

Darian Andreas Schaab

»Auslegung von Regelungssystemen
industrieller Gleichspannungs-Mikronetze«



Darian Andreas Schaab

»Auslegung von Regelungssystemen
industrieller Gleichspannungs-Mikronetze«

Herausgeber

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Thomas Bauernhansl^{1,2}

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Dipl.-Kfm. Alexander Sauer^{1,3}

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Kai Peter Birke⁴

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Marco Huber^{1,2}

¹ Fraunhofer-Institut für Produktionstechnik und Automatisierung IPA, Stuttgart

² Institut für Industrielle Fertigung und Fabrikbetrieb (IFF) der Universität Stuttgart

³ Institut für Energieeffizienz in der Produktion (EEP) der Universität Stuttgart

⁴ Institut für Photovoltaik (*ipv*) der Universität Stuttgart

Kontaktadresse:

Fraunhofer-Institut für Produktionstechnik und Automatisierung IPA
Nobelstr. 12
70569 Stuttgart
Telefon 0711 970-1100
info@ipa.fraunhofer.de
www.ipa.fraunhofer.de

Bibliographische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliographie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.de> abrufbar.

Zugl.: Stuttgart, Univ., Diss., 2023

D 93

2023

Druck und Weiterverarbeitung:

Fraunhofer Verlag Mediendienstleistungen, Stuttgart, Jahr des Drucks
Für den Druck des Buches wurde chlor- und säurefreies Papier verwendet.



Dieses Werk steht, soweit nicht gesondert gekennzeichnet,
unter folgender Creative-Commons-Lizenz:
Namensnennung – Nicht kommerziell – Keine Bearbeitungen
International 4.0 (CC BY-NC-ND 4.0).

Auslegung von Regelungssystemen industrieller Gleichspannungs-Mikronetze

Von der Fakultät Energie-, Verfahrens- und Biotechnik
der Universität Stuttgart
zur Erlangung der Würde eines Doktor-Ingenieurs (Dr.-Ing.)
genehmigte Abhandlung

Vorgelegt von

Darian Andreas Schaab, M. Sc.
aus Schotten

Hauptberichter: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Dipl.-Kfm. Alexander Sauer
Mitberichter: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Jochen Kreusel

Tag der mündlichen Prüfung: 11.01.2023

Institut für Energieeffizienz in der Produktion EEP
der Universität Stuttgart

2023

Danksagung

Die vorliegende Dissertation entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Energieeffizienz in der Produktion (EEP) der Universität Stuttgart und des Fraunhofer-Instituts für Produktionstechnik und Automatisierung.

Einem Schriftwerk wie dieser Dissertationsschrift sieht man Freude und Leid des Autors und der mitwirkenden Mitmenschen nicht an. Meine Motive für eine Promotion waren zu Beginn zweierlei: Zum einen wollte ich einen technischen Fortschritt für eine nachhaltige Gesellschaft erreichen und Zukunft gestalten. Zum anderen leitete mich persönliche Neugier und der Wunsch, an neuen Aufgaben zu wachsen.

Ob die vorliegende Arbeit die erstgenannten altruistischen Ziele erfüllt, überlasse ich dem Urteil des kritischen Lesers.

Heute kenne ich den Wert einer Promotion, der wesentlich über meine anfänglich selbstbezogenen Ziele und dieses geschriebene Werk hinausgeht. Die Reflexion der eigenen Wirkung auf die Umwelt, um möglichst allmeingültige Erkenntnisse zu gewinnen, ist Basis unserer heutigen Wissensgesellschaft und ein elementarer Teil unseres Menschseins. Die dadurch gewonnenen Ergebnisse erfüllt mich heute mit Demut über unser Unwissen und die Unschärfe dessen, was wir mit Sicherheit wissen. Alles ist heutzutage denkbar, nur sollte man sich regelmäßig in Erinnerung rufen, dass das meiste nicht widerlegbar ist.

Mein besonderer Dank gilt Herrn Univ. Prof. Dr.-Ing. Dipl.-Kfm. Alexander Sauer, dem Leiter des Instituts für Energieeffizienz in der Produktion und des Fraunhofer-Instituts für Produktionstechnik und Automatisierung IPA, für die fachliche Förderung meiner Arbeit und darüber hinaus für die vertrauensvolle sowie motivierende Zusammenarbeit.

Herrn Univ. Prof. Dr.-Ing. Jochen Kreusel, Global Head of Market Innovation at Hitachi Energy und Lehrbeauftragter des Instituts für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft, danke ich für seine wertvollen Anregungen zur Vervollständigung meiner Lösung sowie die fachliche Diskussion zur Verbesserung meines methodischen Vorgehens.

Darüber hinaus möchte ich mich bei Herrn Dr. Sebastian Weckmann und Herrn Dr. Timm Kuhlmann bedanken, die mich zu jeder Zeit mit Rat und Tat unterstützten und deren wertvolles Feedback zur

(hoffentlich) hohen Qualität dieser Arbeit führten. Mehr noch danke ich ihnen für ihr offenes Ohr und die regelmäßige Motivation, mein Ziel nicht aus den Augen zu verlieren.

Die Validierung meiner Ergebnisse wäre ohne Unterstützung und Förderung der Fa. Mercedes-Benz AG nicht möglich gewesen. Ich möchte Herrn Patrick Kröhner danken, der mein Vorhaben früh unterstützte und mir uneingeschränkten Zugang zu den firmeninternen Testanlagen gewährte. Genauso möchte ich allen technischen Angestellten des Fraunhofer Instituts und der Fa. Mercedes-Benz AG danken, die mir bei meinen Messungen und der Implementierung zur Seite standen.

Herzlich bedanke ich mich bei meiner Familie für den Rückhalt und die Unterstützung auf meinem Weg. Insbesondere möchte ich meiner Frau Michaela Kluin danken, die mir den Rücken freihielt, meinen Stress ertrug und meine Texte redigierte.

Beginnen soll diese schriftliche Dokumentation meiner Arbeit nun mit einem historischen, über 140 Jahre alten Zitat, das zeigt, dass unsere Gesellschaft sich zwar immer wieder neu erfindet, vermutlich aber kaum noch ein Gedanke ungedacht ist. Es lässt sich kaum ermessen, welcher Schatz verborgen in unserer Geschichte schlummert.

Stuttgart den 27.05.2022

Darian A. Schaab

*„ES GEHÖRT SOGAR KEIN ALLZUKÜHNER [SIC] FLUG DER PHANTASIE DAZU, UM SICH EINE ZUKUNFT AUSZUMALEN, IN DER DIE MENSCHHEIT DIE LEBENDIGE KRAFT, WELCHE DIE SONNENSTRAHLEN DER ERDE IN UNGEMESSENEM BETRAG ZUFÜHREN, UND DIE SICH UNS ZUM THEIL [SIC] IM WIND UND IN DEN WASSERFÄLLEN ZUR DIRECTEN [SIC] BENUTZUNG ZUR VERFÜGUNG STELLT, MIT HÜLFE DES ELEKTRISCHEN STROMES ZUR HERSTELLUNG ALLES NÖTHIGEN BRENNSTOFFES VERWENDET, UND DIE FÜR IHRE KINDHEIT VON DER NATUR VORSICHTIG AUFGESTAPELTEN KOHLELAGER OHNE NACHTHEIL [SIC] ZU ENTBEHREN LERNT!“
(SIEMENS 1881, S. 486)*

Kurzfassung

Der elektrische Energiebezug in der Industrie wird zu rund zwei Dritteln mit elektrischen Maschinen in mechanische Energie umgewandelt. Ein wachsender Anteil dieser Antriebe wird mit Leistungswandlern betrieben, deren verlustbehaftete Energiewandlung Gleichstrom als eine Zwischenstufe nutzt.

Motiviert durch das Potenzial, diese Verluste an den Wandlungsstellen zu reduzieren, Energie aus Produktionsprozessen in das Versorgungssystem zurückzuführen – und somit Energie einzusparen – sowie regenerative Energiequellen vor Ort in das Versorgungssystem zu integrieren, kommt der Einsatz von industriellen Gleichstrom-Mikronetze als Lösungsansatz auf.

Erst der Ausgleich von Leistungsbezug und -erzeugung stellt die Versorgungsaufgabe eines elektrischen Netzes sicher. Die von Lasten bezogene Leistung und die Einspeiseleistung muss aktiv in ein Gleichgewicht geführt werden. Ein **Regelungssystem** ist notwendig. Das Regelungssystem des Wechselstrom-Verbundnetzes liegt in der Hand der Übertragungsnetzbetreiber und betrachtet industrielle Endverbraucher als volatile Lasten, sodass industrielle Wechselspannungsanlagen heutzutage kein lokales Regelungssystem betreiben. Die Gleichspannungszwischenkreise von Antriebssystemen in Produktionsanlagen besitzen ein Regelungssystem, das aber keine lokalen und parallel betriebenen Energiequellen einbezieht. Soll nun lokal, in einer Produktionshalle oder für ein ganzes Industrierwerk ein Mikronetz eingesetzt werden, um Wandlungsverluste einzusparen und/oder lokale Energiequellen einzubinden, ist es notwendig, ein **Regelungssystem** dafür zu entwickeln. Neben der grundlegenden Regelungsarchitektur muss das Regelungssystem individuell je nach Anwendungsfall ausgelegt werden. Daher beschäftigt sich diese Arbeit mit der zentralen Forschungsfrage:

Wie kann ein Regelungssystem für ein industrielles Gleichspannungs-Mikronetz ausgelegt werden mit dem Ziel, Leistungsgleichgewicht und Leistungsaufteilung zu erreichen?

Die Arbeit führt zunächst in elektrische Versorgungssysteme und den Einsatz von Leistungselektronik in der Industrie ein. Die Problemstellung und der Forschungsbedarf werden dargelegt und die Zielsetzung sowie die Forschungsfragen, die den Aufbau der Arbeit leiten, vorgestellt. In den Grundlagen wird der Betrachtungsrahmen der Arbeit definiert und in wesentliche Theorien eingeführt. Anhand verwandter und übertragbarer Ansätze zur Regelung von Gleichspannungs-Mikronetzen werden die Anforderungen an das Regelungssystem und die Auslegung abgeleitet. Der sich daraus ergebende

Handlungsbedarf wird diskutiert. Zur Beantwortung der zentralen Forschungsfrage wird ein Vorgehensmodell zur Auslegung entworfen. Dieses wird anschließend in den Fallbeispielen einer Roboterzelle und einer Hallenversorgung erprobt. Die Arbeit schließt mit der Bewertung der Anforderungen und der zusammenfassenden Beantwortung der Forschungsfragen.

Der gefundene Lösungsansatz umfasst neun Prozeduren: Auslegungsmodell erzeugen, Systemverhalten identifizieren, funktionale Zustände entwerfen, Regelkennlinien bestimmen, Primärregler entwerfen, Großsignalstabilität prüfen, Netzresonanzen entkoppeln, Umschaltpunkte analysieren und Übergangsstabilität sicherstellen. Die technischen Zusammenhänge werden detailliert beschrieben und lösungsorientierte Hilfsmittel für die Auslegungsaufgabe vorgestellt. Diese werden zunächst theoretisch behandelt, wobei die wesentlichen Auslegungsregeln hergeleitet und vorgestellt werden. Für zwei reale Fallbeispiele werden die Parameter des Regelungssystems bestimmt. Theoretisches und reales Verhalten werden experimentell abgeglichen.

Die Ergebnisse der Arbeit zeigen, dass die gefundene Lösung das reale Verhalten des Regelungssystems außerordentlich gut vorhersagen kann. Die gefundene Methode reduziert die Komplexität der Auslegung des Regelungssystems maßgeblich, da die Auslegung auf die wesentlichen Schritte reduziert wird. Die detaillierte Darstellung der physikalischen Zusammenhänge und die exakte Begründung der empfohlenen Grenzen erlaubt es, die Methode für den jeweiligen Anwendungsfall abzuwandeln. Die Methode bietet dem Projektierer einen einfachen Zugang zu relevantem Wissen bzgl. der Auslegung des Regelungssystems. Sie ermöglicht, definierte Problemstellungen des jeweiligen Anwendungsfalles zu bewerten und die notwendigen Werkzeuge zielführend und lösungsorientiert anzuwenden.

Abstract

The overall electric energy consumption in industry, is converted by 67.5 percent into mechanical energy with electric drives. A growing proportion of these drives are powered by power converters, whose energy conversion uses direct current as an intermediate stage. Driven by the potential to reduce conversion points, to feed energy from production processes back into the supply system – and thus save energy – and to integrate on-site regenerative energy sources into the supply system, direct current microgrids are emerging as solution.

Only if power draw and generation is balanced, the supply task of an electrical network is fulfilled. The power drawn from loads and the power fed into the grid must be actively balanced. A control system is necessary. The control system of the AC interconnected grid is in the hands of the transmission system operators and considers industrial end users as volatile loads, so that industrial AC systems do not operate a local control system today. The DC link circuits of drive systems have a control system, but it does not include local and parallel power sources. For the successful implementation of a DC microgrid, it is necessary to develop a control system. Besides the basic control architecture, the control system has to be designed individually for each application. Therefore, this thesis addresses the central research question:

How can a distributed control system be designed for an industrial DC microgrid with the target to reach power balance and shared power infeed?

First the thesis thematizes the state of the art for electrical supply systems and the use of power electronics in industry. The problem and the research gap and the objective are introduced as well as the research questions, which guide the structure of the work. In the groundwork, the scope of the thesis is defined and essential theories are listed. Based on related and transferable approaches to the control of DC microgrids, the requirements for the control system and the design are derived. The resulting need for action is discussed. To answer the central research question, a procedure for the design is derived. The procedure is tested in two case studies, one including a robot cell and a second including a hall supply. The thesis concludes with an evaluation of the requirements and summarizes the answers to the research questions.

The solution approach found comprises nine procedures: generate design model, identify system behavior, design functional states, determine control characteristics, design primary controller, check

large-signal stability, decouple network resonances, analyze switching points and ensure transition stability. The technical interrelationships are described in detail and solution-oriented tools for the design task are presented. There are firstly described in theory, and the essential design rules are derived and presented. The parameters of the control system are determined for two real case studies. Theoretical and real behavior are compared experimentally.

The results of the work show that the solution found can predict the real behavior of the control system. The found procedure reduces the complexity of the control system design significantly, since the process is reduced to the essential steps. The detailed presentation of the physical relationships and the exact justification of the recommended limits, allows the method to be modified for each particular application. The method gives the designer an easy access to the relevant knowledge for the design of the control system. It allows to evaluate known problems for the respective application case and to apply the necessary tools in a target-oriented and solution-oriented way.

Inhalt

Danksagung	i
Kurzfassung	iii
Abstract	v
Inhalt	vii
Abkürzungsverzeichnis	xi
Symbolverzeichnis	xv
Abbildungsverzeichnis	xvii
Tabellenverzeichnis	xxiii
Mathematische Notation	xxvii
1 Einleitung	1
1.1 Ausgangssituation.....	1
1.2 Problemstellung und Forschungsbedarf.....	3
1.3 Wissenschaftstheoretische Einordnung	4
1.4 Zielsetzung, Forschungsfrage und Aufbau der Arbeit.....	7
2 Grundlagen	11
2.1 Industrielles Gleichspannungs-Mikronetz	11
2.2 Regelungssystem eines Gleichspannungs-Mikronetzes	33
2.3 Auslegung von Regelungssystemen	44
2.4 Zwischenfazit.....	53
3 Stand der Technik und Wissenschaft	59
3.1 Recherchemethode.....	59
3.2 Ansätze zur Auslegung der Regelung.....	61

3.3	Zwischenfazit.....	75
4	Anforderungen und Handlungsbedarf.....	77
4.1	Anforderungen an die Auslegung.....	77
4.2	Bewertung Stand der Technik und Wissenschaft.....	79
4.3	Handlungsbedarf.....	82
4.4	Zwischenfazit.....	84
5	Auslegungsmethode.....	85
5.1	Vorgehensmodell.....	85
5.2	Auslegungsmodell erzeugen.....	88
5.3	Systemverhalten identifizieren.....	97
5.4	Funktionale Zustände entwerfen.....	99
5.5	Regelkennlinien bestimmen.....	106
5.6	Primärregler entwerfen.....	110
5.7	Großsignalstabilität prüfen.....	125
5.8	Netzresonanzen entkoppeln.....	128
5.9	Umschaltunkte analysieren.....	133
5.10	Übergangsstabilität sicherstellen.....	137
5.11	Zwischenfazit.....	142
6	Prüfen der Methode.....	143
6.1	Fallbeispiel Fahrzeugfertigung Rohbau.....	146
6.2	Fallbeispiel Hallenversorgung.....	187
6.3	Zwischenfazit.....	217
7	Reflexion.....	223
7.1	Erfüllung der Anforderungen.....	223
7.2	Beantwortung der Forschungsfragen.....	226
8	Zusammenfassung und Ausblick.....	229

9 Literaturverzeichnis.....	233
Anhang.....	249

Abkürzungsverzeichnis

0	Ausgangspunkt, Betriebspunkt der Linearisierung
AC	Wechselspannung (engl. „alternating current“)
CA	Kapazität (engl. „capacity“)
CPL	Geregelte Last (engl. „constant power load“)
CU	Stromregler (engl. „current“)
d	Blindstromachse, d-Achse
DU	Durchtrittsfrequenz
DC	Gleichspannung (engl. „direct current“)
DEN	Nenner (engl. „denominator“)
DI	Differentielle Impedanz
DR	Statik Regelung (engl. „droop control“)
Eig	Eigenwert oder Eigenfrequenz
Ein	Einspeiseleistung
Ent	Entnahmeleistung
ESAC	Engl. „energy source analysis consortium“
ESS	Energiespeichersystem (engl. „energy storage system“)
EX	Experimentell
f	Elektrisches Filter
G	Gate
GL	Geregelte Last

GLZ	Gruppenlaufzeit
GMDM	Engl. „gain margin phase margin“
IGBT	Engl. „isolated-gate bipolar transistor“
IL	innerer Regelkreis (engl. „inner loop“)
KE	Konstanteinspeisung
KI	Koppelimpedanz
lag	Verzögerung
lead	Führung
lin	Linear
LO	Last (engl. „load“)
LW	Leistungswandler
ma	Maximum
mi	Minimum
MLG	Engl. „minor loop gain“
MO	Modell
MOS-FET	Metall-Oxid-Halbleiter-Feldeffekttransistor (engl. „metal-oxide-semiconductor field-effect transistor“)
MPPT	Engl. „Maximum Power Point Tracking“
N	Nullstelle
NB	Netzbildend
NBA	Maximale netzbildende Leistung
NBI	Minimale netzbildende Leistung

NDC	Nennstatik im Gleichspannungsnetz
NE	Nenneinspeiseleistung
NR	Nennrückspeiseleistung
NUM	Zähler (engl. „numerator“)
OA	Engl. „opposing argument“
OF	Elektrisches Ausgangsfilter (engl. „output filter“)
OL	Offener Regelkreis (engl. „open loop“)
P	Polstelle
PI	Proportional-Integral-Regler
PK	Spitze (engl. „peak“)
PT1	Verzögerungsglied erster Ordnung
Q	Quelle
q	Blindstromachse, q-Achse
RE	Regler
RF	Resonanzfrequenz
RZ	Reaktionszeit
S	Senke
SGA	Maximale bauartbedingte Spannung
SP	Spule
ST	Strecke
T	Transistor
t	Totzeit

Ü	Übertragungselement
üb	Überschwingen
VF	Spannungsfiler (engl. „voltage filter“)
ZLA	Maximal zulässige Spannung
ZLI	Minimal zulässige Spannung
α	α -Achse
β	β -Achse
*	Sollgröße
‘	Spezifischer Wert pro Länge

Symbolverzeichnis

C	Kapazität	Farad, F
D	Tastverhältnis (engl. „duty cycle“)	-
e	Regelabweichung	-
f	Frequenz	Hertz, Hz
G	Übertragungsfunktion	-
i	Strom	Ampere, A
I	Einheitsmatrix	-
J	Gütefunktional	-
L	Induktivität	Henry, H
l	Länge	Meter, m
P	Leistung	Watt, W
Q	Gütefaktor	-
R	Ohm'scher Widerstand	Ohm, Ω
s	Laplace-Variable	-
T	Mechanisches Moment	Nm
t	Zeit	Sekunde, s
u	Stellsignal, Eingangsgröße	-
\ddot{u}	Überschwingweite	-
v	Spannung	Volt, V
Y	Admittanz	$1/\Omega$

