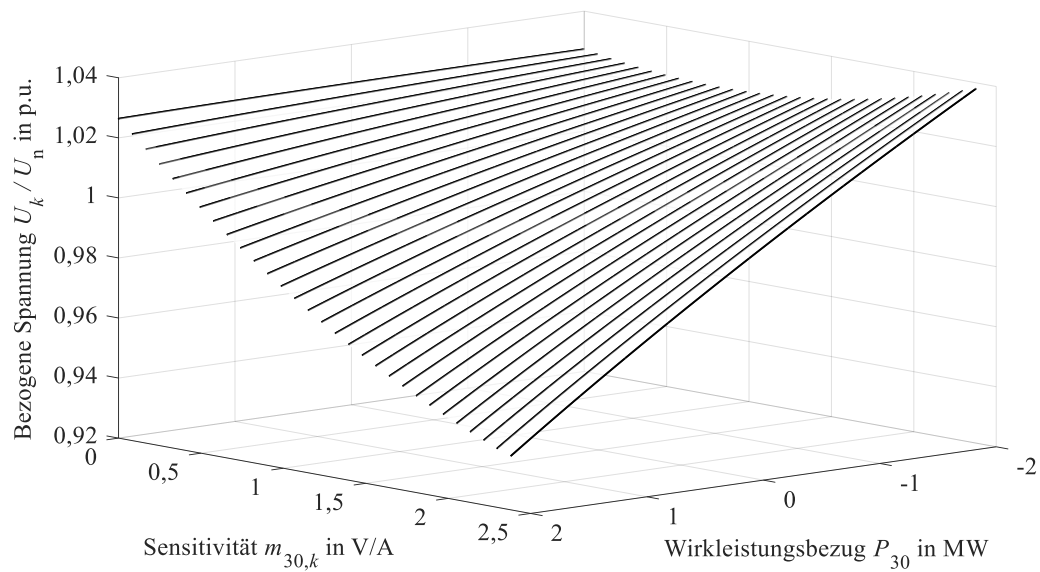
Spannungsverlauf nach Leistungsflussberechnung (Q konst.):

Abbildung 9.3: Relativer Spannungshub einer reinen Wirkleistungsänderung mit Q_{30} konst. in Abhängigkeit von dem Sensitivitätswert als Referenz nach Leistungsflussberechnung

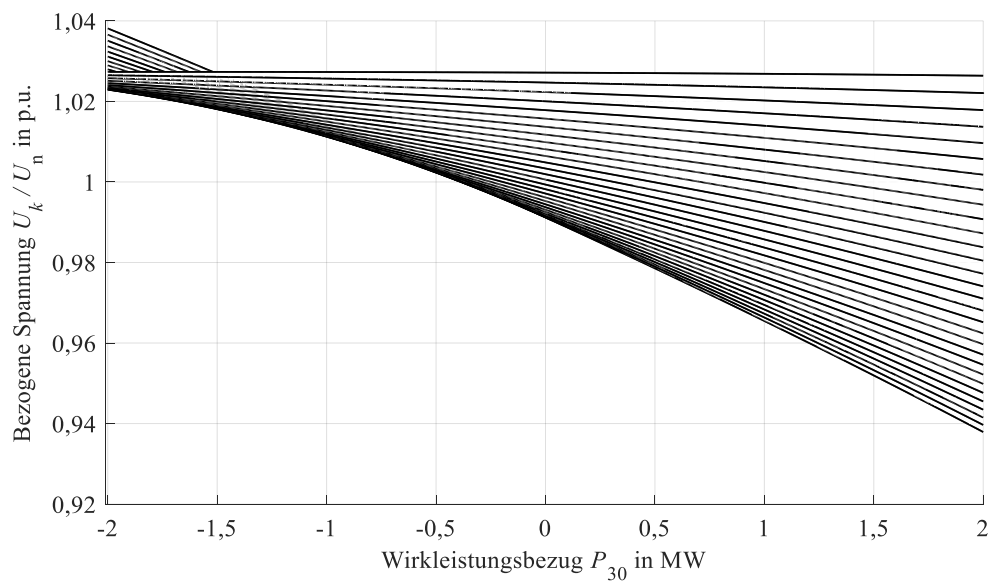


Abbildung 9.4: Relativer Spannungshub einer reinen Wirkleistungsänderung mit Q_{30} konst. in Abhängigkeit von dem Sensitivitätswert als Referenz nach Leistungsflussberechnung (zweidimensionale Darstellung zu Abbildung 9.3)