Symbolverzeichnis

z	Schaltzustand	-
Z	Impedanz	Ω
ε	Residuum	-
ζ	Dämpfung	-
κ	Kreisfrequenzverhältnis	-
λ	Eigenwert	-
λF	Perron-Frobenius-Eigenwert	-
τ	Zeitkonstante	Sekunde, s
φ	Winkel	$^\circ$
ω	Kreisfrequenz	Rad/s

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1: Entdeckungszusammenhang dieser Arbeit	6
Abbildung 1.2: Aufbau der Arbeit	8
Abbildung 1.3: Betrachtungsrahmen Regelungssystem	10
Abbildung 2.1: Betriebsbereiche eines Leistungswandlers	19
Abbildung 2.2: Schaltung, Mittelwertmodell und Zweitordarstellung eines Hochsetzstellers.....	21
Abbildung 2.3: Verhalten über eine Schaltperiode	21
Abbildung 2.4: Aufbau einer Stromregelungskaskade	23
Abbildung 2.5: Modellierung Stromregelkreis mit PWM oder PFM	24
Abbildung 2.6: Vereinfachtes Ersatzschaltbild eines Synchronwandlers.....	25
Abbildung 2.7: Regelungsarten von Spannungszwischenkreisinvertern	27
Abbildung 2.8: Aufbau dreiphasiger Gleichrichter.....	27
Abbildung 2.9: Koordinatentransformation	28
Abbildung 2.10: Vektorregelung eines aktiven Gleichrichters.....	29
Abbildung 2.11: Gleichspannungswandler mit Ausgangsfilter	30
Abbildung 2.12: II-Ersatzschaltbild.....	31
Abbildung 2.13: Eigenfrequenz in Abhängigkeit der Kabellänge	32
Abbildung 2.14: Regelungssystem Mikronetz.....	36
Abbildung 2.15: Komponenten der Teilnehmeregelung.....	37
Abbildung 2.16: Vorgehensmodell für den Entwurf eines Regelungssystems.....	44
Abbildung 2.17: Modellbildung im Auslegungsprozess	45
Abbildung 2.18: Auslegung von Regelungssystemen	46
Abbildung 2.19: Mehrgrößenregelkreis in Eingangs-/ Ausgangsbeschreibung	48
Abbildung 2.20: Gebiet der Eigenwerte	51
Abbildung 2.21: Gekoppelter Mehrgrößenregelkreis, zwei Eingrößenregelkreise	52
Abbildung 2.22: Stabilitätsnachweis mit Gershgorin-Bändern	53
Abbildung 3.1: Vorgehensmodell Literaturrecherche	59

Abbildung 3.2: Rechercheebenen	60
Abbildung 3.3: Ersatzschaltbild eines DC-Quelle-Senke-Systems als Thévenin-Äquivalent.....	62
Abbildung 3.4: Kriterien für den Minor Loop Gain	64
Abbildung 3.5: Charakteristik geregelter Lasten	65
Abbildung 3.6: Regelkennlinie und Regelungssystem DC-INDUSTRIE	70
Abbildung 3.7: Passive Dämpfungselemente, Regelungsarchitektur für aktive Dämpfung.....	71
Abbildung 3.8: Vereinfachter Regelkreis	72
Abbildung 3.9: Darstellung der Wechselwirkungen.....	75
Abbildung 5.1: Vorgehensmodell zur Auslegung des Regelungssystems.....	86
Abbildung 5.2: Vorgehensmodell Auslegungsmodell erzeugen.....	88
Abbildung 5.3: Admittanzmodell	89
Abbildung 5.4: Geschlossener Regelkreis	90
Abbildung 5.5: II-Element, Admittanzmodell.....	91
Abbildung 5.6: Ausgangsschaltung eines Teilnehmers	92
Abbildung 5.7: Offener Regelkreis für aktive Teilnehmer	93
Abbildung 5.8: Offener Regelkreis für passive Teilnehmer	95
Abbildung 5.9: Vorgehensmodell Systemverhalten identifizieren	97
Abbildung 5.10: Messaufbau zur Systemidentifikation.....	97
Abbildung 5.11: Vorgehensmodell funktionale Zustände entwerfen	99
Abbildung 5.12: Zustandsautomat	100
Abbildung 5.13: Aus der Regelkennlinie abgeleitetes Teilnehmerverhalten	101
Abbildung 5.14: Negative und positive Bilanz zwischen Einspeise- und Entnahmeleistung	102
Abbildung 5.15: Anordnen der Zustände auf dem Spannungsband	104
Abbildung 5.16: Festlegen der Leistungsparameter	105
Abbildung 5.17: Vorgehensmodell Regelkennlinien bestimmen	106
Abbildung 5.18: Summencharakteristik	108
Abbildung 5.19: Iteratives Bestimmen der Spannungsgrenzen	109
Abbildung 5.20: Vorgehensmodell Primärregler entwerfen.....	110

Abbildung 5.21: Offener Regelkreis für die Primärreglerauslegung	112
Abbildung 5.22: Pol-Nullstellen-Diagramm der Teilnehmerregelung ohne Spannungsfiler	114
Abbildung 5.23: Übertragungsverhalten des offenen Regelkreises	115
Abbildung 5.24: Übertragungsverhalten mit Spannungsfiler	116
Abbildung 5.25: Abschwächung des Filters	117
Abbildung 5.26: Einfluss der Nennverstärkung.....	118
Abbildung 5.27: Gütefaktor des geschlossenen Regelkreises	121
Abbildung 5.28: Offener Regelkreis mit und ohne Verzögerungs- und Führungsfilter	122
Abbildung 5.29: Verstärkung des Führungsfilters	123
Abbildung 5.30: Zeitverhalten des Regelkreises mit Filter	123
Abbildung 5.31: Vorgehensmodell Großsignalstabilität prüfen	125
Abbildung 5.32: Ausgangsimpedanz geregelter Lasten	126
Abbildung 5.33: Ersatzsystem	126
Abbildung 5.34: Minor Loop Gain in Abhängigkeit der Spannung	127
Abbildung 5.35: Vorgehensmodell Netzresonanzen entkoppeln.....	128
Abbildung 5.36: Offene Regelschleife.....	129
Abbildung 5.37: Elektrisches Netz	129
Abbildung 5.38: Impedanz der Ausgangsschaltungen.....	130
Abbildung 5.39: Übertragungsverhalten des offenen Regelkreises	131
Abbildung 5.40: Vorgehensmodell Umschaltunkte analysieren.....	133
Abbildung 5.41: Rückkopplung zwischen zwei Teilnehmern	134
Abbildung 5.42: Instabile Rückkopplung an der Grenzspannung	135
Abbildung 5.43: Abklingende Rückkopplung an der Grenzspannung	136
Abbildung 5.44: Vorgehensmodell Übergangsstabilität sicherstellen.....	137
Abbildung 5.45: Übergangsverhalten	140
Abbildung 5.46: Signalfluss für zwei gekoppelte Teilnehmer	140
Abbildung 5.47: Eingangs-/ Ausgangsdarstellung für Teilnehmer j	141
Abbildung 6.1: Auslegungsmodell erzeugen Fallbeispiel 1	146

Abbildung 6.2: Räumliche Anordnung Fahrzeugfertigung Rohbau	148
Abbildung 6.3: Systemverhalten identifizieren Fallbeispiel 1	150
Abbildung 6.4: Messtechnischer Ansatz zur Identifikation	150
Abbildung 6.5: Ergebnis der Systemidentifikation für die Netzkoppelstelle	151
Abbildung 6.6: Ergebnis der Systemidentifikation für den Energiespeicher Accumotive	152
Abbildung 6.7: Ergebnis der Systemidentifikation für den Energiespeicher ADS-Tech	152
Abbildung 6.8: Ergebnis der Systemidentifikation für den Schwungmassenspeicher	153
Abbildung 6.9: Funktionale Zustände entwerfen Fallbeispiel 1	153
Abbildung 6.10: Funktionale Zustände für Fallbeispiel 1	154
Abbildung 6.11: Regelkennlinien bestimmen Fallbeispiel 1	159
Abbildung 6.12: Darstellung der Regelkennlinien in Fallbeispiel 1	160
Abbildung 6.13: Primärregler entwerfen Fallbeispiel 1	161
Abbildung 6.14: Minimal wirksame Kapazität am Beispiel der Photovoltaikanlage	162
Abbildung 6.15: Übertragungsfunktion des offenen Regelkreises der Netzkoppelstelle	163
Abbildung 6.16: Übertragungsfunktion des offenen Regelkreises der Photovoltaikanlage	164
Abbildung 6.17: Offener Regelkreis des Energiespeichers ADS-Tech	165
Abbildung 6.18: Offener Regelkreises des Schwungmassenspeichers	165
Abbildung 6.19: Großsignalstabilität prüfen Fallbeispiel 1	167
Abbildung 6.20: Netzresonanzen entkoppeln Fallbeispiel 1	167
Abbildung 6.21: Admittanzmodell der Rohbauzelle	168
Abbildung 6.22: Netzimpedanz der Teilnehmer	169
Abbildung 6.23: Verstärkung des offenen Regelkreises	170
Abbildung 6.24: Umschaltunkte analysieren Fallbeispiel 1	171
Abbildung 6.25: Übergangsstabilität sicherstellen Fallbeispiel 1	171
Abbildung 6.26: Übergangsverhalten Schweißimpuls mit Accumotive	173
Abbildung 6.27: Übergangsverhalten Schweißimpuls mit Schwungmassenspeicher	173
Abbildung 6.28: Übergangsverhalten Roboter mit Schwungmassenspeicher	174
Abbildung 6.29: Messdaten für das Punktschweißen	176

Abbildung 6.30: Vergrößerter Bildausschnitt für das Punktschweißen.....	177
Abbildung 6.31: Punktschweißen ohne Schwungmassenspeicher	180
Abbildung 6.32: Nachladeverhalten Accumotive Energiespeicher	181
Abbildung 6.33: Verhalten des Netzes bei Netzausfall und Netzwiederkehr.....	182
Abbildung 6.34: Einspeiseverhalten der Photovoltaikanlage	184
Abbildung 6.35: Darstellung des Ausgangsstroms über die Netzspannung.....	186
Abbildung 6.36: Auslegungsmodell erzeugen Fallbeispiel 2	187
Abbildung 6.37 Referenznetz Hallenversorgung.....	188
Abbildung 6.38: Systemverhalten identifizieren Fallbeispiel 2.....	189
Abbildung 6.39: Bekannte Struktur des Leistungswandlers für die Netzkoppelstelle	191
Abbildung 6.40: Struktur des Leistungswandlers für Mercedes Benz Energy	192
Abbildung 6.41: Messtechnischer Ansatz zur Identifikation.....	193
Abbildung 6.42: Ergebnis der Systemidentifikation für die Netzkoppelstelle.....	193
Abbildung 6.43: Ergebnis der Systemidentifikation für das Speichersystem	194
Abbildung 6.44: Funktionale Zustände entwerfen Fallbeispiel 2	194
Abbildung 6.45: Funktionale Zustände für das Fallbeispiel Hallenversorgung	195
Abbildung 6.46: Regelkennlinien bestimmen Fallbeispiel 2	196
Abbildung 6.47: Darstellung der Regelkennlinien in Fallbeispiel 2.....	197
Abbildung 6.48: Primärregler entwerfen Fallbeispiel 2.....	198
Abbildung 6.49: Minimal wirksame Kapazität am Beispiel der Netzkoppelstelle.....	199
Abbildung 6.50: Übertragungsverhalten offener Regelkreis der Netzkoppelstelle	200
Abbildung 6.51: Übertragungsverhalten offener Regelkreis Energiespeichersystem	201
Abbildung 6.52: Übertragungsverhalten geschlossener Regelkreis	201
Abbildung 6.53: Großsignalstabilität Fallbeispiel 2	202
Abbildung 6.54: Netzresonanzen entkoppeln Fallbeispiel 2	202
Abbildung 6.55: Netzimpedanz für die aktiven Teilnehmer der Hallenversorgung.....	203
Abbildung 6.56: Verstärkung des offenen Regelkreises.....	204
Abbildung 6.57: Admittanzmodell der Hallenversorgung.....	205

Abbildung 6.58: Umschaltunkte analysieren Fallbeispiel 2	206
Abbildung 6.59: Übergangstabilität sicherstellen Fallbeispiel 2	206
Abbildung 6.60: Übergangsverhalten Offset der Netzkoppelstelle	208
Abbildung 6.61: Detailansicht Übergangsverhalten	208
Abbildung 6.62: Zuschalten der Netzkoppelstelle	209
Abbildung 6.63: Zuschalten des Speichersystems	210
Abbildung 6.64: Regelkennlinienverhalten Speichersystem	211
Abbildung 6.65: Regelkennlinienverhalten Netzkoppelstelle	212
Abbildung 6.66: Photovoltaikgeführte Netzanschlussleistung	212
Abbildung 6.67: Führungsverhalten Spannungsregelung	213
Abbildung 6.68: Abgleich reales und modelliertes Verhalten des Speichersystems	214
Abbildung 6.69: Abgleich reales und modelliertes Verhalten der Netzkoppelstelle	215
Abbildung 6.70: Anregen eines Umschaltpunktes	216
Abbildung 6.71: Zeitverhalten im Umschaltpunkt	216
Abbildung 6.72: Poincaré-Diagramm für einen Umschaltpunkt	217

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Verhältnis des mittleren Leistungsbedarfs zur Spitzenleistung	17
Tabelle 2.2: Teilnehmer und Merkmale der Leistungswandler	19
Tabelle 2.3: Beispiele für sekundäre Regelungsziele	32
Tabelle 2.4: Funktionen des Regelungs systems Mikronetz	40
Tabelle 2.5: Gegenüberstellung Regelungsansatz und Anforderungen	56
Tabelle 3.1: Parameterbeschreibung der Regelkennlinie.....	70
Tabelle 4.1: Bewertung hinsichtlich des Bilanz- und des Objektbereichs.....	80
Tabelle 4.2: Bewertung hinsichtlich der praktischen Anwendbarkeit	81
Tabelle 4.3: Bewertung hinsichtlich des Zielsystems	82
Tabelle 5.1: Übertragungsverhalten der Regelkennlinie.....	94
Tabelle 5.2: Zustandsbeschreibungstabelle.....	102
Tabelle 5.3: Priorisierung von Maßnahmen (positiver Bilanzausgleich)	103
Tabelle 5.4: Priorisierung von Maßnahmen (negativer Bilanzausgleich).....	103
Tabelle 5.5: Kapazitätstabelle	113
Tabelle 5.6: Überschwingweite in Abhängigkeit der Dämpfung	119
Tabelle 5.7: Ursachen für Übergänge	138
Tabelle 5.8: Identifikation des kritischen Anregungsszenarios	139
Tabelle 6.1: Einfluss der gewählten Einflussfaktoren	144
Tabelle 6.2: Abhängigkeit der Einflussfaktoren	145
Tabelle 6.3: Ausprägungen der gewählten Fallbeispiele	146
Tabelle 6.4: Funktionale Anforderungen des Anwenders	148
Tabelle 6.5: Modellparameter der aktiven Teilnehmer.....	149
Tabelle 6.6: Modellparameter der Lasten	149
Tabelle 6.7: Modellparameter der Übertragungselemente.....	149
Tabelle 6.8: Ergebnisse der Systemidentifikation.....	151
Tabelle 6.9: Zustandsbeschreibungstabelle für das Fallbeispiel Fahrzeugfertigung	157

Tabelle 6.10: Spannungsgrenzen Fallbeispiel 1	159
Tabelle 6.11: Iterativ ermittelte Rechengrößen.....	160
Tabelle 6.12: Parametereinstellungen Regelkennlinie im Fallbeispiel 1	161
Tabelle 6.13: Überschwingverhalten der Regelkreise	166
Tabelle 6.14: Kapazitätstabelle	166
Tabelle 6.15: Verstärkung des offenen Regelkreises in der Resonanzüberhöhung.....	169
Tabelle 6.16: Kritische Übergangsszenarien in Fallbeispiel 1.....	171
Tabelle 6.17: Funktionale Anforderungen des Anwenders	184
Tabelle 6.18: Erfüllung der Nutzeranforderungen.....	185
Tabelle 6.19: Anforderungen an die Netzregelung.....	188
Tabelle 6.20: Modellparameter der aktiven Teilnehmer.....	188
Tabelle 6.21: Modellparameter der Lasten	189
Tabelle 6.22: Modellparameter der Übertragungselemente.....	189
Tabelle 6.23: Ergebnisse der Systemidentifikation.....	194
Tabelle 6.24: Zustandsbeschreibungstabelle für Fallbeispiel 2	196
Tabelle 6.25: Spannungsgrenzen Fallbeispiel Hallenversorgung.....	197
Tabelle 6.26: Iterativ ermittelte Rechengrößen.....	197
Tabelle 6.27: Parametereinstellungen Regelkennlinie im Fallbeispiel 2.....	198
Tabelle 6.28: Kapazitätstabelle	202
Tabelle 6.29: Kritische Übergangsszenarien in Fallbeispiel 2.....	207
Tabelle 6.30: Anwendung der Methode.....	218
Tabelle 6.31: Tabelle Erfüllung des Zielsystems.....	220
Tabelle 6.32: Wechselwirkungseffekte für ein geeignetes Einschwingen.....	222
Tabelle 6.33: Validierung der Wechselwirkungseffekte 2. Ordnung	222
Tabelle A 1: Identifizierte Synonyme für die Recherche	249
Tabelle A 2: Kabeldaten	249

Tabelle A 3: Stromschiene.....	250
Tabelle A 4: Parameter des Admittanzmodells der Rohbauzelle	250
Tabelle A 5: Parameter des Admittanzmodells der Hallenversorgung.....	251

Mathematische Notation

\mathbf{A}	Fett gedruckte Großbuchstaben bezeichnen eine Matrix.
a_{ij}	Element in i. Zeile und der j Spalte der Matrix \mathbf{A}
\mathbf{x}	Fett gedruckte Kleinbuchstaben bezeichnen einen Vektor.
x_i	Element i des Vektors \mathbf{x}
$\mathbf{A}^{i \times j}$	Matrix mit i-Reihen und j-Spalten
Δx	Differenz zweier Werte x_i und x_j
\bar{x}	Zeitlicher Mittelwert der Variablen x
\cup	Vereinigungsmenge
$a \propto b$	Variable a ist proportional zu Variable b
\hat{x}	Zeigergröße, darstellbar als komplexe Zahl
$\sum_{k=1}^j x_k$	Summe von x_1 bis x_j
$\det(\mathbf{A})$	Determinante der Matrix \mathbf{A}
$Re(\hat{x})$	Realteil der komplexen Variable \hat{x}
$Im(\hat{x})$	Imaginärteil der komplexen Variable \hat{x}

1 Einleitung

Der in Deutschland genutzte Begriff „Energiewende“ beschreibt einen sozioökonomischen Prozess, der den Wechsel der primären Energieträger der Volkswirtschaft zum Ziel hat (Büscher et al. 2013, S. 11–16). Dieser Wandel ist in der zunehmende Wahrnehmung der negativen Folgen begründet, welche durch die Verbrennung von fossilen Energieträgern, der damit verbundenen Emission von Treibhausgasen und der zunehmenden Erwärmung des Erdklimas entstehen (Unnerstall 2017, S. 28).

Analysiert man die Abhängigkeit der industriellen Energieversorgung von fossilen Energieträgern, kommt man zu dem Ergebnis, dass 57 Prozent des Primärenergiebedarfs direkt aus fossilen Energieträgern gewonnen werden (AGEB 2017, S. 32; AGEB 2018). Ein weiteres Drittel des Energiebedarfs wird durch Elektrizität gedeckt, deren Erzeugung im Jahr 2020 noch zu 71 Prozent auf nuklearen oder fossilen Quellen basierte (AGEB 2020, S. 13).

Als strategische Richtlinie für die Industrie im Rahmen der Energiewende verfolgt die Bundesregierung das Ziel, effizientere Fertigungsprozesse zu etablieren sowie fossile Energieträger durch erneuerbare Energien zu substituieren (BMU 2016, S. 58). Langfristig betrachtet birgt diese Strategie Anreize für Industrieunternehmen, ihre Energieproduktivität über den gesamten Wertschöpfungsprozess zu erhöhen sowie größere regenerative Erzeugungskapazitäten in das lokale elektrische Versorgungssystem zu integrieren.

1.1 Ausgangssituation

Gleichspannungsnetze rücken als Lösungsansatz, um die Energieproduktivität zu erhöhen und regenerative Erzeuger lokal in das elektrische Versorgungssystem zu integrieren, in den Fokus der Industrie (Borcherding et al. 2015, S. 9). Forciert wird dies zum einen durch den technologischen Fortschritt der in der Produktion eingesetzten Elektronik, zum anderen durch den aus dem Einsatz der Gleichspannungstechnologie resultierenden ökonomischen Vorteilen.

Technologisch kennt die elektrische Energieübertragung zwei Lösungsansätze: das Erzeugen von Strömen mit einer Gleichspannung oder mit einer Wechselspannung. Letztendlich ausschlaggebend für den Erfolg der elektrischen Übertragung mit Wechselspannung – die das deutsche Verbundnetz bis heute deutlich dominiert – war die Erfindung des Transformators. Dieser erlaubte, elektrische

Energie bei höherer Spannung über längere Strecken bei geringeren Verlusten zu übertragen, während die Spannung am Ort des Letztverbrauchers erneut reduziert werden konnte. (Sulzberger 2003, S. 66)

Durch die andauernde Weiterentwicklung von Halbleiterschaltern zu immer höherer Leistungsfähigkeit (Rabkowski et al. 2012, S. 25) wird heute ein wachsender Anteil der elektrischen Lasten mit Leistungswandlern betrieben (Kiel 2007, S. 3; ZVEI 2017a, S. 3), deren Energiewandlung Gleichspannung als eine Zwischenstufe nutzt (Kiel 2007, S. 145). Ähnlich verhält es sich beim Einsatz lokaler regenerativer Erzeuger und Speichersysteme, die mit Leistungswandlern in das elektrische Netz eingebunden werden.

Vorteile einer Versorgung mit Gleichspannung (DC, von engl. „direct current“) entstehen durch Entfallen von Gleichrichter- und Wechselrichterkomponenten sowie den Maßnahmen zur Netzfilterung im Vergleich zur Energieübertragung mit Wechselspannung (Borcherding et al. 2015, S. 45).

Ökonomisch bieten dadurch Gleichspannungsnetze Energie- und Ressourceneinsparungen sowie funktionale Vorteile.

Die Versorgung mit Gleichspannung reduziert Wandlungsstellen, erlaubt Energie ohne zusätzlichen Leistungswandler aus Produktionsprozessen in das Versorgungssystem zurückzuführen und vermeidet Blindleistungsverluste – und spart somit Energie. Dieser Effizienzvorteil steigt mit der Kopplung einer möglichst großen Anzahl an Leistungswandlern. (Meike et al. 2012, S. 230; Borcherding et al. 2015, S. 45). Die Ressourceneinsparungen ergeben sich durch einen höheren Effektivwert der Spannung im Gleichspannungsnetz, sodass Kupferquerschnitte in Leitungen, Filtern und Drosseln reduziert werden können. (Borcherding et al. 2015, S. 45).

Funktional handelt es sich bei einem Gleichspannungsnetz um eine lokale elektrische Energieverteilanlage mit einem eigenem Regelungssystem, das auch als Mikronetz (engl. „microgrid“) bezeichnet wird (Schwab 2020, S. 422). Dieses bietet eine Reihe von funktionalen Vorteilen. So kann es gegenüber dem Verbundnetz netzdienlich geregelt werden (Lasseter et al. 2003, S. 9–10), die Versorgung kann im Fall von Stromausfällen zum Beispiel mittels Speichern sichergestellt werden, da das Regelungssystem einen vom Verbundnetz autarken Betrieb erlaubt (Lasseter et al. 2003, S. 19), und zusätzlich kann eigenerzeugter Strom lokal genutzt und ein Überschuss aus der lokalen Erzeugung vermarktet werden (Schwab 2020, S. 422).

Basis für diese Arbeit ist eine Studie von Borcharding et al., welche die Vision eines *industriellen Gleichspannungs-Mikronetzes* darstellt, welches nicht nur Leistungswandler für elektrische Maschinen, sondern auch einen geregelten Koppelpunkt zum Verbundnetz, regenerative Erzeuger und Speichersysteme integriert (Borcharding et al. 2015, S. 9). Aus dieser Vision „DC-Smart-Grid“ entstand im Forschungsprojekt DC-INDUSTRIE ein Konzept für die reale Implementierung (Borcharding et al. 2017, S. 227; ZVEI 2017a, S. 8; ZVEI 2022, S. 76–89). Im Rahmen dieser Entwicklung thematisiert die vorliegende Arbeit das Regelungssystem als Kernelement dieses Konzepts (Borcharding et al. 2017, S. 231–232).

1.2 Problemstellung und Forschungsbedarf

In jedem elektrischen Versorgungssystem müssen Spannungswert und Leistungsgleichgewicht sichergestellt werden, um die Funktion zu erfüllen. Dagegen wirkt, dass die von den Lasten bezogene elektrische Leistung schwankt und der Einsatz regenerativer Erzeugung zudem zu Schwankungen in der Einspeiseleistung führt (Strauß 2009, S. S. 482, 494). Daher muss die von Lasten bezogene Leistung und die Einspeiseleistung aktiv in ein Gleichgewicht geführt werden, um die Versorgung sicherzustellen. Daraus folgt: Für den Betrieb eines elektrischen Versorgungssystems ist ein **Regelungssystem** notwendig.

Die Ziele des Regelungssystems sind es, die **Spannung** innerhalb der zulässigen Grenzen zu halten und das **Leistungsgleichgewicht** zwischen mehreren **parallel betriebenen Energiequellen und Lasten** zu halten. Zusätzlich möchten Unternehmen unterschiedliche Energiequellen und -speicher wirtschaftlich einsetzen. Das Regelungssystem muss dieser Anforderung durch die Möglichkeit einer gezielten **Aufteilung der Leistungsflüsse** gerecht werden.

Unternehmen haben heute zwei Berührungspunkte mit der Regelung elektrischer Versorgungssysteme: Das Regelungssystem des elektrischen Verbundnetzes liegt in der Hand der Übertragungsnetzbetreiber und betrachtet industrielle Endverbraucher als volatile Last, sodass industrielle Wechselspannungsanlagen heute kein lokales Regelungssystem betreiben. Die Gleichspannungszwischenkreise von Antriebssystemen besitzen jedoch ein Regelungssystem, das aber keine lokalen und parallel betriebenen Erzeuger umfasst. Soll ein Mikronetz eingesetzt werden, benötigt dieses ein **Regelungssystem**.

Die lokale Versorgungsinfrastruktur eines Unternehmens wurde bisher nur für die jeweilige Struktur und die Leistungsdaten der Maschinen und Anlagen **ausgelegt** (Kiank et al. 2011, S. 19). Zukünftig wird diese Auslegung durch die Integration regenerativer Erzeuger und Speicher komplexer.

So stehen die Unternehmen vor dem Problem, dass ein Gleichspannungs-Mikronetz die Ziele einer steigenden Energieproduktivität und die Integration regenerativer Erzeuger fördert, der Einsatz aber ein Regelungssystem erfordert. Die Auslegung des Regelungssystems kann aufgrund der individuellen Struktur und Leistungsdaten nicht generisch erfolgen und es existieren keine Lösungsansätze zur Auslegung, da lokale Wechselstromversorgungsanlagen im Verbundnetz kein Regelungssystem besitzen. Hier soll die vorliegende Arbeit abhilfe schaffen.

1.3 Wissenschaftstheoretische Einordnung

Während die Allgemeingültigkeit einer Theorie der idealen Vorstellung von wahren Wissen entspricht, kann dieses Ideal nur in den Formalwissenschaften weitestgehend erreicht werden. Diese Arbeit ist aber den Realwissenschaften zuzuordnen, die diesen Anspruch meist nicht erfüllen können.

Dies liegt in drei Ebenen der realwissenschaftlichen Erkenntnis begründet: dem Entdeckungs-, dem Begründungs- und dem Verwendungszusammenhang.

Wissenschaftliche Schlussfolgerungen können auf zwei Arten begründet werden: aus einem deduktiven logischen Schluss, der auf allgemeingültigen Prämissen basiert, oder mit einem induktiven Schluss, der aus mehreren Beobachtungen auf ein allgemeingültiges Gesetz schließt. (Bacon 2016, S. 42)

Die deduktive Methode basiert auf einem gültigen logischen Schluss aus allgemeingültigen Prämissen, steht aber vor dem Problem, zu allgemeingültigen Prämissen zu gelangen. Die induktive Methode wiederum nutzt einen falschen logischen Schluss und besitzt somit streng genommen keine Rechtfertigung (Hume 2016, S. 228–229).

Diese Problemstellung des Begründungszusammenhangs wird von Karl Popper aufgegriffen. Er löst das Problem, indem er auf Grundlage von Beobachtungen keine allgemeingültigen Gesetze formuliert, sondern zunächst Hypothesen verfasst. Hypothesen können durch eine zuwiderlaufende Beobachtung in einem deduktiven Schluss widerlegt werden. Den Hypothesen wird solange eine Gültigkeit zugesprochen, bis sie widerlegt werden. (Popper et al. 2009, S. 48–57)

Die Formulierung von Hypothesen wird von Charles Sanders Peirce als Abduktion bezeichnet. Eine geeignete Hypothese ist praktisch nutzbar und liefert die beste vorhandene Erklärung für das mögliche Verhalten eines Systems. (Peirce 2016, S. 102–103)

Diese Arbeit orientiert sich an dieser Methodik. So stellt das in Kapitel 5 vorgestellte Auslegungsmodell eine praktisch anwendbare und naheliegende Lösung dar. Diese soll als hypothetische Lösung der in dieser Arbeit verfolgten Zielstellung verstanden werden. Kapitel 6 prüft nun nicht auf Allgemeingültigkeit, sondern beweist, dass die Lösung falsifizierbar ist und unterzieht diese einer kritischen Prüfung. Damit folgt die Arbeit der hypothetisch-deduktiven Methodik Karl Poppers (Popper et al. 2009, S. 56–57).

Ziel einer guten wissenschaftlichen Theorie sind objektive Erkenntnisse. Jedoch verzerrt die subjektive Wahrnehmung jedes Wissenschaftlers seine Beobachtungen (Hanson 2016, S. 341–342).

Kuhn greift diesen Gedanken auf und erweitert ihn auf den gesellschaftlichen Rahmen. Seiner Meinung nach existiert für die meisten wissenschaftlichen Arbeiten ein Paradigma, in dessen Kontext Wissenschaftler nach weiterer Präzisierung und Spezifizierung suchen (Kuhn 1999, S. 116).

Beginnt eine wissenschaftliche Arbeit mit der Problemstellung, wie von Popper betont – „Denn eine wissenschaftliche Theorie (...) ist ja nichts anderes als ein Versuch, ein wissenschaftliches *Problem* zu lösen, also ein Problem, das mit der Entdeckung einer Erklärung zusammenhängt“ (Popper et al. 2009, S. 342) –, dann kann wissenschaftliche Erkenntnis aufgrund des Paradigmas niemals objektiv sein.

Erst durch den Konflikt zwischen neuen Erkenntnissen und dem Paradigma kommt es nach Kuhn zu einer wissenschaftlichen Revolution. In dieser werden vorhergehende Theorien verworfen oder dem Zweck nach neu eingeordnet. (Kuhn 2016, S. 344, 358) Ein neues Paradigma entsteht, welches den Weg zu neuen Problemstellungen öffnet.

Mehr noch ist diese Arbeit einer anwendungsnahen Problemstellung zuzuordnen, die nach Ulrich „zahlreiche verschiedene Aspekte der Wirklichkeit berücksichtigen muss.“ (Ulrich 2001, S. 172) Die Problemstellung entsteht nicht allein aus dem Theoriezusammenhang, sondern aus dem Praxiszusammenhang (Ulrich 2001, S. 172).

Es ist wohl schwierig möglich, das eigene Paradigma objektiv wahrzunehmen. Doch um der subjektiven Färbung der in dieser Arbeit gewonnenen Erkenntnisse zu begegnen, sollen Aspekte des Entdeckungsrahmens für den Fall eines zukünftigen Paradigmenwechsel klar herausgestellt werden. Daher stellen die Kapitel 1 und 2 die Denkmuster und Grundlagen (den Entdeckungszusammenhang) zum Zeitpunkt der Erstellung der Arbeit dar.

Weiterhin bildet Abbildung 1.1 den praktischen Entdeckungszusammenhang ab zwischen den einzelnen naturwissenschaftlichen, technologischen und normativen Grundlagen nach dem Verständnis des Autors.

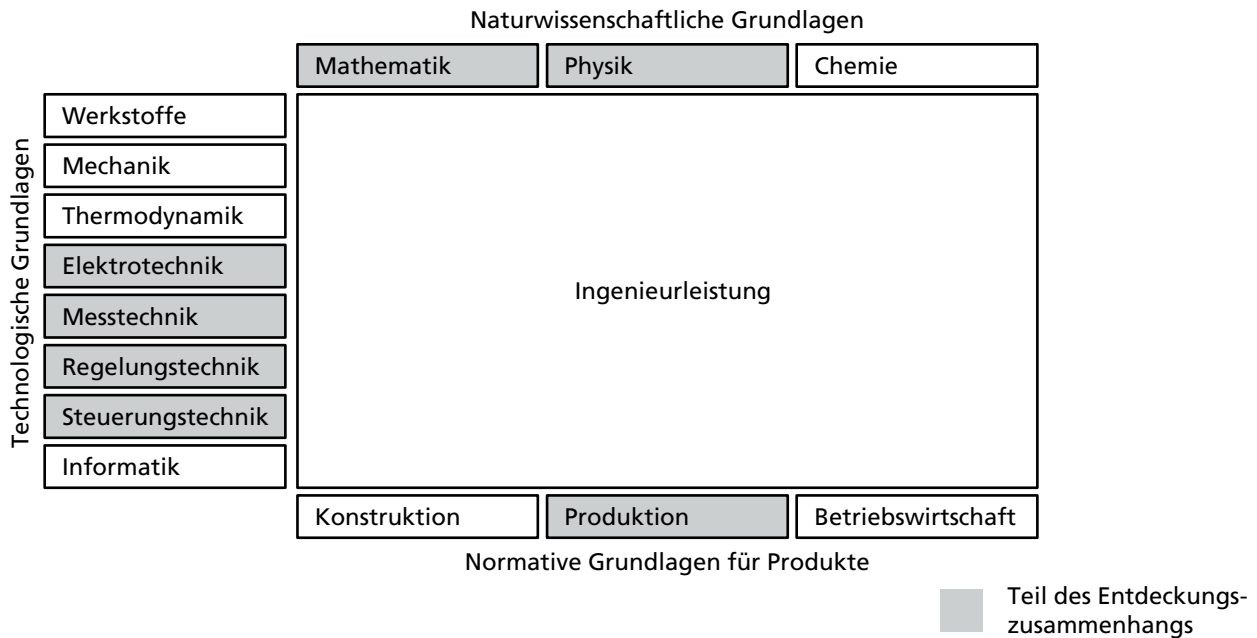


Abbildung 1.1: Entdeckungszusammenhang dieser Arbeit (eigene Darstellung, nach Czichos 2000, S. 14)

Zuletzt soll hier noch der Verwendungszusammenhang dieser Arbeit diskutiert werden. Nach Ulrich sind reale Systeme äußerst komplex und „haben nun die Eigenschaft, dass sie nicht vollständig beschreibbar sind, dass sie sich der vollständigen geistigen Beherrschbarkeit entziehen und dass Voraussagen über einen konkreten künftigen Systemzustand nicht möglich sind (Ulrich 2001, S. 176).“

Daher ist „eine sinnvolle Abgrenzung des Systems und die Anerkennung von Komplexität, beides bezogen auf die Realität, in der ihre Erkenntnisse angewendet werden sollen“ (Ulrich 2001, S. 176) wichtig.

Diese Arbeit grenzt die Anwendung des Problems durch den in Abbildung 1.3 dargestellten Betrachtungsrahmen ab, dessen Begriffe in Kapitel 2 eingeführt und definiert werden. Der Komplexität des realen Sachverhalts wird durch Vereinfachungen an mehreren Stellen innerhalb der Arbeit begegnet. Diese Vereinfachungen werden ausdrücklich herausgestellt und damit der wissenschaftlichen Gemeinschaft zur Diskussion gestellt. Dabei ist das resultierende Ergebnis dieser Arbeit immer im Kontext dieser Vereinfachungen zu verstehen.

Diese Arbeit verfolgt somit eine von Reichenbach formulierte Maxime:

„Wenn wir die Wahrheit über die Zukunft nicht kennen, kann es trotzdem eine beste Annahme über sie geben, d.h. eine beste Annahme relativ zu unseren Kenntnissen.“ (Reichenbach 1983, S. 217)

1.4 Zielsetzung, Forschungsfrage und Aufbau der Arbeit

Das Ziel dieser Arbeit ist die Entwicklung einer Methode zur Auslegung des Regelungssystem eines industriellen Gleichspannungs-Mikronetzes, welches das Leistungsgleichgewicht aufrecht erhält und Leistungsflüsse zwischen unterschiedlichen Energiequellen aufteilt (Abbildung 1.3).

Dieses Ziel wird durch die Beantwortung der zentralen Forschungsfrage erreicht:

Wie kann ein Regelungssystem für ein industrielles Gleichspannungs-Mikronetz ausgelegt werden mit dem Ziel, Leistungsgleichgewicht und Leistungsaufteilung zu erreichen?

Die Beantwortung dieser übergeordneten Frage soll in folgende Teilforschungsfragen untergliedert werden:

- 1. Wie wird ein industrielles Gleichspannungs-Mikronetz definiert?*
- 2. Welche verwandten Ansätze adressieren die Auslegung des Regelungssystems eines industriellen Gleichspannungs-Mikronetzes?*
- 3. Welche Anforderungen werden an eine Methode zur Auslegung des Regelungssystems eines industriellen Gleichspannungs-Mikronetzes gestellt?*
- 4. Wie kann eine Methode zur Auslegung des Regelungssystems eines industriellen Gleichspannungs-Mikronetzes gestaltet werden?*
- 5. Wie kann die Auslegungsmethode des Regelungssystems eines industriellen Gleichspannungs-Mikronetzes in der Anwendung geprüft werden?*

Der Aufbau der Dissertation basiert auf den abgeleiteten Teilforschungsfragen und orientiert sich methodisch am systemischen Forschungsprozess nach Ulrich (Abbildung 1.2, Ulrich 2001, S. 222).

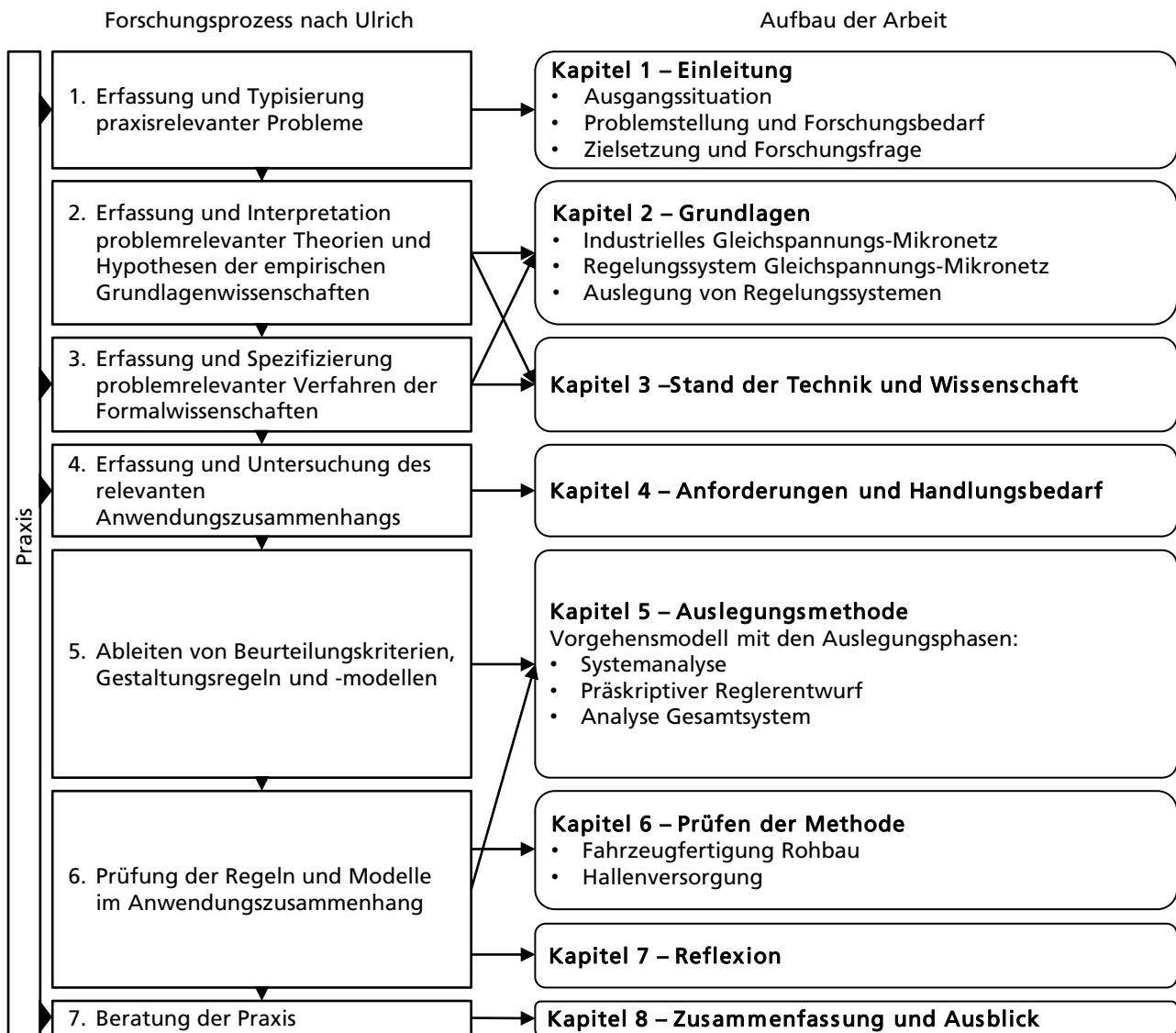


Abbildung 1.2: Aufbau der Arbeit (Ulrich 2001, S. 195)

Kapitel 1 stellt die aus der Praxis abgeleitete Problemstellung der Forschungsarbeit vor.