Spannungsabweichung nach Linearisierung im Arbeitspunkt (Q konst.):

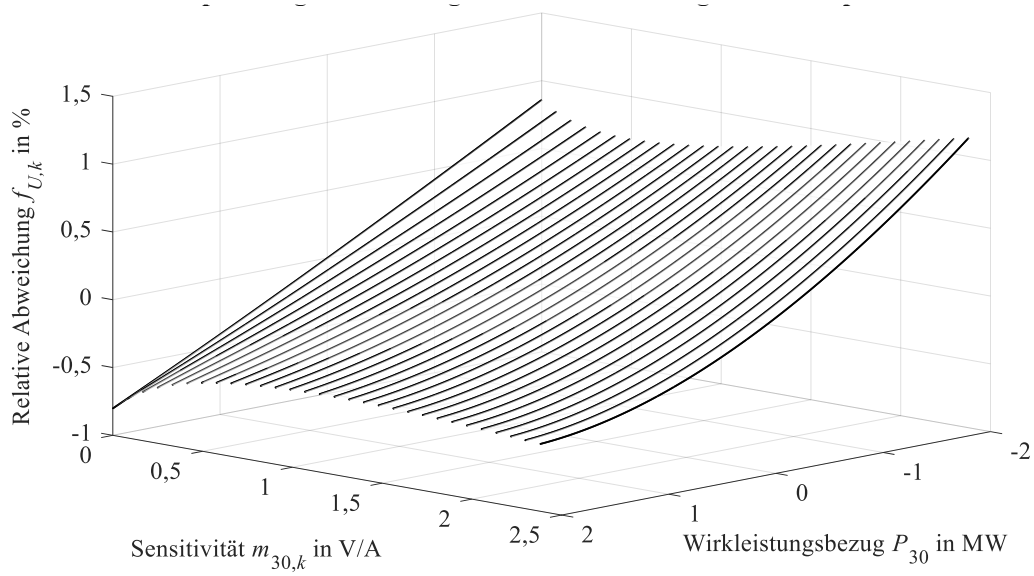


Abbildung 9.5: Abweichung der Berechnung im sensitivitätsbasierten Modell von der Referenz mit Q_{30} konst.