Kapitel 2 adressiert die zweite Teilforschungsfrage und beschreibt die für diese Arbeit relevanten und allgemein anerkannten Grundlagen. Darunter fällt die Einschränkung des Betrachtungsrahmens durch eine Definition des Begriffs *industrielles Gleichspannungs-Mikronetz* (Kapitel 2.1). Es werden der Begriff *Regelungssystem* und bekannte Ansätze zur Regelung in diesem Kontext vorgestellt (Kapitel 2.2). Zuletzt werden die relevanten Grundlagen der Auslegung von Regelungssystemen adressiert (Kapitel 2.3).

Kapitel 3 adressiert die dritte Teilforschungsfrage und stellt relevante Lösungsansätze aus Technik und Wissenschaft vor. Für die bessere Nachvollziehbarkeit der Ergebnisse wird die Recherchemethode vorgestellt (Kapitel 3.1). Die unter Anwendung dieser Methode ermittelten und relevanten Lösungsansätze werden in Kapitel 3.2 dargestellt.

In Kapitel 4 werden aus den Grundlagen und basierend auf der Zielsetzung die Anforderungen an die Auslegungsmethode abgeleitet. Der sich daraus ergebende Handlungsbedarf wird diskutiert und als Ausgangspunkt für die Konzeptionierung der Auslegung genutzt.

Die hypothetische Auslegungsmethode wird in Kapitel 5 vorgestellt. Diese unterscheidet drei Phasen:

1. Die **Systemanalyse** in der das Auslegungsmodell erzeugt wird (Kapitel 5.2) und die Identifikation der Regelstrecke erklärt wird (Kapitel 0).
2. Der **präskriptive Reglerentwurf** umfasst das Entwerfen der funktionalen Zustände (Kapitel 5.4), die Regelkennlinien zu bestimmen (Kapitel 5.5) und den Primärregler zu entwerfen (Kapitel 5.6).
3. Die letzte Phase **Analyse des Gesamtsystems** umfasst das Überprüfen der Großsignalstabilität (Kapitel 5.7), die Netzresonanzen zu entkoppeln (Kapitel 5.8) und die Umschaltpunkte zu analysieren (Kapitel 5.9).

Im letzten Schritt kommt die neugeschaffene Methode in zwei Fallbeispielen zur Anwendung. Das erste Beispiel betrachtet die Auslegung des Regelungssystems für eine Fertigungszelle im Automobilrohbau (Kapitel 6.1). Das zweite Fallbeispiel wiederum betrachtet die Auslegung des Regelungssystems für die Versorgung der elektrischen Gebäudetechnik mit einem Gleichspannungs-Mikronetz (Kapitel 6.2). In beiden Szenarien wird die neue Methode erprobt und gegen die gestellten Anforderungen validiert.

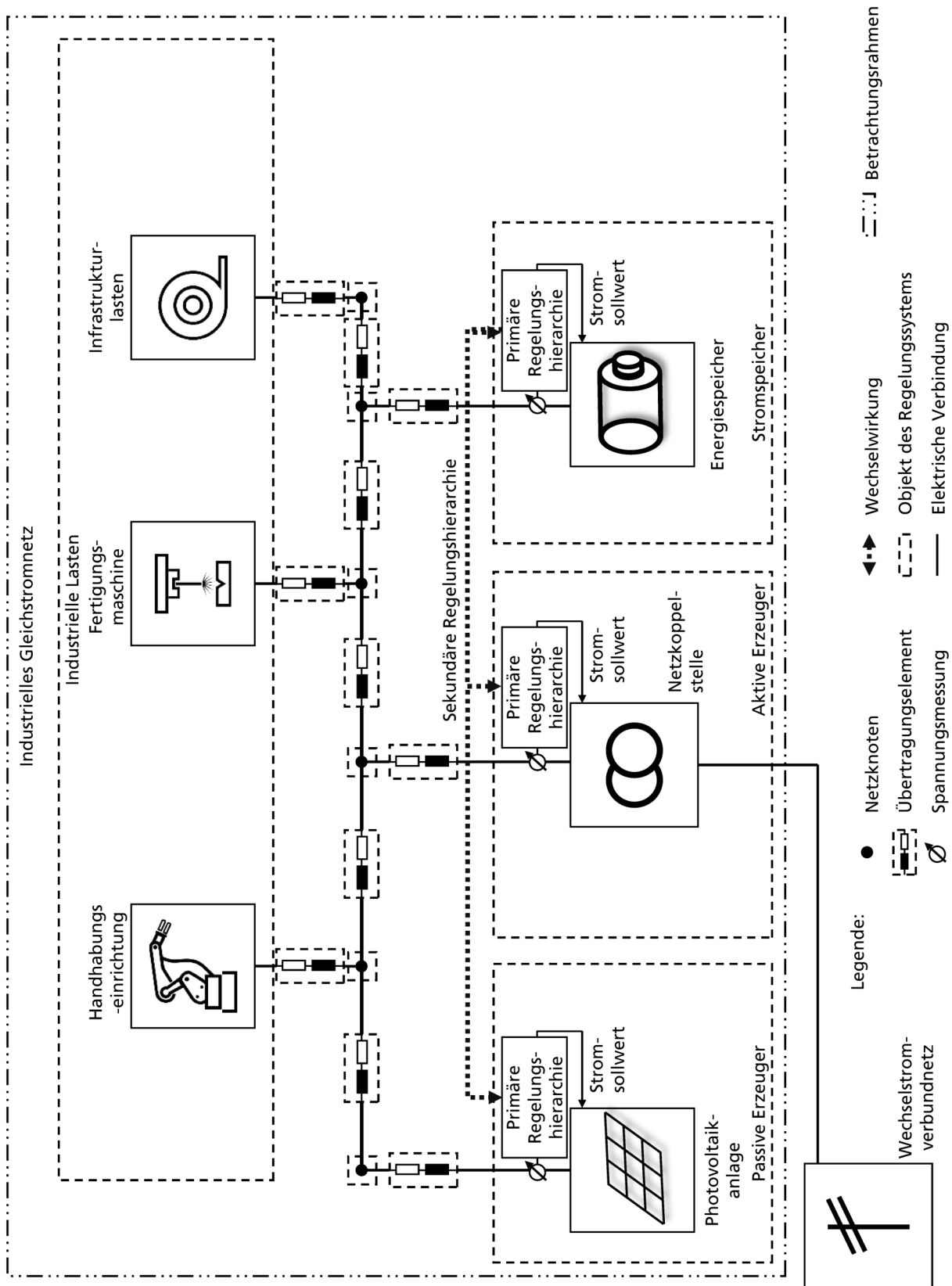


Abbildung 1.3: Betrachtungsrahmen Regulationssystem für industrielle Gleichspannungs-Mikronetze

2 Grundlagen

2.1 Industrielles Gleichspannungs-Mikronetz

Der Begriff *industrielles Gleichspannungs-Mikronetz* (Mikronetz aus dem englischen „microgrid“) ist zentral für das Verständnis dieser Arbeit. Es existieren eine Reihe von Definitionen, die unter diesem Begriff ähnliche, aber nicht vollständig deckungsgleiche Konzepte verstehen. Um das Verständnis des Begriffs im Sinne dieser Arbeit zu schärfen, soll der im Folgenden in bestehende Definitionen eingeordnet sowie von diesen abgegrenzt werden.

2.1.1 Gleichstromnetze

Mit der Diskussion über die effiziente Wandlung und Übertragung von elektrischer Energie rückt der Gleichstrom erneut in den Fokus der Forschung. Getragen wird diese Diskussion von der andauernden Weiterentwicklung von Halbleiterschaltern zu immer höherer Leistungsfähigkeit (Rabkowski et al. 2012, S. 25). Leistungswandler integrieren diese mit passiven Bauteilen und einem Regler und ermöglichen das Gleich- und Wechselrichten von elektrischer Spannung mit einem Wirkungsgrad von über 95 Prozent (Lutz et al. 2011, S. 3). Hochfrequenztransformatoren in Kombination mit Leistungswandler – sogenannte „Solid State Transformer“ – schlagen konventionelle Systeme in Effizienz als auch Leistungsdichte (Huber et al. 2016, S. 19).

Damit entfällt ein substantieller Nachteil für die Energieübertragung mit Gleichspannung. Mehr noch zeigen Applikationen, wie zum Beispiel Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsnetze (HGÜ), dass Gleichstrom in bestimmten Applikationen technologische Vorteile aufweist (Heuck et al. 2010, S. 81) und daher nicht per se als Lösungsmöglichkeit ausgeschlossen werden kann.

Auch in der Industrie verändern leistungselektronische Systeme die Art und Weise, wie wir produzieren, sowie die Wandlungskette des elektrischen Energieverbrauchs.

Im Jahr 2018 wird elektrische Energie in der Industrie zu rund zwei Drittel mit elektrischen Maschinen in mechanische Energie umgewandelt (AGEB 2019, S. 9). Diese elektromechanischen Wandler werden direkt am Wechselspannungsnetz oder mit einem Umrichter betrieben (Binder 2017, S. 9).

Umrichter sind Leistungswandler, die den Betriebspunkt eines elektrischen Antriebs einstellen können und es so ermöglichen, Position oder Drehzahl sowie Moment auf die Anforderungen eines Produktionsprozesses anzupassen. Gerade in hochautomatisierten Maschinen und Produktionsanlagen

sind Umrichter einer „der wichtigsten Funktionsträger“ (Kiel 2007, S. 3), die es ermöglichen, ohne mechanische Umsetzer gezielte Bewegungsabläufe zu realisieren. (Kiel 2007, S. 3)

Unabhängig davon benötigen viele Prozesse keine komplexen Bewegungsabläufe, wie z. B. Pumpen, Transportbänder, Sägen oder Ventilatoren. Diese Prozesse setzen Standard-Industrieantriebe ein (Binder 2017, S. 9), die direkt am Wechselstromnetz betrieben werden können. Aber auch in diesem Segment nimmt die Anzahl der mit Umrichter gesteuerten elektrischen Maschinen zu. So wurden im Jahr 2017 35 Prozent aller neu vertriebenen elektrischen Maschinen dieser Art mit Umrichtern gesteuert (ZVEI 2017a, S. 3). Der Einsatz eines Umrichters bewirkt in vielen Applikationen eine Energieeinsparung, da mechanische Getriebe oder Drosseln ersetzt werden und die elektrische Maschine an einem effizienteren Betriebspunkt fährt (ZVEI 2017b, S. 6–9).

Damit erreichen Umrichter für elektrische Antriebe eine hohe Durchdringung in der Industrie und werden in Zukunft mit steigender Stückzahl zur Bereitstellung mechanischer Energie beitragen.

Der Erfolg dieser Technologie ist eng verbunden mit dem Interesse an der Gleichspannungsenergieübertragung, da es sich bei Umrichtern um Wandler mit Gleichspannungszwischenkreis handelt. Sie wandeln die elektrische Energie zweistufig: Zunächst wird die Versorgungsspannung gleichgerichtet und in einem Gleichspannungszwischenkreis gespeichert, anschließend wird die Gleichspannung mit einem Wechselrichter auf Seite der elektrischen Maschine in einen Drehstrom variabler Amplitude und Frequenz gewandelt (Kiel 2007, S. 145). Die Konsequenz daraus: Speist man den Wechselrichter direkt aus einer Gleichspannungsquelle, kann der Gleichrichter entfallen.

Wie vorteilhaft eine Kopplung der Umrichter von Produktionsmaschinen sein kann, zeigen Meike et al. mit dem Aufbau eines Gleichspannungszwischenkreises zwischen mehreren Industrierobotern. Messungen zeigen, dass Energieeinsparung zwischen 5 und 10 Prozent möglich sind. Diese Einsparungen entstehen, da Umrichter elektrischen Maschinen beim Bremsen gezielt Energie entziehen und in den Zwischenkreis zurückspeisen können. Beim Abbremsen der Achsen eines Industrieroboters wird kinetische Energie der Masse in elektrische Energie zurückgewandelt. Während im konventionellen System nur die Umrichter einer Maschine miteinander gekoppelt sind, kann in diesem Fall die frei werdende „Bremsenergie“ über den Gleichspannungszwischenkreis zwischen den Robotersystemen ausgetauscht werden. Die Rekuperation von Bremsenergie in das Wechselspannungsnetz ist auch möglich, erfordert im Vergleich aber eine komplexere Leistungswandlertopologie. (Meike et al. 2012, S. 230)

Eine Studie von Borchherding et al. kommt zu dem Schluss, dass durch das Wegfallen von dezentralen Wandlungsstellen, wie zum Beispiel Gleichrichtern oder Filtersystemen, ein zusätzliches Energieeinsparpotenzial von 10 Prozent entsteht (Borchherding et al. 2015, S. 41–45). Sie entwickeln die Vision, diese energetischen Vorteile durch den Aufbau von Gleichspannungsnetzen innerhalb von Produktionszellen mit mehreren Maschinen oder einer Hallenversorgung zu heben (Borchherding et al. 2015, S. 5–8).

2.1.2 Mikronetz

Das Konzept des Mikronetzes entsteht im Kontext der Frage, ob das Paradigma einer zentralen Koordination von Regelzonen, die durch Regelkraftwerke kurzfristig auf Frequenzänderungen reagieren, zukunftsfähig ist. Die Ursachen dafür liegen zum einen in der zunehmenden Anzahl verteilter Erzeugungsanlagen, die auf Ebene des elektrischen Verteilnetzes installiert werden. Zum anderen in der Frage, ob die elektrische Versorgung nicht an Effizienz gewinnen könnte, wenn Energieerzeugung und -verbrauch lokal und aufeinander abgestimmt stattfindet. (Marnay et al. 2001, S. 3–4)

Die ursprüngliche Verwendung des Begriffs Mikronetz wird durch das Lawrence Berkeley National Laboratory geprägt (Marnay et al. 2001, S. 1). Dort wird mit der Arbeit im *Consortium for Electric Reliability Technology Solutions* (CERTS), ein erstes Konzept für Mikronetze entwickelt. Ein Ziel des dort vorgestellten Mikronetz-Ansatzes ist etwa, das äußere Wechselstromnetz zu entlasten. Dies wird erreicht, indem die Einspeiseleistung von verteilten Erzeugern lokal in einem begrenzten Netzverbund ausgeglichen wird, während das übergeordnete Energieverteilungssystem an der Netzkoppelstelle von der netzdienlichen Regelung des Mikronetzes profitiert. Weiterhin steht eine Verbesserung der elektrischen Versorgung des Endnutzers im Fokus des Konzepts. Zu den Vorteilen zählen eine erhöhte Ausfallsicherheit, das Entkoppeln von Störungen der externen Versorgung und das Beschränken von Störungen auf einen begrenzten Netzbereich. (Lasseter et al. 2003, S. 1–2)

Das dort entwickelte Konzept integriert lokale Verbraucher von elektrischer und thermischer Energie mit verteilten Erzeugern. Eine besonders hohe Effizienz soll das System durch Nutzung der bei der Stromerzeugung entstehenden Abwärme erreichen. So werden hauptsächlich Brennstoffzellen und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen zur verteilten Energieerzeugung genutzt. Eine übergeordnete Steuereinheit realisiert ein Regelungssystem, das die Energieflüsse im Netz gezielt einstellt. Die übergeordnete Steuereinheit ist über eine Kommunikationsinfrastruktur mit den leistungselektronischen Wandlern der Erzeuger verbunden. Der Lösungsansatz nutzt Wechselstrom zur Energieübertragung

und ist regelungstechnisch an das übergeordnete Netz gebunden, kann aber auch als Inselnetz betrieben werden. (Lasseter et al. 2003, S. 4, 11-14)

Mittlerweile ist der Begriff Mikronetz in die Normenwelt eingezogen und dort definiert worden. Auf der angloamerikanischen Seite (Norm IEEE Std 2030.7-2017, S. 12-13) wird unter einem Mikronetz eine lokale Gruppe elektrischer Verbraucher, Stromspeicher und verteilter Erzeuger verstanden, die sich wie eine regelbare Einheit gegenüber dem externen Netz verhalten. Dabei entscheiden drei zentrale Eigenschaften, ob ein System als Mikronetz bezeichnet werden kann.

Zunächst muss die elektrische Energieverteilanlage klar abgrenzbar von der umgebenden elektrischen Infrastruktur sein. Es gibt klar erkennbare Anbindungspunkte zu überlagerten oder benachbarten elektrischen Verteilanlagen, die nicht mehr dem Mikronetz zugeordnet werden.

Weiterhin besitzt ein Mikronetz ein eigenes Regelungssystem, das die Einspeiseleistung der verteilten Erzeuger, Stromspeicher und regelbaren Verbraucher dem aktuellen Leistungsbedarf anpasst. Innerhalb des Netzes stellt dieses Regelungssystem die Energieversorgung sicher und verteilt Energieströme anhand lokaler Anforderungen. Gegenüber einem Inselnetz ist ein Mikronetz an einem zentralen Punkt mit dem übergeordneten Netz gekoppelt. Das interne Regelungssystem aggregiert die Energieflüsse so, dass das Mikronetz sich gegenüber dem externen Netz wie eine Einheit verhält.

Die dritte Eigenschaft eines Mikronetzes ist, dass die installierte Erzeugungsleistung die kritische Last bedienen kann. Als kritische Last wird der maximale Leistungsbezug der im Mikronetz installierten Verbraucher verstanden. In diesem Fall kann das System vollständig von der Versorgung durch das externe Netz abgetrennt werden und weiterhin seine Versorgungsaufgabe wahrnehmen. Dieser Betrieb wird als autark bezeichnet.

In der europäischen Normenwelt wird der Begriff *Mikronetz* für Wechselstromenergieverteilanlagen definiert als: „group of interconnected loads and distributed energy resources with defined electrical boundaries that acts as a single controllable entity and is able to operate in both grid-connected and island mode.” (Norm IEC TS 62898-2:2018, S. 13)

Im Vergleich zur angloamerikanischen Definition ist die der IEC umfassender. Auch ohne den Anschluss zu einem übergeordneten elektrischen Netz wird das System als isoliertes Mikronetz (engl. „isolated microgrids“) bezeichnet. Ist eine Anbindung zu einem übergeordneten Netz vorhanden, wird zwischen Inselbetrieb und netzgekoppeltem Betrieb unterschieden. (Norm IEC TS 62898-2:2018, S. 15)

Hauptfunktion der Regelungsarchitektur ist der Ausgleich von lokaler Erzeugungs- und Verbraucherleistung. Ist das System an ein übergeordnetes Netz angebunden, muss die Regelung des Mikronetzes es erlauben, den Leistungsfluss zwischen den beiden Systemen einzustellen. (Norm IEC TS 62898-2:2018, S. 18)

Die vorgestellten Definitionen für den Begriff Mikronetz ähneln einander, sind aber nicht vollständig deckungsgleich. Daher wird unter Berücksichtigung dieser Quellen der Begriff Mikronetz im Rahmen dieser Arbeit anhand der folgenden vier Kriterien definiert.

Ein Mikronetz ist ein elektrisches Versorgungssystem für lokale elektrische Lasten, die räumlich klar von anderen elektrischen Versorgungssystemen abgegrenzt werden können.

Als elektrisches Versorgungssystem wird ein technisches System verstanden, das elektrische Energie vom Ort der Entstehung oder Einspeisung zum Ort des Bedarfs transportiert. Das Mikronetz versorgt lokale elektrische Lasten. Das Mikronetz grenzt an außenliegende elektrische Versorgungssysteme.

Ein Mikronetz verbindet Netzeinspeisung, verteilte Energiequellen und elektrische Lasten.

Es handelt sich um die Objekte, die Energie in das Mikronetz einspeisen, diese zeitlich versetzt voneinander aufnehmen und wieder abgeben sowie elektrische Energie in eine sekundäre Energieform wandeln.

Ein Mikronetz besitzt ein eigenes Regelungssystem, das die Versorgung mit Energie innerhalb der eigenen Grenzen sicherstellt.

Damit ergeben sich zwei wesentliche Eigenschaften: Zum einen kann ein Mikronetz als autarke Einheit betrieben werden und zum anderen werden die Energieflüsse im Netz gezielt geführt.

Ein Mikronetz steht im gesteuerten Energieaustausch mit einer übergeordneten elektrischen Energieverteilanlage.

Das Mikronetz verhält sich gegenüber einer übergeordneten elektrischen Energieverteilanlage wie eine Einheit. Der Energieaustausch zwischen Mikronetz und übergeordneter Energieverteilanlage kann über eine Kommunikationsschnittstelle gesteuert werden.

In Abgrenzung der normativen Definition muss ein Mikronetz im Sinne dieser Arbeit nicht zwingend für den autarken Betrieb ausgelegt sein.

2.1.3 Industrielle Lastanforderungen

Im folgenden Abschnitt sollen die Anforderungen an das elektrische Regelungssystem vorgestellt werden, die in einer industriellen Applikation entstehen.

Die Versorgungsaufgabe in der Industrie unterscheidet sich von der eines Inselnetzsystems oder eines öffentlichen Verteilnetzes durch die charakteristische Struktur des Netzes sowie die Eigenschaften der Lasten (Kiank et al. 2011, S. 13–15).

Die Anschlussleistung industrieller Anlagen ist im Schnitt höher als die typischer Lasten im öffentlichen Verteilnetz. Dies zeigt sich durch die höhere durchschnittliche Flächenlast von 70 bis 600 VA/m² im Vergleich zu 2 bis 20 VA/m² (Kiank et al. 2011, S. 13).

Der Zeitverlauf des Leistungsbezugs einzelner Anlagen ist stark vom Prozess abhängig. So ändert sich der Leistungsabruf in unterschiedlichen Maschinenzuständen (z. B. Leerlauf, Einrichten und Bearbeiten) und mit prozessspezifischen Parametern, wie zum Beispiel dem Vorschub einer Fräsmaschine, signifikant. Zusätzlich erzeugen Anfahrvorgänge kurzzeitige Leistungsspitzen und Bremsvorgänge entziehen Prozessen kinetische oder potentielle Energie mit hoher Leistung. (Jeon et al. 2016, S. 1634-1638)

Typischerweise wiederholen sich Produktionsprozesse und damit auch ihr Lastverlauf in einem gewissen Zyklus. Tabelle 2.1 zeigt beispielhaft Zyklusdauer und mittleren Leistungsbedarf von Produktionsprozessen. Die Spitzenlast einzelner Prozesse kann für einen Bruchteil des Zyklus das Hundertfache des mittleren Leistungsbedarfs betragen.

Eine Last wirkt auf den Zustand des elektrischen Versorgungssystems zurück, führt zum Beispiel zum Absinken der Frequenz oder Spannung (Heuck et al. 2010, S. 63). Das Regelungssystem muss diese Rückwirkungen ausgleichen und die Energieeinspeisung im Netz anpassen, um erneut ein Gleichgewicht herzustellen (Heuck et al. 2010, S. 69–70). Verändert sich der Leistungsbezug mit einer gewissen Geschwindigkeit, muss das Regelungssystem dieser folgen können.

Ändert sich der mittlere Leistungsabruf abrupt, kommt es zu instationären Übergängen, bis das Regelungssystem erneut im Gleichgewicht ist (Machowski et al. 2012). Weichen die Betriebspunkte des Regelungssystems voneinander ab, kann sich das Streckenverhalten verändern, zum Beispiel durch Sättigung von Induktivitäten (Heuck et al. 2010, S. 120). In diesem Fall muss das Regelungssystem für alle möglichen Betriebspunkte ausgelegt werden. Man spricht auch von *Großsignalstabilität* oder *transienter Stabilität* (Schwab 2012, S. 883).

Tabelle 2.1: Verhältnis des mittleren Leistungsbedarfs zur Spitzenleistung

Prozess	Gesamtprozess		Spitzenlast		Verhältnis	Quelle
	Zyklusdauer	Mittlere Leistung	Dauer	Spitzenleistung		
Fräsen	13 s	5 kW	0,2 s	38 kW	7,6	Putz et al. 2015, S. 2
Automatisiertes Handhaben	110 s	3,2 kW	0,1 s	13,3 kW	4,2	Senfelds et al. 2019
	110 s	3 kW	0,2 s	16,3 kW	5,4	
Tiefziehen	4 s	9 kW	0,1 s	45 kW	5	Putz et al. 2015, S. 2
			0,1 s	-18 kW		
Spritzgießen	4 s	1,8 kW	0,13 s	83 kW	63	Akiyoshi et al. 2012, S. 2591
	4 s	17 kW	0,14 s	38 kW	2,2	Guedes et al. 2017
Widerstandsschweißen	60 s	0,25 kW	0,1 s	140 kW	560	Senfelds et al. 2018, S. 2
	> 5 s	< 0,8 kW	0,2 s	20 kW	25	Hagemeyer et al. 2017

Aus diesem Zusammenhang wird geschlossen, dass eine methodische Auslegung des Regelungssystems für industrielle Netze die besonderen Eigenschaften der dort vorzufindenden Lasten beachten muss. Es folgen zwei Anforderungen: eine erste an die Geschwindigkeit des Regelungssystems als auch eine zweite an den Betrieb in unterschiedlichen Betriebspunkten.

2.1.4 Leistungswandler

Leistungswandler übernehmen eine zentrale Rolle im Gleichspannungs-Mikronetz, da sie die gezielte Wandlung von Spannungsniveaus, Wechsel- zu Gleichstrom sowie das Einstellen des Stromflusses erlauben (Marenbach et al. 2013, S. 118–119). Damit bieten sie die Stellgrößen, die eine Regelung des Systems erst möglich machen.

Die vorliegende Forschungsfrage dieser Arbeit möchte hauptsächlich die Wechselwirkungen dieser Leistungswandler im elektrischen Versorgungssystem untersuchen. Daher ist es – allein aufgrund der Mächtigkeit des vorhandenen Wissens auf diesem Gebiet (ein kleiner Ausschnitt findet sich in Zach 2010; Lutz et al. 2011; Binder 2017) – nicht zielführend, die gesamten Grundlagen zur Gestaltung von Leistungswandlern im Kontext dieser Arbeit abzubilden. Hingegen ist das Finden einer geeigneten Abstraktion, die einen Übertrag der gewonnenen Ergebnisse auf reale Systeme erlaubt und gleichzeitig Komplexität reduziert, entscheidend.

Daher soll im Folgenden zunächst der Begriff Leistungswandler auf die für das Gleichstromnetz relevanten Typen eingeschränkt werden. Darauf folgend wird eine Methode zum Bilden eines Mittelwertmodells vorgestellt. Dieses erlaubt, das dynamische Verhalten unter Vernachlässigung des Schaltverhaltens abzubilden. Anschließend wird die Vektorregelung eingeführt, die es erlaubt, die Regelung von Wechselstromsystemen durch eine Koordinatentransformation zu linearisieren. Zuletzt

soll der Einfluss von Ausgangsfiltern untersucht werden, da diese auf der Gleichspannungs-Mikro-netzseite Einfluss auf die Eingangsimpedanz haben.

Einteilung, Merkmale und Definition

Zentrale Bauelemente der Leistungselektronik sind Dioden, Thyristoren und abschaltbare Halbleiter, z. B. Bipolartransistoren mit isolierter Gate-Elektrode (engl. „insulated-gate bipolar transistor“, IGBT) oder Metall-Oxid-Halbleiter-Feldeffekttransistoren (engl. „metal-oxide-semiconductor field-effect transistor“, MOS-FET). (Marenbach et al. 2013, S. 119–122).

Leistungselektronische Schaltungen, deren Funktion erst durch Ansteuerung der Bauelemente entsteht, werden als *gesteuert* bezeichnet. Alle anderen Schaltungen werden als *ungesteuert* bezeichnet. Schaltungen mit Dioden und Thyristoren gelten als *fremdgeführt*, da der Zustand der anliegenden Spannung den Leitzustand der Bauelemente bestimmt. Umgekehrt erzeugen *selbstgeführte* Schaltungen das Steuersignal unabhängig vom Zustand der anliegenden Spannung. Nach Marenbach et al. ist es heute üblich, abschaltbare Halbleiter für selbstgeführte Stromrichter einzusetzen, zum Beispiel IGBT (Marenbach et al. 2013, S. 143).

Da die Leistungswandler im Gleichspannungs-Mikronetz den Energiefluss aufgrund einer Führungsgröße einstellen sollen, beschränkt sich diese Arbeit auf die Betrachtung gesteuerter Schaltungen.

Die Lutz definiert Leistungswandler anhand drei charakteristischer Bestandteile (Lutz et al. 2011, S. 498–499):

1. Die Hardware umfasst Leistungshalbleiter, Gate-Treiber, Sensorelemente, Startschaltung, Schutzschaltung und externe Versorgungsschaltungen,
2. ein System zum Abführen der thermischen Energie von den Halbleitern, sowie
3. Hardware und Software zur Realisierung der Pulsweitenmodulation und der Regelung.

Diese Arbeit betrachtet ausschließlich Leistungswandler mit Kondensatoren zur Speicherung von Energie im Zwischenkreis.

Der Einsatz anderer Topologien ist nicht ausgeschlossen, liegt aber nicht Betrachtungsgegenstand dieser Arbeit. Damit folgt der Autor der Aussage von Lutz et al., dass die Vorteile dieser Technologie dazu führen, dass sie in Zukunft den dominierenden Anteil der Leistungswandler ausmachen werde (Lutz et al. 2011, S. 7).

Leistungswandler können anhand von vier Grundfunktionen unterteilt werden. Wird eine Leistung aus einem Wechselstrom in eine Leistung in einem Gleichstromsystem gewandelt, spricht man von *Gleichrichten*. Bei umgekehrter Richtung des Leistungsflusses wird dies als *Wechselrichten* bezeichnet. Wird eine Leistung zwischen zwei Wechselstromsystemen unterschiedlicher Spannung oder Frequenz gewandelt, wird von *Wechselstromumrichten* gesprochen. Ähnlich wird die Wandlung einer Leistung zwischen zwei Gleichstromsystemen unterschiedlicher Spannung als *Gleichstromumrichten* bezeichnet (Marenbach et al. 2013, S. 118).

Diese Definitionen sind bei dem im Gleichspannungs-Mikronetz eingesetzten Leistungswandler nicht immer eindeutig, da die Leistungsflussrichtung häufig nicht festgelegt ist. Daher wird an dieser Stelle auf die Betriebsarten im Vier-Quadrantenmodell zurückgegriffen (Marenbach et al. 2013, S. 483). Wechselrichten entspricht dem Betrieb in den Quadranten I und II, Gleichrichten entspricht den Betrieb in den Quadranten III und IV, Gleichstromumrichten entspricht entweder dem Betrieb in Quadrant I oder IV, beziehungsweise dem invertierenden Betrieb in Quadrant II und III.

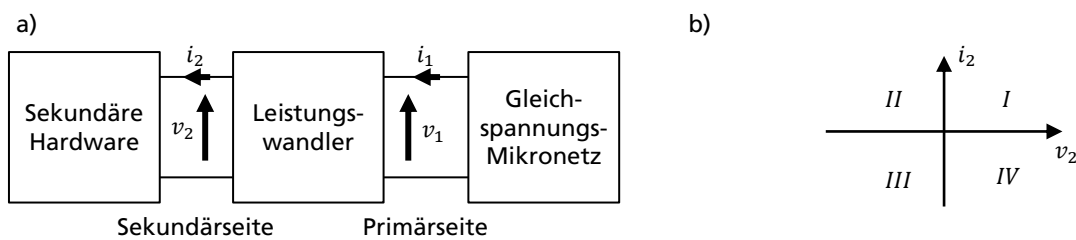


Abbildung 2.1: Betriebsbereiche eines Leistungswandlers

Eine weitere wichtige Eigenschaft von Leistungswandlern ist das Spannungsverhältnis zwischen Primär- und Sekundärseite. Kann der Betrag der sekundären Spannung maximal den Betrag der primären Spannung erreichen, spricht man von einem *Tiefsetzsteller*. Kann der Wandler die Spannung auf der Sekundärseite anheben, spricht man von einem *Hochsetzsteller*. (Marenbach et al. 2013, S. 495-293)

Tabelle 2.2 fasst die Merkmale von Leistungswandlern unterschiedlicher im Gleichspannungs-Mikronetz genutzten Teilnehmer zusammen.

Tabelle 2.2: Teilnehmer und Merkmale der Leistungswandler

Teilnehmer	Quadranten	Spannungswandlung	Funktion
Netzkoppelstelle,	I, II und	Tiefsetzsteller	Wechselrichten (DC/AC)
Schwungmassenspeichersysteme	III, IV		Gleichrichten (AC/DC)

Teilnehmer	Quadranten	Spannungswandlung	Funktion
Windenergieanlagen, Kraft-Wärme-Kopplungsanlage	III, IV	Tiefsetzsteller oder Hochsetzsteller	Gleichrichten (AC/DC)
Batteriespeichersysteme, Brennstoffzelle	I und IV	Tiefsetzsteller oder Hochsetzsteller	Gleichstromumrichten (DC/DC)
Photovoltaikanlagen	IV	Hochsetzsteller	Gleichstromumrichten (DC/DC)
Elektrische Maschinen	I, II, III, IV	Tiefsetzsteller	Wechselrichten (DC/AC)

Mittelwertmodell für Leistungswandler

Die Funktion von Leistungswandlern beruht auf dem Schalten von Stromflüssen über unterschiedliche Leistungspfade (Schröder et al. 2019, S. 5). Dies führt dazu, dass das physikalische Verhalten für jeden Schaltzustand durch einen Satz Differentialgleichungen beschrieben werden kann und sich zum Zeitpunkt des Umschaltens abrupt ändert (Erickson et al. 2004, S. 23–25). Das Ausgangsverhalten eines Leistungswandlers zeigt daher eine sprunghafte Änderung der Beschleunigung des Stroms, der innerhalb eines Bands zwischen einem Maximal- und Minimalwert schwankt.

Die Analyse des Übertragungsverhaltens von Leistungswandlern zeigt, dass das Ausgangssignal zu einer linearen Führungsgröße neben schaltfrequenten Störspektren lineare Übertragungsanteile aufweist, die mit dem zeitlich gemittelten Verlauf zusammenhängen. Das Verhalten eines Leistungswandlers kann daher durch ein Mittelwertmodell in einem Betriebspunkt unter Vernachlässigung der schaltfrequenten Störspektren linearisiert werden. (Erickson et al. 2004, S. 188–190)

Ein typischer Ansatz zur Linearisierung ist das „State Space Averaging“ (Erickson et al. 2004, S. 213–226), das darauf basiert, Zustandsgrößen über den Zeitraum einer Schaltperiode zu mitteln. Während einer Schaltperiode verbleibt die Schaltung in Abhängigkeit des Tastverhältnisses D im Schaltzustand 1 sowie für $1 - D$ im Schaltzustand 2. Es wird jeweils das dynamische Verhalten für jeden Schaltzustand in der Zustandsraumdarstellung formuliert und anschließend über das Tastverhältnis D in eine gemeinsame Zustandsraumdarstellung überführt. Für ein bekanntes Tastverhältnis kann das lineare Übertragungsverhalten somit approximiert werden. (Erickson et al. 2004, S. 216–217)

Eine weitere Methode basiert darauf, die Wirkung der Schaltelemente direkt in der Schaltung zu linearisieren. Dabei wird davon ausgegangen, dass die Zeitkonstanten der Schaltung wesentlich größer sind als die Schaltfrequenz, sodass man das Schaltverhalten vernachlässigen kann, ohne die Systemantwort wesentlich zu verändern. Diese Methode wird als „Circuit Averaging“ bezeichnet und wird im Folgenden am Beispiel eines Hochsetzstellers vorgestellt. (Erickson et al. 2004, S. 229)

Abbildung 2.2 a) zeigt das Ersatzschaltbild eines idealen Hochsetzstellers. In der Schaltung kann das Schaltnetzwerk mit dem Transistor T_1 und der Diode T_2 identifiziert werden. In einem ersten Schritt erfolgt nun das Ersetzen des Transistors gegen eine ideale Spannungsquelle mit dem Spannungssignal v_{T_1} (1). Die Diode wird gegen eine ideale Stromquelle mit dem Stromsignal i_2 ersetzt (2). Abbildung 2.3 zeigt eine Schaltperiode t_s zu einem beliebigen Startzeitpunkt t_n . Entsprechen diese dem Verlauf mit den realen Elementen, wurde bis zu diesem Schritt keine Vereinfachung vorgenommen. Diese folgt, wenn anstelle des realen Verlaufs die über eine Schaltperiode gemittelten Größen \bar{v}_{T_1} und \bar{i}_2 genutzt werden (Abbildung 2.3).

$$v_{T_1} = \begin{cases} 0, & t_n < t < t_n + D \cdot t_s \\ v_2, & t_n + D \cdot t_{T_1} < t < t_n + t_{T_1} \end{cases}, \bar{v}_{T_1} = d v_2 \quad (1)$$

$$i_2 = \begin{cases} 0 & t_n < t < t_n + D \cdot t_s \\ i_1 & t_n + D \cdot t_{T_1} < t < t_n + t_{T_1} \end{cases}, \bar{i}_2 = d i_1 \quad (2)$$

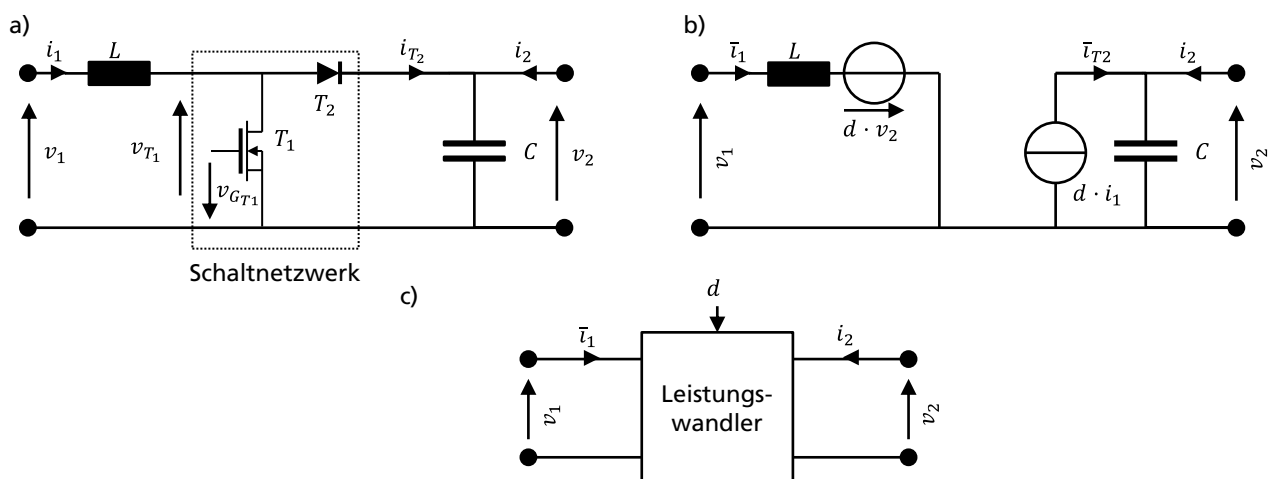


Abbildung 2.2: a) Schaltung, b) Mittelwertmodell und c) Zweitordarstellung eines Hochsetzstellers