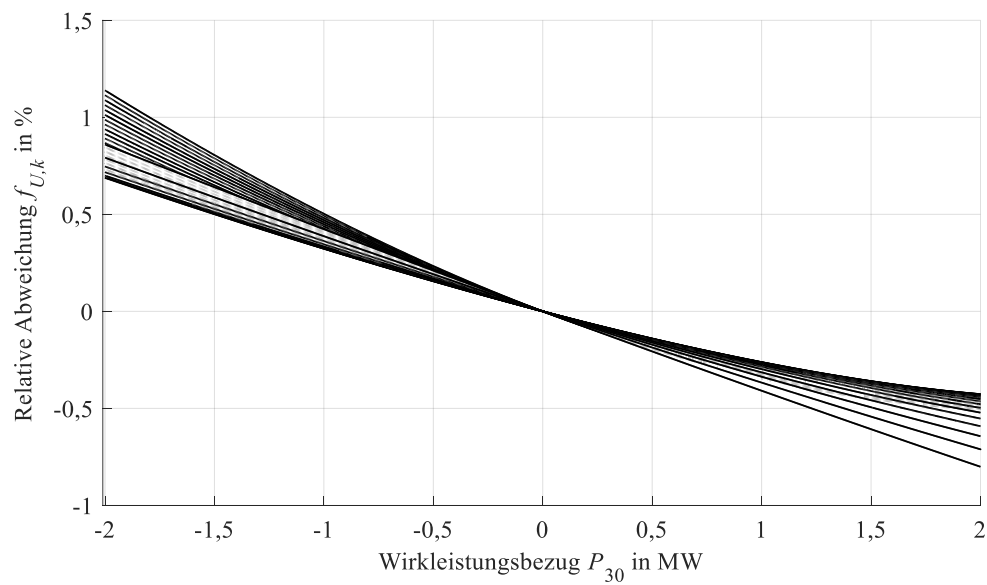


Abbildung 9.6: Abweichung der Berechnung im sensitivitätsbasierten Modell von der Referenz mit Q_{30} konst. (zweidimensionale Darstellung zu Abbildung 9.5)

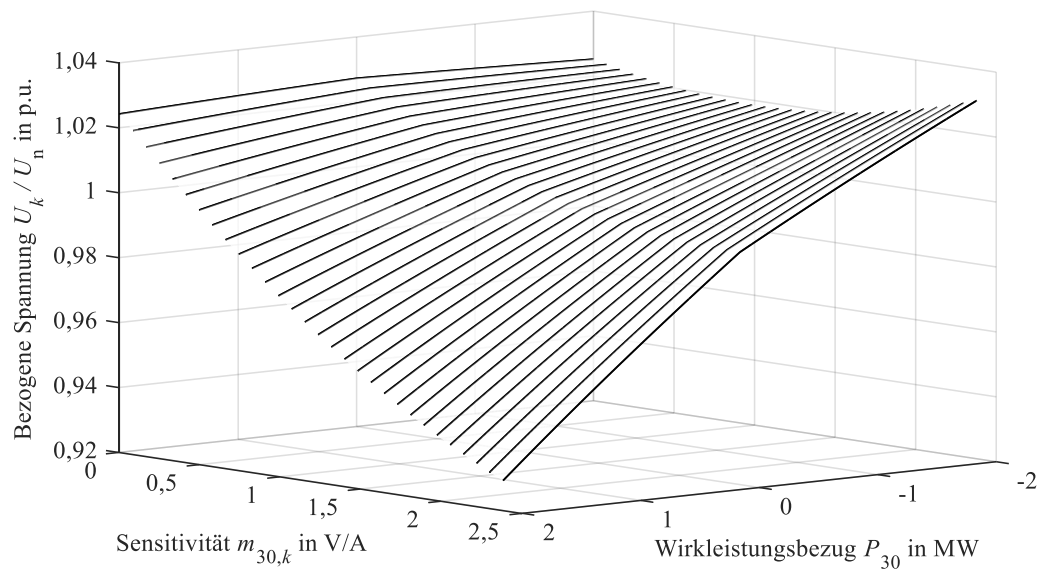
Spannungsverlauf nach Leistungsflussberechnung ($\cos \varphi$ konst.):

Abbildung 9.7: Relativer Spannungshub einer Wirkleistungsänderung mit $\cos \varphi_{30} = 0,97$ konst. in Abhängigkeit von dem Sensitivitätswert als Referenz nach Leistungsflussberechnung

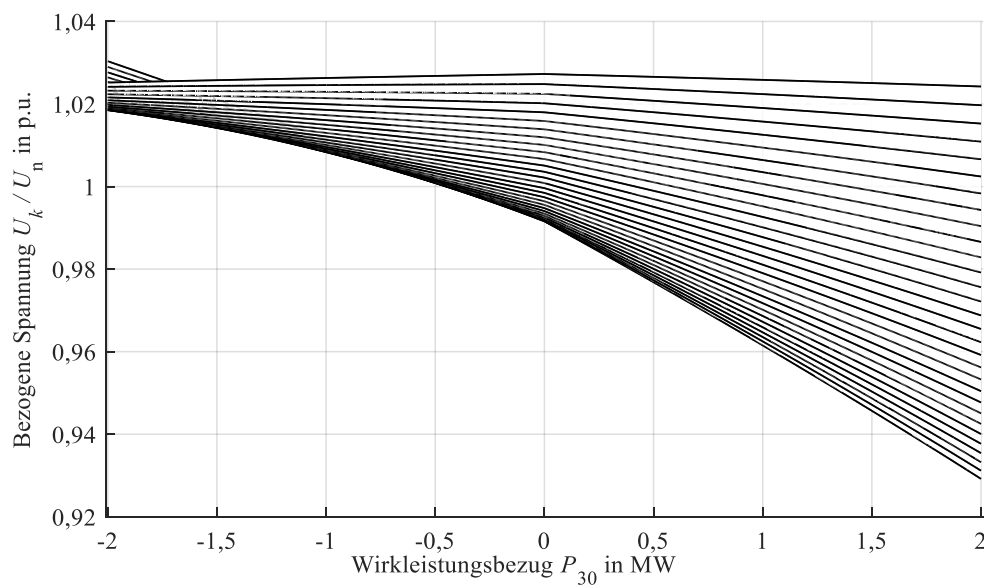


Abbildung 9.8: Relativer Spannungshub einer Wirkleistungsänderung mit $\cos \varphi_{30} = 0,97$ konst. in Abhängigkeit von dem Sensitivitätswert als Referenz nach Leistungsflussberechnung (zweidimensionale Darstellung zu Abbildung 9.7)

Spannungsabweichung nach Linearisierung im Arbeitspunkt ($\cos \varphi$ konst.):

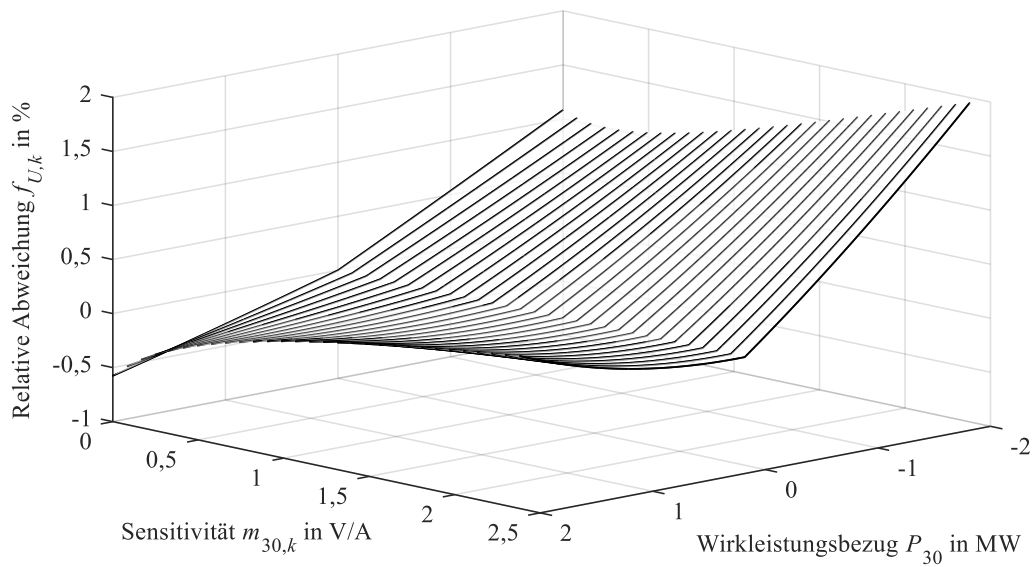


Abbildung 9.9: Abweichung der Berechnung im sensitivitätsbasierten Modell von der Referenz mit $\cos \varphi_{30} = 0,97$ konst.