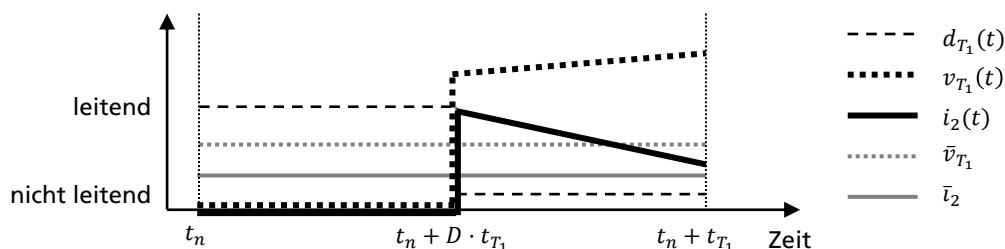


Abbildung 2.3: Verhalten über eine Schaltperiode

Der Tastgrad D bestimmt sich als zeitlicher Mittelwert des Schaltzustands d_{T_1} über eine Schaltperiode. Anhand dieser gemittelten Größen kann das Verhalten des mittleren Spulenstroms \bar{i}_1 mit Gleichung (4) beschrieben werden, das Verhalten der Ausgangsspannung v_2 wiederum mit Gleichung (5). Diese linearen Differentialgleichungen eignen sich dazu, das System um einen Betriebspunkt $(v_{1,0}, v_{2,0}, d_0)$ zu beschreiben und für kleine Auslenkungen um den Betriebspunkt zu untersuchen.

$$D = \frac{1}{t_{T_1}} \int_{t_n}^{t_n+t_{T_1}} d_{T_1}(\tau) d\tau \quad (3)$$

$$\bar{i}_1 = \frac{1}{sL} (v_1 - D \cdot \bar{v}_2) \quad (4)$$

$$v_2 = \frac{1}{sC} (i_2 - D \cdot \bar{i}_1) \quad (5)$$

Es handelt sich um Approximierungen, die in bestimmten Fällen das reale System nicht abbilden können. Dies ist in dem oben gezeigten Beispiel der Fall, wenn der Spulenstrom negativ wird. In diesem Fall müsste der Strom der Diode T_2 negativ werden, was der Eigenschaft einer realen Diode widerspricht. Das lineare Modell vernachlässigt die Sperrspannung der Diode, die im Fall eines negativen Diodenstroms i_{T_2} die Spannung über den Transistor auf die Eingangsspannung v_1 begrenzt. Im Unterschied zur Modellierung schließt das reale System einen negativen Spulenstrom aus. Dieses Modell gilt somit nur in dem von Gleichung (6) beschriebenen Zustandsraum.

$$(v_2 > v_1) \vee (i_1 > 0) \quad (6)$$

Strom als Führungsgröße

Wie in Kapitel 2.2.2 beschrieben, nutzen die Ansätze zur Regelung von Gleichspannungs-Mikronetzen Stromsollwerte als Führungsgröße für die Regelung der einzelnen Leistungswandler.

Die Wahl des Stroms als Führungsgröße ist darin begründet, dass der überwiegende Anteil der Gleichspannungsumrichter eine innere Stromregelschleife besitzt (Ott 2019, S. 48) und die Vektorregelung ein etabliertes Verfahren für die Regelung von Gleichrichtern ist, die unterlagert auf einer Stromregelschleife basiert (Malinowski et al. 2003, S. 350). An dieser Stelle soll der Fokus auf Gleichspannungsumrichtern liegen, um die Grundlagen der Stromregelung zu erklären. Im folgenden Abschnitt werden diese Grundlagen auf Wechselrichtersysteme erweitert.

Abbildung 2.4 zeigt den Aufbau einer digitalen Stromregelung, die als Software auf einer Recheneinheit innerhalb des Wandlers implementiert wird (Schröder 2015, S. 720). Es ist möglich, den Regelkreis mit ähnlichem Aufbau analog zu implementieren (Zach 2010, S. 1295). Diese Realisierungen sollen jedoch nicht im Fokus der Arbeit liegen.

Der Strom wird über einen Sensor erfasst und sein Signal mit einem Analog-Digital-Wandler in ein digitales Stromsignal i gewandelt. Die Führungsgröße (Strom-Sollsignal) und das digitale Stromsignal werden genutzt, um das Stellgrößensignal u^* zu berechnen. In der Schaltmodulation werden die Strompfade gewählt und die digitalen Schaltsignale $d_1 \dots d_n$ für die Leistungstransistoren erzeugt (Anke 2009, S. 270). Diese werden anschließend in Analogsignale zur Ansteuerung gewandelt. Die Ansteuerschaltung stellt dabei die notwendige elektrische Spannung v_{GT} sowie Leistung bereit und sorgt für die galvanische Trennung (Schröder et al. 2019, S. 848–850).

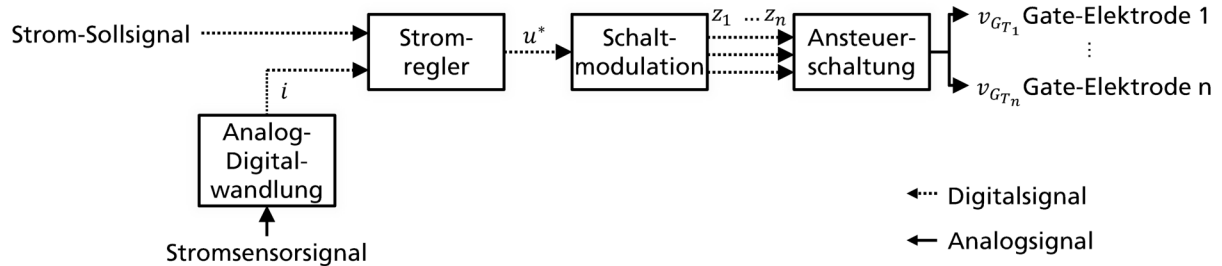


Abbildung 2.4: Aufbau einer Stromregelungskaskade

Für die Betrachtungsrahmen dieser Arbeit ist es ausreichend, sich auf die dominanten Effekte der Stromregelung zu beschränken, sodass für die Grundlagen der Ansteuerschaltung (Schröder et al. 2019, S. 828-831) sowie der Analog-digital-Wandlung (Hering et al. 2014, S. 463-498) auf die Literatur verwiesen wird.

Leistungswandler kennen nur diskrete Schaltzustände. Das gezeigte Beispiel in Abbildung 2.2 a) besitzt zwei Schaltzustände. Über den einen Schaltzustand steigt der Strom über die Spule an, über den zweiten sinkt dieser ab. Soll der Strom einem bestimmten mittleren Verlauf folgen, stellt sich die Frage, zu welchen Zeitpunkten zwischen den Stromzweigen umgeschaltet wird. Diese Problemstellung löst die Schaltmodulation (Anke 2009, S. 94–96). Für Systeme mit zwei Stromzweigen können drei Verfahren unterschieden werden: die Impulsbreitensteuerung (engl. „pulse width modulation“, PWM), die Impulsfrequenzsteuerung (Pulsfrequenzmodulation, PFM) und die Stromleitverfahren (Zweipunktregelung). Die Impulsbreitensteuerung besitzt eine feste Schaltperiode und schaltet in Ab-

hängigkeit des Tastverhältnisses innerhalb der Periode zwischen den Stromzweigen um. Im Unterschied dazu besitzt die Impulsfrequenzsteuerung eine feste Periodendauer für einen der Stromzweige und ändert die Schaltfrequenz. Im Fall des Stromleitverfahrens wird ein Toleranzband um die Führungsgröße eingeführt. Schneidet der aktuelle Stromwert das Toleranzband, wird der Schaltzustand umgekehrt. (Anke 2009, S. 270)

Im Fall der Impulsbreitensteuerung und der Impulsfrequenzsteuerung kann die zuvor eingeführte Mittelung über eine Schaltperiode für die Modellierung des Stromregelkreises genutzt werden. Hier wirkt eine mittlere Spannung \bar{v} auf die Spule G_L , die proportional zu dem Stellsignal u^* ist (7). Für einen festen Betriebspunkt (v_1, v_2) wirkt sie wie eine konstante Verstärkung k_{mod} .

$$\bar{v} = D \cdot v_1 - (1 - D) \cdot v_2 \propto u^* \quad (7)$$

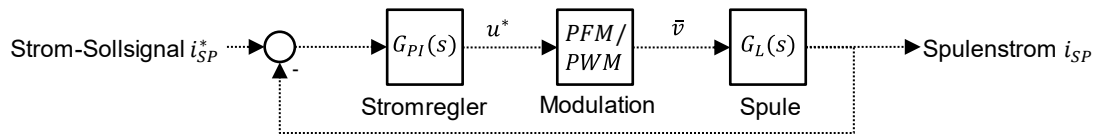


Abbildung 2.5: Modellierung Stromregelkreis mit PWM oder PFM

Ein typischer Stromregler ist in diesem Fall ein Proportional-Integral-Regler (8). Die Übertragungsfunktion des geschlossenen Stromregelkreises unter Berücksichtigung der Übertragungsfunktion G_{SP} der Spule (9) ergibt sich zu $G_{CU}(s)$ (10). Besitzt das übergeordnete Regelungssystem dominante Polstellen deutlich unterhalb der Kennkreisfrequenz ω_0 , kann die Stromregelung anhand eines Verzögerungsglieds 1. Ordnung approximiert werden (11). Die Eckfrequenz ω_{CU} wird nun auf die Durchtrittsfrequenz des geschlossenen Stromregelkreises G_{CU} gelegt (Ott 2019, S. 75).

$$G_{PI} = k_P \cdot \left(1 + \frac{1}{T_N s} \right) \quad (8)$$

$$G_{SP}(s) = \frac{1}{sL} \quad (9)$$

$$G_{CU}(s) = \frac{i_{SP}}{i_{SP}^*} = \frac{G_{PI} G_L}{1 + G_{PI} G_L} = \frac{(T_N s + 1)}{s^2 / \omega_0^2 + 2D / \omega_0 \cdot s + 1}, \omega_0 = \sqrt{\frac{k_P}{T_N L}}, D = \sqrt{\frac{k_P T_N}{4L}} \quad (10)$$

$$G_{CU}(s) \cong \frac{1}{s / \omega_{CU} + 1} \quad (11)$$

Das Stromleitverfahren ist ein nichtlineares Regelungsverfahren, das auch als Hystereseregulierung oder strukturvariable Regelung in der Literatur bezeichnet wird (Adamy 2014, S. 440). Die Funktionsweise dieser Regelung soll am Beispiel eines Synchronwandlers (Abbildung 2.6) erklärt werden. Diese vereinfacht dargestellte Schaltung kann für Spannung v_1 größer als v_2 einen Strom zwischen beiden Spannungsquellen einstellen. Typisch für diesen Wandler ist die parallele Ansteuerung der Transistoren T_1 und T_2 (12), die jeweils invers geschaltet werden (Zach 2010, S. 688).

$$d_{T_1} = 1 - d_{T_2} \quad (12)$$

Die Änderung des Spulenstroms ist abhängig von der Spuleninduktivität L und dem Schaltzustand (13). Ist Transistor 1 geschlossen, sinkt der Strom über die Spule. Er steigt wiederum, wenn Transistor 2 geschlossen ist.

$$L \cdot \frac{di_{SP}}{dt} = v_1 - d_{T_1} v_2 = \bar{v} + u \quad (13)$$

Im Fall des Stromleitverfahrens wird der Spulenstrom i_{SP} erfasst und die Regelabweichung e_{CU} vom Sollwert i^* berechnet. Über- oder unterschreitet die Regelabweichung ein definiertes Toleranzband Δe_{CU} wird der Schaltzustand gewechselt. Der sich ergebende Stromverlauf ist ein Dreieckssignal, das um den mittleren Sollwert pendelt (Anke 2009, S. 270). Das Schaltgesetz wird dabei in Abhängigkeit der Flussrichtung des Sollstroms geändert (14) (15).

$$z_{T_1} = \begin{cases} 0, & e_{CU} < -\Delta e \\ 1, & e_{CU} \geq +\Delta e \end{cases} \text{ für } i_{SP} > 0 \quad (14)$$

$$z_{T_1} = \begin{cases} 1, & e_{CU} < -\Delta e \\ 0, & e_{CU} \geq +\Delta e \end{cases} \text{ für } i_{SP} < 0 \quad (15)$$

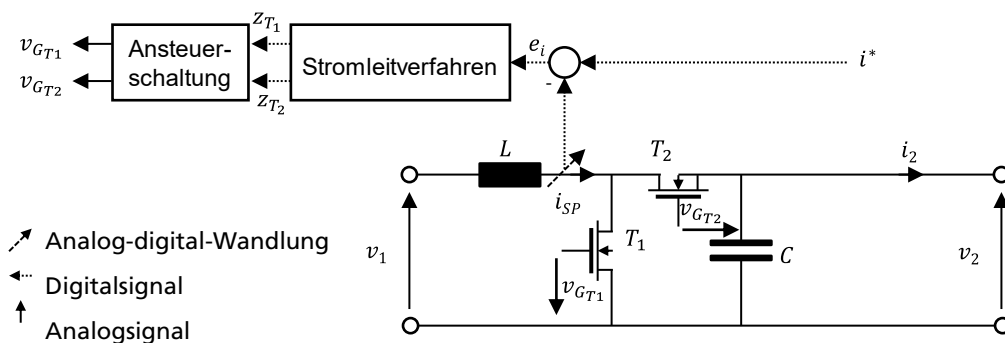


Abbildung 2.6: Vereinfachtes Ersatzschaltbild eines Synchronwandlers mit Hysteresebandregelung

Um das Regelverhalten zu verstehen, wird die Spulenspannung für einen Betriebspunkt als die Summe einer mittleren Spannung \bar{v} (16) und dem Stellsignal u des Reglers dargestellt (13). Wird das Toleranzband klein genug, kann das Stellsignal mathematisch in Abhängigkeit des Stromsollwerts dargestellt werden (17) (Adamy 2014, S. 441). Die Gleichung innerhalb der Signumfunktion beschreibt die idealisierte Dynamik des Systems unter Vernachlässigung des Schaltverhaltens (Adamy 2014, S. 442). In der Theorie folgt der Spulenstrom dem Sollstrom ohne Verzögerung.

$$\bar{v} = \frac{2v_1 - v_2}{2} \quad (16)$$

$$u = \frac{v_2}{2} \cdot \text{sign}(i_{SP} - i^*) \quad (17)$$

Das reale Systemverhalten wird durch die maximale Beschleunigung des Spulenstroms begrenzt. Diese ist abhängig von der Spannungsdifferenz zwischen Primär- und Sekundärseite. Diese Arbeit nimmt vereinfachend an, dass diese Effekte für die Betrachtung einer überlagerten Regelschleife vernachlässigbar sind.

Wechselrichten mit Vektorregelung

Die vorhergehenden Betrachtungen sind auf Gleichspannungswandler begrenzt, können allerdings analog auch auf gesteuerte Gleichrichter übertragen werden. Grundsätzlich kann die Regelung von gesteuerten Gleichrichtern in spannungsbasierte oder flussbasierte Verfahren eingeteilt werden (Abbildung 2.7). (Dokić et al. 2015, S. 441)

Der Fokus soll in dieser Arbeit auf der Vektorregelung liegen, welche es erlaubt den Strom als Führungsgröße einzusetzen¹.

¹ Durch diese Eigenschaft findet hauptsächlich die Vektorregelung im Bereich der Gleichspannungs-Mikronetze Anwendung. Daher wird für die anderen Verfahren auf ergänzende Literatur verwiesen: spannungsbasierte Leistungsregelung (Noguchi et al. 1996), flussorientierte Regelung (Takahashi et al. 1989), flussbasierte Leistungsregelung (Smidt et al. 1995).

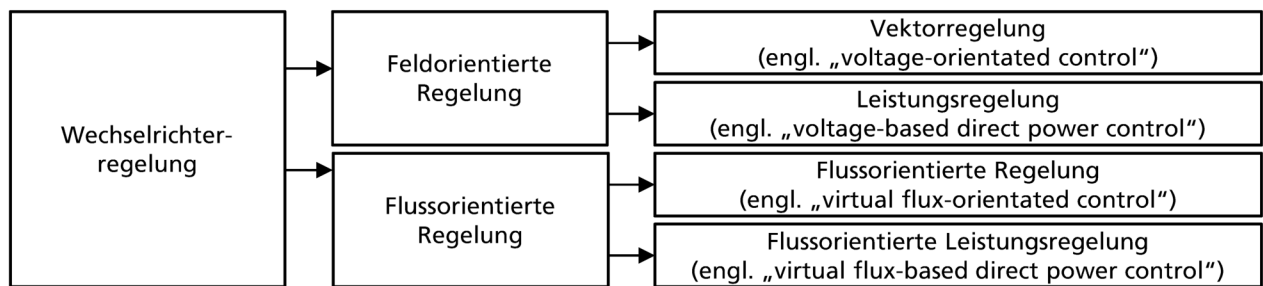


Abbildung 2.7: Regelungsarten von Spannungswischenkreisinvertern nach (Dokić et al. 2015, S. 441)

Abbildung 2.8 zeigt den Aufbau eines dreiphasigen Gleichrichters. Auf der linken Seite werden die drei Phasen (Leiter 1 bis 3) eines Wechselstromnetzes angeschlossen. Jeder Leiter ist über eine Induktivität ($L_1 - L_3$) mit dem Mittelpunkt einer Halbbrücke verbunden, bestehend aus zwei Leistungstransistoren. (Anke 2009, S. 296)

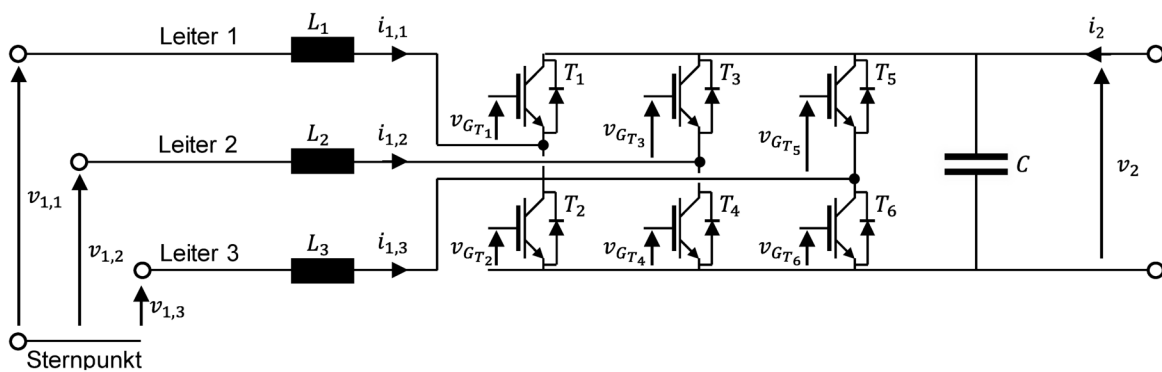


Abbildung 2.8: Aufbau dreiphasiger Gleichrichter

Die Vektorregelung basiert darauf, dass die Regelstrecke durch eine Koordinatentransformation linearisiert wird (Abbildung 2.9). Mit der Clarke-Transformation werden die dreiphasigen Spannungen und Ströme der Wechselstromseite in rotierende Zeiger in der komplexen Ebene (18) konvertiert (Duesterhoeft et al. 1951, S. 1248).

$$\hat{i} = \begin{pmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \\ i_0 \end{pmatrix} = \frac{2}{3} \begin{pmatrix} 1 & -1/2 & -1/2 \\ 0 & \sqrt{3}/2 & \sqrt{3}/2 \\ 1/2 & 1/2 & 1/2 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} i_1 \\ i_2 \\ i_3 \end{pmatrix} \quad (18)$$

Man trifft die Annahme, dass die Wechselstromquelle eine sinusförmige Spannung konstanter Frequenz ω erzeugt, und transformiert dahingehend den Stromzeiger \hat{i} in ein rotierendes Koordinatensystem (19). Man spricht von der sogenannten Park-Transformation (Park 1929, S. 719–720). Die