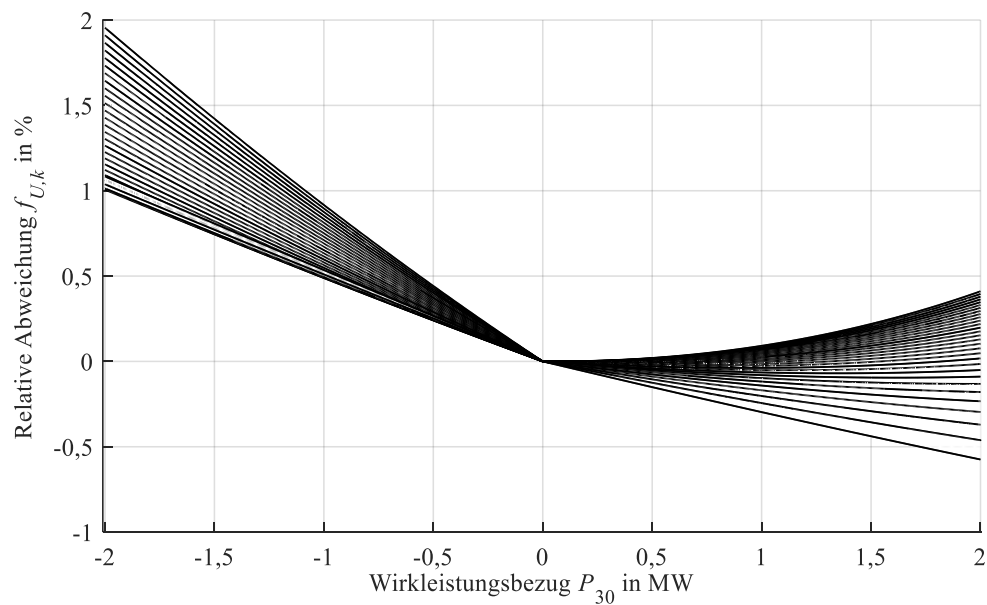


Abbildung 9.10: Abweichung der Berechnung im sensitivitätsbasierten Modell von der Referenz mit $\cos \varphi_{30} = 0,97$ konst. (zweidimensionale Darstellung zu Abbildung 9.9)

9.2 Technische Daten des Testnetzes der Sensitivitätsanalyse

Tabelle 9.1: Netzdaten und Merkmale des Testnetzes der Sensitivitätsanalyse

Merkm \ddot{a} l	Wert
Netzennspannung	$U_n = 10 \text{ kV}$
Anzahl der Knoten	$n_K = 30$
Anzahl der Ortsnetzstationen	$n_{\text{ONS}} = 29$
Bemessungsscheinleistung der Erzeugung	$S_{r,30} = 2 \text{ MVA}$
Gesamter Leistungsbezug der Ortsnetzstationen	$\Sigma S_{\text{ONS}} = 1,37 \text{ MVA}$
Widerstandsbelag der Leitungen	$R' = 0,215 \text{ } \Omega/\text{km}$
Induktiver Reaktanzbelag der Leitungen	$X' = 0,108 \text{ } \Omega/\text{km}$
Kapazitätsbelag der Leitungen	$C' = 376 \text{ nF/km}$
Länge der Leitungen	$L = 0,381 \text{ km}$
Gesamtlänge der Leitungen	$\Sigma L = 11,049 \text{ km}$

9.3 Technische Daten des Testnetzes der Simulation

Das Testnetz der Simulation wurde in Anlehnung an das Feldtestgebiet ausgelegt (vgl. Abbildung 5.18 bzw. Anhang 9.4). Es wurde um zwei steuerbare, dezentrale Energiewandlungsanlagen erweitert, die neben dem HS/MS-Transformator als Aktoren für das Automatisierungssystem dienen. Zur unabhängigen Bewertung der Funktionsweise der Zustandsregelung wird eine vollständig messtechnisch erfasste Zustandsinformation angenommen. Abbildung 9.11 zeigt das Testnetz, dessen Netzdaten und wesentliche Merkmale in Tabelle 9.2 aufgeführt sind. Tabelle 9.3 und Tabelle 9.4 enthalten die wesentlichen Steuerparameter der verfügbaren Aktoren