Ebene wird durch die zueinander orthogonal stehenden q- und d-Achsen aufgespannt, wobei die d-Achse kollinear zum Spannungszeiger verläuft. Daraus ergeben sich zwei voneinander unabhängige Freiheitsgrade: der Wirkleistungsstrom i_d sowie der Blindleistungsstrom i_q .

$$\begin{pmatrix} i_d \\ i_q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \cos(\varphi(t)) & \sin(\varphi(t)) \\ -\sin(\varphi(t)) & \cos(\varphi(t)) \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{pmatrix} \quad (19)$$

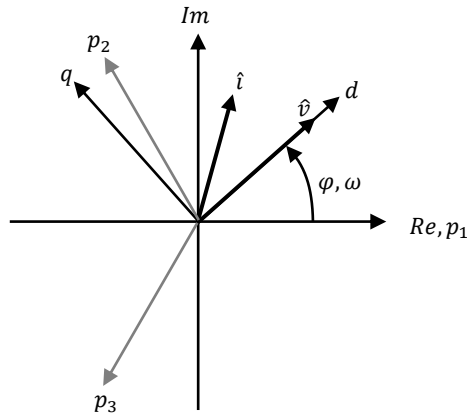


Abbildung 2.9: Koordinatentransformation

Abbildung 2.10 zeigt den Aufbau der Vektorregelung, die zunächst den Stromzeiger in d-Achsenrichtung i_d und in q-Achsenrichtung i_q zerlegt. Unter der Voraussetzung, dass Blindleistungs- und Wirkleistungsstrom voneinander entkoppelt sind, können diese separat voneinander geregelt werden. Dies wird durch Addition von den Kopplungstermen $v_{K,d}$ und $v_{K,q}$ erreicht, welche die Wirkung der vorgeschalteten Induktivitäten L kompensieren (Bernet et al. 2012, S. 141). Die Ausgänge der Stromregler werden zunächst in den Spannungszeiger \hat{v}^* zurücktransformiert und anschließend über die Raumzeigermodulation (engl. „space vector modulation“) in Schaltsignale für den Gleichrichter gewandelt (Bernet et al. 2012, S. 131–132). Durch die Orientierung der d-Achse an dem Spannungszeiger ergibt sich, dass der d-Strom zu einer Übertragung von Wirkleistung zwischen Primär- und Sekundärseite führt. (Dokić et al. 2015, S. 447) Soll der sekundärseitige Strom i_2 eingestellt werden, ist zu beachten, dass sich dieser in Abhängigkeit des Spannungsverhältnisses unter Vernachlässigung des Wirkungsgrads aus dem d-Strom ergibt (20).

$$i_2 = \frac{3}{2} \cdot \frac{v_d}{v_2} \cdot i_d \quad (20)$$

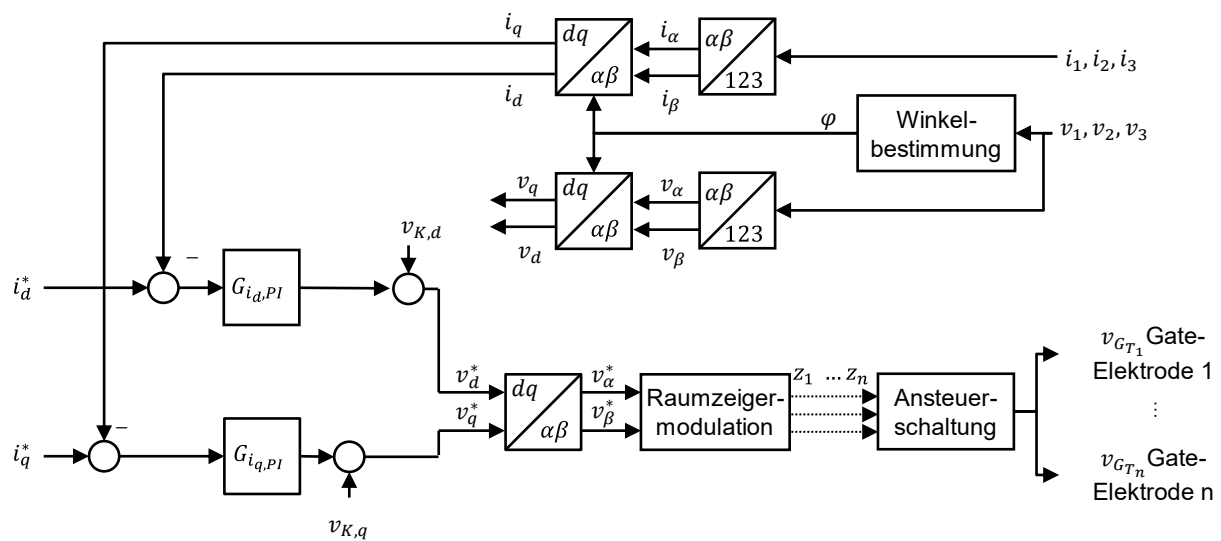


Abbildung 2.10: Vektorregelung eines aktiven Gleichrichters (Malinowski et al. 2003, S. 350).

Das Übertragungsverhalten des d-Stromreglers kann unter Vernachlässigung dynamischer Effekte höherer Frequenz mit einem PT1-Element approximiert werden (21). Hier wird die Eckfrequenz ω_{CU} anhand der Durchtrittsfrequenz des realen Stromregelkreises genutzt. (Schröder 2015, S. 1578–1579)

$$G_i(s) = \frac{i_d}{i_d^*} \cong \frac{1}{s/\omega_{CU} + 1} \quad (21)$$

Ausgangsfiler

Das diskrete Schaltverhalten von Leistungswandlern strahlt leitungsgebundene Störungen in Form von Strom- und Spannungswelligkeit ab. Da diese zum einen zur Störung der eigenen Funktion sowie der Funktion anderer Geräte im Netz führen kann, ist der Einsatz von Ausgangsfiltren notwendig (Ott 2019, S. 105).

Wesentlich für diese Arbeit ist, dass diese Filterstrukturen das Verhalten parallel geschalteter Leistungswandler beeinflussen (Middlebrook 1976; Alfayyumi et al. 1999) und die Stabilität des Gesamtsystems gefährden können. Da diese Eigenschaft in der Auslegung der Netzregelung Berücksichtigung finden soll, wird an dieser Stelle kurz auf typische Realisierungen von Ausgangsfiltren eingegangen und deren Auswirkung auf die Eingangsimpedanz eines Leistungswandlers aufgezeigt.

Mit steigender Größe des Ausgangskondensators C sinkt die Störausstrahlung (Dokić et al. 2015), was allerdings nur innerhalb gewisser technologischer Grenzen möglich ist. Daher hat sich der Ein-

satz einer π -Filterstruktur durchgesetzt (Ott 2019, S. 106). Diese besteht neben dem Ausgangskondensator aus einer Filterinduktivität L_f , einem Widerstand R_f und einem Filterkondensator C_f , wie in Abbildung 2.11 dargestellt. Typischerweise wird der reale Filteraufbau um weitere Dämpfungselemente zur Dämpfung der entstehenden Resonanz ergänzt (Erickson et al. 2004, S. 391-398).

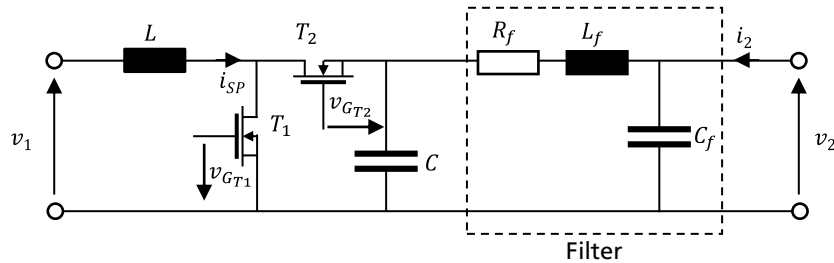


Abbildung 2.11: Gleichspannungswandler mit Ausgangsfilter

Die Eingangsimpedanz ergibt sich zu (22). Das durch den Filter entstehende dominante Verhalten ist eine komplex konjugierte Nullstelle, die ab der Grenzfrequenz ω_D (123) zu induktivem Eingangsverhalten führt (Ott 2019, S. 139).

$$Z_2 = v_2/i_2 = \frac{1 + R_f C \cdot s + L_f C \cdot s^2}{(1 + R_f C \cdot s + L_f C \cdot s^2)C_f \cdot s + C \cdot s} \quad (22)$$

$$\omega_0^2 = \frac{1}{L_f C} \quad (23)$$

$$D = \frac{R_f}{2} \sqrt{\frac{C}{L_f}}, \quad (24)$$

$$\omega_D = \omega_0 \cdot \sqrt{1 - D^2} \quad (25)$$

2.1.5 Übertragungselemente

In der Industrie kommen hauptsächlich Kabel (Kiank et al. 2011, S. 14) und bei höherer Leistung Stromschienen (Siemens AG 2015, S. 231–232) für die elektrische Energieübertragung zum Einsatz.

Im Niederspannungsbereich (bis 1500 Volt Gleichspannung) sind mehrere jeweils zueinander isolierte Einzeladern in einen Kabelmantel gefasst. Der überwiegende Anteil der Leitungen nutzt Kunststoffe als Isolationsmaterial, wie zum Beispiel Polyvinylchlorid (PVC), Polyethylen (PE) oder Polypropylen (PP). (Heuck et al. 2010, S. 244)

Das Übertragungsverhalten der Leiter zeigt einen zum Strom proportionalen Spannungsabfall. Zusätzlich entstehen durch die elektromagnetischen Wechselwirkungen zwischen den Einzeladern eine kapazitive und eine induktive Komponente. Charakterisiert wird dieses Verhalten mit Kapazitäts- C' , Induktivitäts- L' und Widerstandsbelägen R' (zusammengefasst werden die drei Eigenschaften als Leitungsbeläge bezeichnet), die die differentielle Änderung mit der Leitungslänge beschreiben. (Hering et al. 2014, S. 626)

Typischerweise sind diese Eigenschaften frequenzabhängig, da es innerhalb der Einzeladern zu inhomogener Stromdichteverteilung kommt. In der Literatur sind diese auch als Skin- und Proximity-Effekt bekannt (Kasper et al. 1987, S. 333–339).

Das Übertragungsverhalten wird häufig mit einem Π -Ersatzschaltbild approximiert, das die differentiellen Eigenschaften in konzentrierte Kapazitäten, eine Induktivität und einen Widerstand anhand der Kabellänge l überführt (Abbildung 2.12). Vereinfachend werden die Frequenzabhängigkeit der Leitungsbeläge sowie die realen Welleneigenschaften vernachlässigt. Diese Approximation ist gültig, sofern nur das Übertragungsverhalten des Kabels wesentlich unterhalb der Eigenfrequenz f_{EIG} (26) abgebildet werden soll. (Heuck et al. 2010, S. 219–220)

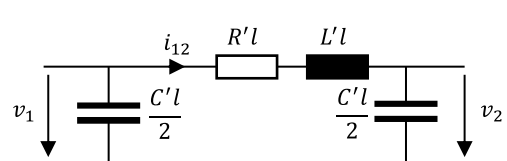
$$f_{EIG} = \frac{1}{2\pi \cdot \sqrt{L' \cdot C'/2} \cdot l} \quad (26)$$


Abbildung 2.12: Π -Ersatzschaltbild

Abbildung 2.13 zeigt die Veränderung der Eigenfrequenz für die Stromschiene LDA7410 (Tabelle A 3) und einem PVC Kabel mit 50 mm^2 (Tabelle A 2). Sollten die durch das Modell abzubildenden Effekte in der Nähe oder oberhalb der Resonanz liegen, muss die frequenzabhängige Übertragungseigenschaft modelliert werden. Ansätze dafür existieren im Bereich der Hochspannungsgleichstromübertragung (D'Arco et al. 2015, S. 1–10), da dort wesentlich längere Strecken überbrückt werden.

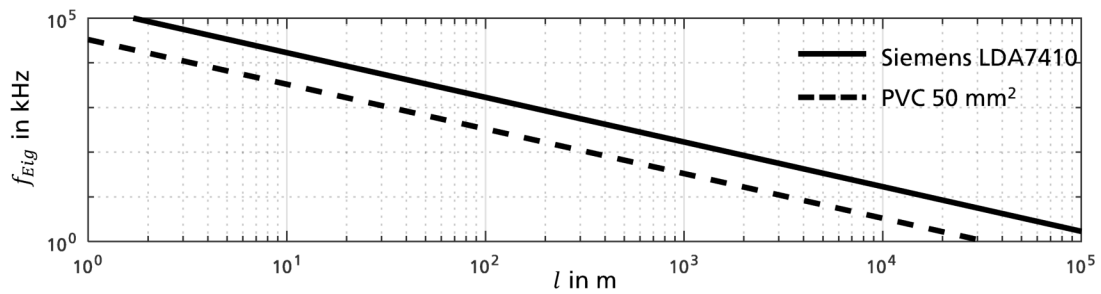


Abbildung 2.13: Eigenfrequenz in Abhängigkeit der Kabellänge

2.1.6 Sekundäre Hardware

Die Hardware des Gleichspannungs-Mikronetzes, die hinter dem Leistungswandler angeschlossen wird, wird im Rahmen dieser Arbeit als sekundäre Hardware bezeichnet. Darunter fallen Energiequellen, Speichersysteme, Netzkoppelstellen oder elektrische Lasten.

Zum Betrieb der Hardware sind bestimmte Funktionen eines Sekundärreglers erforderlich, wie in Tabelle 2.3 gezeigt.

Tabelle 2.3: Beispiele für sekundäre Regelungsziele

Sekundäre Hardware	Funktion des Sekundärreglers
Windenergieerzeugungsanlage	<ul style="list-style-type: none"> • Einstellen der optimalen Drehfrequenz des Generators zum Erreichen der maximalen Erzeugungsleistung (Koutroulis et al. 2006) • Einstellen des optimalen Anstellwinkels der Rotoren für maximale Erzeugungsleistung (Watter 2019, S. 76–80) • Einstellen des Azimut in Abhängigkeit der Windrichtung (Watter 2019, S. 75)
Photovoltaikanlage	<ul style="list-style-type: none"> • Einstellen der optimalen Erzeugungsspannung an den Photovoltaikmodulen für maximale Erzeugungsleistung (Tahiri et al. 2016; Wesselak et al. 2017, S. 47–50)
Batteriespeicher ²	<ul style="list-style-type: none"> • Aufrechterhalten eines operativ zulässigen Ladezustandsbereichs (Norm IEEE Std 2030.2.1-2019, S. 32) • Einstellen des operativen Temperaturbereichs (Norm IEEE Std 2030.2.1-2019, S. 32) • Stoppen des Betriebs im Fall von Fehlern oder Versagen (Norm IEEE Std 2030.2.1-2019, S. 32)
Elektrische Maschinen	<ul style="list-style-type: none"> • Einstellen einer Position, Rotationsgeschwindigkeit oder des Moments (Binder 2017, S. 664-667) • Einstellen der magnetischen Felder (Binder 2017, S. 1124-1127)

² Diese Darstellung ist nicht vollständig. Die Funktionen der Sekundärregelung von Stromspeichersystemen sind von der gewählten Technologie und dem Aufbau des Speichers abhängig. Im Fall eines elektrochemischen Speichers auf Zellbasis sind zum Beispiel unterlagerte Batteriemanagementsysteme notwendig.

Sekundäre Hardware	Funktion des Sekundärreglers
Netzkoppelstelle	<ul style="list-style-type: none"> Einstellen der bereitgestellten Blindleistung im Wechselstromnetz (Schröder et al. 2019, S. 1290)

2.2 Regelungssystem eines Gleichspannungs-Mikronetzes

Der Begriff *Regelungssystem* bezeichnet in dieser Arbeit alle regelungstechnischen Maßnahmen, die notwendig sind, das gewünschte dynamische Verhalten des elektrischen Netzes zu erreichen (Machowski et al. 2012, S. 4). Der Begriff wird im Folgenden zunächst durch die betroffenen Objekte und die Architektur abgegrenzt. Anschließend wird das gewünschte dynamische Verhalten anhand der Funktionen des Regelungssystems eingeführt. Die Grundlagen der Regelung von Gleichspannungs-Mikronetzen wird anschließend basierend auf dieser Abgrenzung diskutiert.

2.2.1 Objekte

Das Regelungssystem eines Mikronetzes kann in einzelne Objekte zerlegt werden. Ferner orientiert es sich an der IEEE Std. 2030.7 (Norm IEEE Std 2030.7-2017) sowie der im Forschungsprojekt DC-INDUSTRIE entworfenen Klassifizierung für das Netzmanagement (Borcherding et al. 2017, S. 232):

Das Regelungssystem besteht zum einen aus Energiequellen und -senken, die als *Teilnehmer* bezeichnet werden. Ein Teilnehmer umfasst sekundäre Hardware, die elektrische Energie bereitstellt, aufnimmt oder speichert sowie den Leistungswandler, der die Eigenschaften und den Austausch der elektrischen Energie mit dem Mikronetz einstellt. Da die Eigenschaften von Teilnehmern sehr unterschiedlich sein können, werden sie unterteilt in Netzkoppelstellen, Erzeuger, Stromspeicher und Lasten (Weckmann et al. 2017, S. 605).

Der Begriff *Netzkoppelstelle* bezeichnet die Punkte, an welchen das Mikronetz mit einer übergeordneten Energieverteilanlage verbunden ist. Im Fall eines Gleichspannungs-Mikronetzes bedarf es eines Leistungswandlers, der die Wechselspannung gleichrichtet.

Diese Arbeit beschränkt sich auf die Betrachtung aktiver Gleichrichter, da der Strom über diese Geräte durch das Regelungssystem eingestellt werden kann und somit die Regelung des Netzes ermöglicht.

Erzeuger sind Anlagen, deren Energiewandlung von einer primären Quelle vor Ort stattfindet. Zu den Erzeugern gehören zum einen mechanisch angetriebene elektrische Maschinen, wie zum Beispiel Stromerzeugungsaggregate, Kraftmaschinen auf Basis von Turbinen, Windturbinen oder Kraft-

Wärme-Kopplungsanlagen, zum anderen inverterbasierte Systeme wie zum Beispiel Brennstoffzellen und Photovoltaikanlagen (Norm IEEE Std 2030.7-2017, S. 27).

Diese Arbeit beschränkt sich auf die Betrachtung von Erzeugern mit aktivem Gleichrichter oder Gleichspannungsumrichter, da das Regelungssystem nur bei solchen Systemen die Einspeiseleistung einstellen kann.

Die Leistungsbereitstellung regenerativer Quellen ist von aktuellen Umgebungsbedingungen abhängig. Entweder ist die Leistungsbereitstellung daher durch die Quelle vorgegeben oder sie wird unterhalb des maximal zur Verfügung stehenden Werts durch das Regelungssystem begrenzt. Ein Erzeuger kann diesen Zustand zur Laufzeit ändern, zum Beispiel, wenn eine gewisse Spannung innerhalb des Gleichstromnetzes überschritten wird und die Einspeiseleistung gedrosselt werden muss.

Wird die Leistungsbereitstellung direkt durch das Regelungssystem vorgegeben, wird der Erzeuger als *aktiv* bezeichnet und der Einspeisestrom fungiert als Stellgröße für das Regelungssystem. Im Falle dessen, dass die Quelle die aktuelle Leistungsbereitstellung bestimmt, wird er hingegen als *passiv* bezeichnet und der Strom des Erzeugers ist eine Störgröße. (Borcherding et al. 2017, S. 232).

Unter *Stromspeichern* werden alle Systeme verstanden, die elektrische Energie zu einem bestimmten Zeitpunkt aufnehmen und zeitversetzt unter Berücksichtigung von Wandlungsverlusten wieder in das Netz abgeben können (Norm IEC TS 62898-2:2018, S. 9). Speichersysteme besitzen eine begrenzte Kapazität und können nicht dauerhaft Energie bereitstellen. Der Einspeisestrom von Stromspeichern ist eine Stellgröße für das Regelungssystem. Kondensatoren, die ohne Leistungswandler an das Netz angeschlossen werden, fallen nicht unter diesen Begriff, da in dieser Konfiguration die Leistungsbereitstellung nicht durch eine Stellgröße des Regelungssystems eingestellt werden kann.