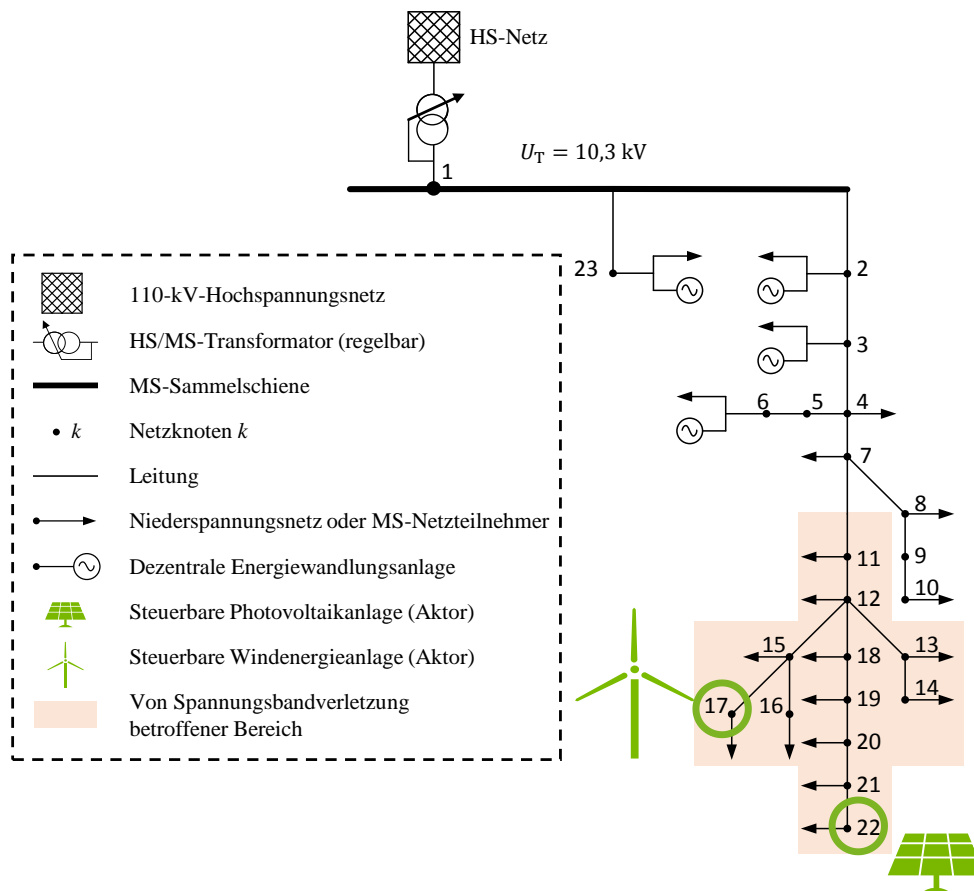


Abbildung 9.11: Testnetz der Simulation in Anlehnung an das Feldtestgebiet

Tabelle 9.2: Netzdaten und Merkmale des Testnetzes der Simulation

Merkmal	Wert
Netznenntspannung	$U_n = 10 \text{ kV}$
Anzahl der Knoten	$n_K = 23$
Anzahl der Ortsnetzstationen	$n_{\text{ONS}} = 19$
Bemessungsscheinleistung Photovoltaikanlage	$S_{r,22} = 2 \text{ MVA}$
Bemessungsscheinleistung Windenergieanlage	$S_{r,17} = 4 \text{ MVA}$
Bemessungsscheinleistung weiterer Erzeugung	$S_{r,23} = 11,5 \text{ MVA}$
Gesamte Bemessungsscheinleistung Ortsnetzstationen	$\Sigma S_{r,\text{ONS}} = 8,64 \text{ MVA}$
Mittlere Bemessungsscheinleistung Ortsnetzstationen	$\bar{S}_{r,\text{ONS}} \approx 454,74 \text{ kVA}$
Mittlerer Widerstandsbelag der Leitungen	$\bar{R}' \approx 0,239 \text{ } \Omega/\text{km}$
Mittlerer, induktiver Reaktanzbelag der Leitungen	$\bar{X}' \approx 0,105 \text{ } \Omega/\text{km}$
Mittlerer Kapazitätsbelag der Leitungen	$\bar{C}' \approx 369,08 \text{ nF/km}$
Gesamtlänge der Leitungen	$\Sigma L \approx 9,86 \text{ km}$

Tabelle 9.3: Steuerparameter der PQ-Aktoren

Merkmal	Wert
Stellbereich der Wirkleistung	0 – 100 % von $P_{r,17}$ in 1 %-Schritten
Stellbereich des Leistungsfaktors	0,9 induktiv bis 0,9 kapazitiv

Tabelle 9.4: Steuerparameter des regelbaren HS/MS-Transformators

Merkmal	Wert
Bemessungsscheinleistung	$S_{r,T} = 30 \text{ MVA}$
Stufenspannung	$U_{\text{TS}} = 1,7 \%$
Zulässige Regelabweichung des Transformatorreglers	$h_T = 1,5 \%$
Stellbereich der MS-Sammelschienenspannung	9,6 – 11 kV (dynamische Spannungssollwertvorgabe)

9.4 Technische Daten des Feldtestgebietes

Das Feldtestgebiet besteht aus einem Teilbereich eines städtischen Mittelspannungsnetzes. Der Teilbereich umfasst den Versorgungsbereich eines HS/MS-Transformators im HS/MS-Umspannwerk. Die Netzdaten und wesentlichen Merkmale sind in Tabelle 9.5 angegeben. Für die Durchführung des Feldtests stehen darüber hinaus mobile Lastbänke und Aggregate mit einer gesamten Leistung von 1,2 MW zur Verfügung. Sie werden an verschiedenen Anschlusspunkten für die gezielte Erzeugung der erforderlichen Szenarien eingesetzt.

Tabelle 9.5: Netzdaten und Merkmale des Feldtestgebietes

Merkm \ddot{a} l	Wert
Netzennspannung	$U_n = 10 \text{ kV}$
Anzahl der Knoten	$n_k = 105$
Anzahl der Ortsnetzstationen	$n_{\text{ONS}} = 58$
Gesamte Bemessungsscheinleistung Photovoltaikanlagen	$\Sigma S_{r,\text{PV}} \approx 1,82 \text{ MVA}$
Gesamte Bemessungsscheinleistung weiterer Erzeugung	$\Sigma S_{r,\text{Gen}} \approx 11,72 \text{ MVA}$
Gesamte Bemessungsscheinleistung Ortsnetzstationen	$\Sigma S_{r,\text{ONS}} \approx 23,76 \text{ MVA}$
Mittlere Bemessungsscheinleistung Ortsnetzstationen	$\bar{S}_{r,\text{ONS}} \approx 409,57 \text{ kVA}$
Gesamte Bemessungsscheinleistung Kundenstationen	$\Sigma S_{r,\text{MV}} \approx 24,7 \text{ MVA}$
Mittlere Bemessungsscheinleistung Kundenstationen	$\bar{S}_{r,\text{MV}} \approx 514,48 \text{ kVA}$
Mittlerer Widerstandsbelag der Leitungen	$\bar{R}' \approx 0,217 \text{ } \Omega/\text{km}$
Mittlerer, induktiver Reaktanzbelag der Leitungen	$\bar{X}' \approx 0,105 \text{ } \Omega/\text{km}$
Mittlerer Kapazitätsbelag der Leitungen	$\bar{C}' \approx 379,7 \text{ nF/km}$
Gesamtlänge der Leitungen	$\Sigma L \approx 43,95 \text{ km}$