Als *elektrische Last* werden Objekte bezeichnet, die hauptsächlich elektrische Energie aufnehmen und mit einem bestimmten Zweck in eine elektrische, thermische oder mechanische Energieform umwandeln. Energie wird in Lasten final gewandelt, sodass eine Rückwandlung in elektrische Energie nur in geringem Maße stattfindet. Der aus dem Netz bezogene Strom wird als Störgröße betrachtet. (Weckmann et al. 2017, S. 605)

Werden Lasten aufgrund der Netzspannung aus- und angeschaltet, können diese als Stellgröße genutzt werden. Solche Funktionen werden normativ für Lasten beschrieben (Norm IEEE Std 2030.7-2017, S. 27), um das Versorgungssystem im Inselnetzbetrieb und bei knapper Erzeugungsleistung zu stabilisieren.

Zudem wird dieser Aspekt unter dem Sammelbegriff *Energieflexibilität* erforscht, um Erträge auf dem Energiemarkt zu erwirtschaften (Graßl 2015, S. 27). Es handelt sich um eine wirtschaftliche Optimierung mit enger Verknüpfung zu den laufenden Kosten der Produktion (Sauer et al. 2019, S. 89–90).

Der Fokus dieser Arbeit soll auf der funktionalen Gestaltung und nicht der wirtschaftlichen Optimierung des Regelungssystems liegen³. Daher wird der Strom von Lasten im Rahmen dieser Arbeit immer als Störgröße betrachtet.

Als *Übertragungselement* werden die Objekte bezeichnet, die Energie zwischen zwei *Netzknoten* übertragen.

Stellen, an denen mehrere Übertragungselemente miteinander verbunden werden oder Teilnehmer mit dem Netz verbunden sind, werden als *Netzknoten* bezeichnet. Die Struktur aus Übertragungselementen und Netzknoten ohne Teilnehmer wird als *elektrisches Netz* bezeichnet.

Zusätzliche Datenverarbeitungsgeräte, die Messinformationen aus dem Netz erhalten und daraufhin Steuer- oder Regelungsanweisungen berechnen, werden als *zentraler Rechner* bezeichnet.

2.2.2 Struktur

Die zuvor eingeführten Objekte stehen in einem strukturellen Zusammenhang. Abbildung 2.14 zeigt den Aufbau und die Wechselwirkung zwischen den Objekten auf Ebene des gesamten Mikronetzes. Die Darstellung erweitert den Ansatz von Dragičević (Dragičević et al. 2018, S. 98-99).

³ Diese Entscheidung wird in Kapitel 2.4 diskutiert.

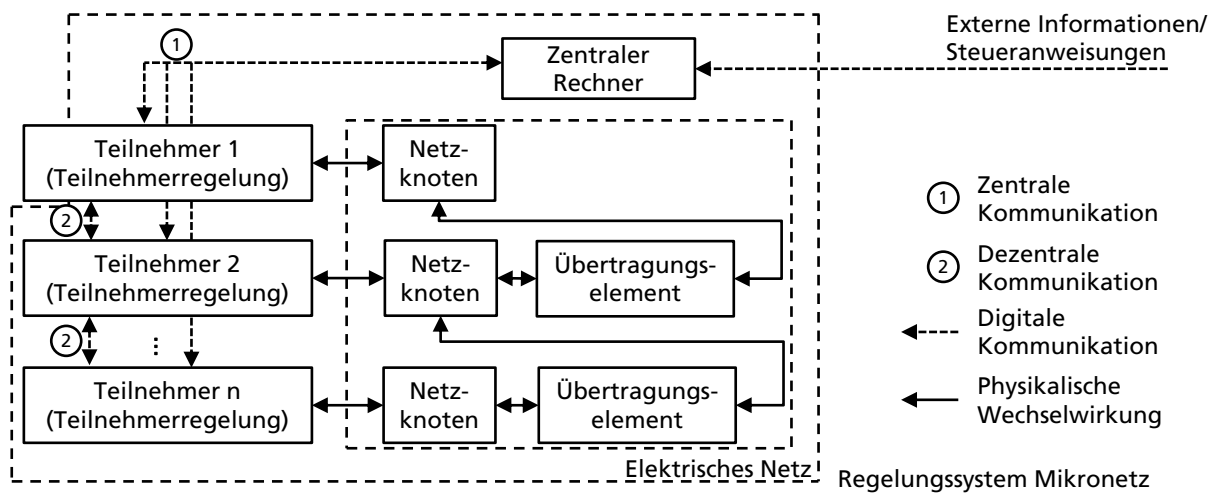


Abbildung 2.14: Regelungssystem Mikronetz

Netzknoten und Übertragungselemente stehen in physikalischer Wechselwirkung. Mit jedem Netzknoten wird eine Spannung als Zustand in das Regelungssystem eingefügt. Die Spannungsdifferenz an einem Übertragungselement und zwischen zwei Netzknoten führt zu einem Strom, der wiederum auf die Netzknoten wirkt.

Der Ausgangsstrom der Teilnehmer steht mit der Spannung des jeweiligen Netzknotens in physikalischer Wechselwirkung. Der Ausgangsstrom wird durch die im Teilnehmer integrierte Regelung beeinflusst. Diese wird im Folgenden als *Teilnehmerregelung* bezeichnet.

Neben den physikalischen Wechselwirkungen können die Objekte des Regelungssystems durch digitale Kommunikation Informationen austauschen. Es werden zwei unterschiedliche Strukturen unterschieden: Teilnehmer können Informationen direkt untereinander austauschen (*dezentrale Kommunikation*) oder sie kommunizieren mit einem *zentralen Rechner* (*zentrale Kommunikation*).

Der zentrale Rechner kann über digitale Kommunikationskanäle *externe Informationen* oder *Steueranweisungen* verarbeiten.

Die Teilnehmerregelung wird in die in Abbildung 2.15 dargestellten Komponenten zerlegt. Sie baut auf der *Stromregelung* des *Leistungswandlers* auf, die in Kapitel 2.1.4 eingeführt wird. Eingang der Stromregelung ist ein Stromsollwert, Ausgang ein Strom auf der Sekundärseite sowie ein leistungsäquivalenter Strom auf der Primärseite (Maksimovic et al. 2001, S. 902–905). Dabei wird der *Primärstrom* auf das Mikronetz und der *Sekundärstrom* auf die sekundäre Hardware eingepreßt.

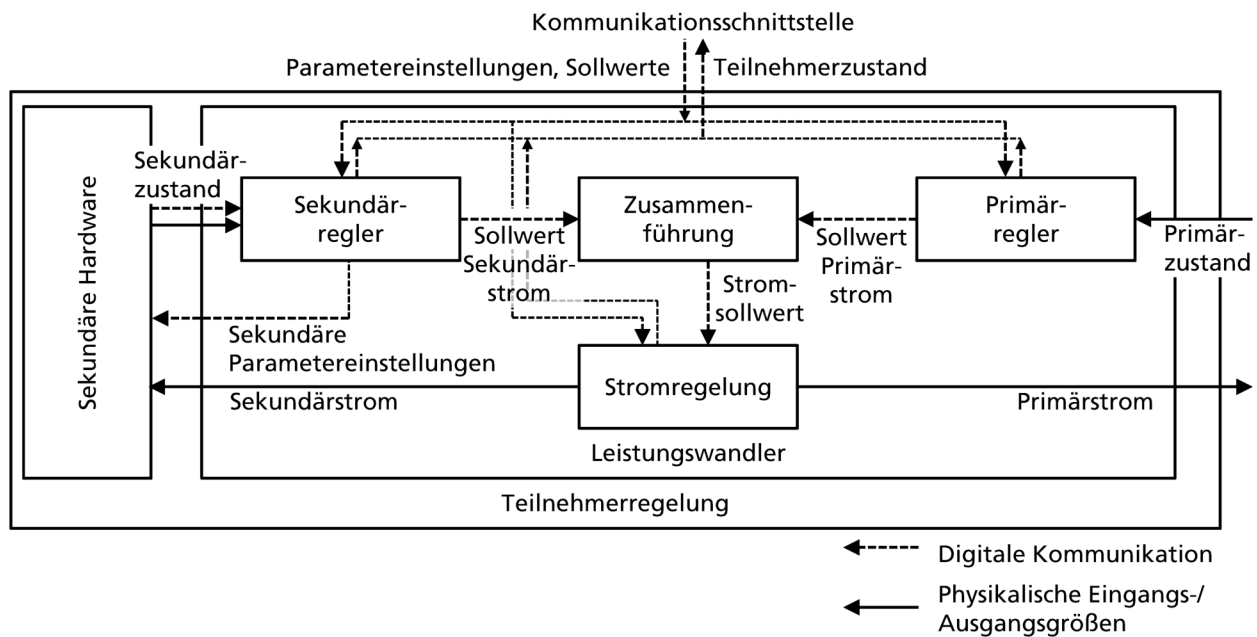


Abbildung 2.15: Komponenten der Teilnehmerregelung

Der Stromregelung sind zwei parallel arbeitende Regler überlagert. Zum einen realisiert die Regelung des Mikronetzes Teile der Funktionen durch den *Primärregler*. Dieser ist innerhalb jedes Teilnehmers implementiert. Aus dem lokal erfassten *Primärzustand* wird ein Sollwert für den Stromregler berechnet.

Zusätzlich ist dem Stromregler ein *Sekundärregler* überlagert, der Funktionen realisiert, die den Betrieb der sekundären Hardware betreffen. Obwohl dieser häufig nicht in der Betrachtung der Regelung von Mikronetzen liegt, ist er wesentlich für die ordnungsgemäße Funktion eines Teilnehmers (Dragičević et al. 2015, S. 4878). Tabelle 2.3 verdeutlicht dies anhand von beispielhaften Funktionen, die für den Betrieb der sekundären Hardware notwendig sind.

Wesentlich ist, dass beide Regler auf die Stromregelung einwirken und somit eine *Zusammenführung* beider Stellsignale zu einer Führungsgröße für die Stromregelung notwendig ist.

Ein weiteres Element der Teilnehmerregelung ist die *Kommunikationsschnittstelle*. Über diese können der Zustand des Teilnehmers von einer externen Stelle oder externe Informationen durch den Teilnehmer abgerufen werden. Durch eine externe Eingabe können zudem Parametereinstellungen angepasst oder Sollgrößen für die einzelnen Regelkreise vorgegeben werden.

2.2.3 Funktion

Aus der Literatur heraus können vier Funktionen des Regelungssystems identifiziert werden:

An erster Stelle steht der Ausgleich der Leistungsbilanz im Mikronetz. Idealerweise ist die Summe der Leistungsflüsse P_j aller Teilnehmer im Mikronetz ausgeglichen (27). Diese Funktion zeigt sich zum einen im Führen der Erzeugungs- und Speicherleistung in Abhängigkeit des aktuellen Leistungsabrufs, zum anderen im Abwurf oder Anpassen des Leistungsbezugs von elektrischen Lasten (Norm IEEE Std 2030.7-2017, S. 19). In Wechselspannungs-Mikronetzen umfasst diese Funktion den Ausgleich von Blindleistungs- und Wirkleistungsanteilen (Norm IEC TS 62898-2:2018, S. 18–19). In Gleichspannungs-Mikronetzen existiert diese Unterscheidung nicht, womit sich diese Funktion auf den Ausgleich der Wirkleistungen reduziert (Dragičević et al. 2018, S. 4).

$$\sum_{j=1}^n P_j = 0 \quad (27)$$

Um die ordnungsgemäße Funktion der Teilnehmer im Mikronetz zu gewährleisten, muss die Spannung – und in Wechselspannungsnetzen zusätzlich die Frequenz – am jeweiligen Anschlusspunkt innerhalb der zulässigen Grenzen liegen (Kiank et al. 2011, S. 22). Das Einhalten dieser Grenzen ist die zweite Funktion des Regelungssystems (Norm IEC TS 62898-2:2018, S. 16). Für Wechselstromanlagen gibt es umfangreiche Normungen für zulässige Abweichungen von Spannung und Frequenz (Norm DIN EN 50160). Für Gleichstromnetze sind diese Grenzen nicht normativ festgelegt. Innerhalb des Forschungskonsortiums *DC-INDUSTRIE* wurden Spannungsbänder festgelegt, die im Rahmen dieser Arbeit als Anforderungen an die Netzregelung genutzt werden (Borcherding et al. 2017, S. 231; ZVEI 2022, S. 47).

Die installierte Erzeugungsleistung im Mikronetz kann höher sein als der aktuelle Leistungsabruf, sodass die Aufteilung der Leistung auf die Erzeuger einen Freiheitsgrad der Regelung darstellt. Daher ist die dritte Funktion des Regelungssystems das Aufteilen des Leistungsabrufs auf die vorhandenen Erzeugungskapazitäten. Dies geschieht zum Beispiel anhand der Online-Optimierung eines Zielfunktionals (Sachs 2016, S. 54–56) oder anhand von regelbasierten Entscheidungen (Norm IEEE Std 2030.7-2017, S. 21).

Ein Mikronetz stellt eine teilautarke Regelungszone dar, die an der Netzkoppelstelle mit einer übergeordneten elektrischen Versorgungssystem verbunden ist. Diese beiden Eigenschaften ermöglichen es, den Leistungsfluss zwischen den beiden Systemen zu steuern und so Systemdienstleistungen gegenüber der übergeordneten Verteilanlage anzubieten (Norm IEC TS 62898-2:2018, S. 18). Den Leistungsfluss an der Netzkoppelstelle aufgrund von externen Anforderungen einzustellen, ist die vierte Funktion des Regelungssystems (Norm IEEE Std 2030.7-2017, S. 15).

Die notwendige Reaktionszeit dieser vier Funktionen unterscheidet sich, daher werden sie häufig in Regelungskaskaden hierarchisiert (Dragičević et al. 2018, S. 2).

Die notwendige Bandbreite für den Ausgleich von Energieerzeugung und -bezug und das Begrenzen der Zustandsgrößen innerhalb der zulässigen Grenzen ist abhängig von der Bandbreite der Laständerungen und wird auch als Primärregelung bezeichnet. Diese liegt typischerweise wesentlich über einer Bandbreite von zehn Hertz (Ott 2019, S. 132), sodass eine Realisierung über digitaler Kommunikation mit zunehmender Anzahl an Geräten nicht praktisch ist (Dragičević et al. 2018, S. 3). Eine Integration der Regelung auf Ebene der Teilnehmerregelung liegt daher nahe (Norm IEEE Std 2030.7-2017, S. 39).

Die Sekundärregelung beinhaltet die Aufteilung des Leistungsabrufs auf die vorhandenen Erzeugungskapazitäten. Diese reagiert auf Veränderungen der Einspeisesituation, zum Beispiel der Photovoltaikerzeugungsleistung oder der mittleren Leistungsaufnahme des Netzes. Die Bandbreitenanforderung kann nicht exakt festgelegt werden, wird aber zum Beispiel vom IEEE zwischen einer Minute und einem Tag angegeben (Norm IEEE Std 2030.7-2017, S. 39).

Bei der Aufteilung zwischen Sekundär- und Tertiärregelung steht weniger die Anforderung an die Reaktionszeit im Vordergrund als der Wirkbereich. Während die Sekundärregelung die Lastaufteilung innerhalb des Netzes bestimmt, werden der Tertiärregelung die Wechselwirkung mit einem übergeordneten Netz zugeschrieben (Norm IEEE Std 2030.7-2017, S. 39).

Tabelle 2.4 zeigt die identifizierten Funktionen eines Mikronetz-Regelungssystems und der jeweiligen Teilaspekte, die in unterschiedlichen Quellen genannt werden.

Tabelle 2.4: Funktionen des Regulationssystems Mikronetz

Hierarchie	Funktion	Norm IEEE Std 2030.7-2017 (S. 15-19)	Norm IEC TS 62898-2:2018 (S. 16-19)	Dragičević et al. 2018 (S. 3- 19)	Forschungsprojekt DC-INDUSTRIE
Primärregelung	Ausgleich von Energieerzeugung und -bezug Begrenzen der Zustandsgrößen innerhalb der zulässigen Grenzen	<ul style="list-style-type: none"> • Internes Anpassen der Verbrauchsleistung: Lastabwurf und -priorisierung • Führen der verteilten Energieerzeugung und -speicherung • Spannung und Frequenz innerhalb des Einstellbereichs halten 	<ul style="list-style-type: none"> • Ausgleich der Blindleistungsbezug und -erzeugung • Ausgleich Wirkleistungsbezug und -erzeugung • Anpassen von Spannung und Frequenz im zulässigen Bereich 	<ul style="list-style-type: none"> • Aufteilung der Last zwischen den verteilten Erzeugern und Speichersystemen • Kompensieren von stationären Spannungsabweichungen 	<ul style="list-style-type: none"> • Anpassen der Erzeugungsleistung anhand des aktuellen Leistungsabrufs • Spannung innerhalb des zulässigen operativen Spannungsbands halten
Sekundärregelung	Aufteilen der Leistungsanforderungen auf vorhandene Erzeugungskapazität	<ul style="list-style-type: none"> • Neuaufteilung von Erzeugungsleistung nach interner Veränderung der Erzeugungs- oder Verbrauchssituation 	<ul style="list-style-type: none"> • - 	<ul style="list-style-type: none"> • Führen der Erzeugungsaufteilung innerhalb des Netzes • Zwischenspeichern von Energie 	<ul style="list-style-type: none"> • Priorisieren regenerativer Erzeugung • Zwischenspeichern von Energie
Tertiärregelung	Leistungsfluss an der Netzkoppelstelle aufgrund externer Führungsgrößen einstellen	<ul style="list-style-type: none"> • Einstellen der internen Erzeugung und Verbrauchs einstellen um Blind- und Wirkleistung an der Netzkoppelstelle einzustellen 	<ul style="list-style-type: none"> • Synchronisierung des Mikronetzes zum überlagerten Netz • Anpassen des Leistungsflusses an der Netzkoppelstelle 	<ul style="list-style-type: none"> • Anpassen des internen Verbrauchs- und Erzeugung aufgrund eines externen Führungssignals für die Netzkoppelstelle 	<ul style="list-style-type: none"> • Einstellen des Leistungsbezugs an der Netzkoppelstelle • Verstetigen des Leistungsbezugs an der Netzkoppelstelle

2.2.4 Implementierung

Die vorangegangenen Erläuterungen bieten eine Abgrenzung des Begriffs Regulationssystem als Grundlage für die Fragestellung dieser Arbeit. Im Folgenden wird geklärt, wie die Funktionen des Regulationssystems in Gleichspannungs-Mikronetzen implementiert werden können.

Die Primärregelung ist eng gekoppelt mit den physikalischen Eigenschaften des Netzes. Der Spannungsverlauf v_{DC} ist im Gleichspannungs-Mikronetz von der im Netz installierten Kapazität C_{DC} und

dem Leistungsresiduum ΔP abhängig, das sich aus der Bilanz von Einspeise- P_{Ein} und Entnahmeleistung P_{Ent} (28) ergibt. Ist das Leistungsresiduum verschieden von null, ergibt sich eine Spannungsänderung $\frac{dv_{DC}}{dt}$ (29). Kann das Regelungssystem die Leistungsbilanz innerhalb der Reaktionszeit Δt_{RZ} ausgleichen entsteht, linear approximiert eine Spannungsabweichung von Δv_{DC} (30). Spannungsabweichung, Kapazität und Reaktionszeit der Regelung stehen in Wechselwirkung miteinander. (Malesani et al. 1995, S. 288–289)

$$\Delta P = \sum P_{Ein} - \sum P_{Ent} \quad (28)$$

$$\frac{dv_{DC}}{dt} = \frac{1}{C_{DC}} \cdot \frac{\Delta P}{v_{DC}} \quad (29)$$

$$\Delta v_{DC} \cong \frac{\Delta P \Delta t_{RZ}}{C_{DC} v_{DC}} \quad (30)$$

Zur Spannungshaltung paralleler Einspeisegeräte existieren zwei grundlegende Konzepte: Zum einen hat sich die Regelung der Spannung anhand einer Spannungsstatik G_{NDC} bewährt. Die Statik-Regelung (engl. „droop-control“) wird als Primärregler auf jedem Teilnehmer implementiert und verändert die Sollwerte des Ausgangsstroms i_n^* oder der Ausgangsleistung P_n^* in Abhängigkeit der lokal gemessenen Netzspannung v_n sowie einer Referenzspannung v_{Ref} (31, (32). (Karlsson et al. 2003, S. 1406; Schönberger et al. 2006, S. 1454)

$$i_n^* = G_{NDC} \cdot (v_n - v_{Ref}) \quad (31)$$

$$P_n^* = G_{NDC} \cdot (v_n - v_{Ref}) \quad (32)$$

Regelungstechnisch handelt es sich um eine dezentrale Regelung, da die Teilnehmer physikalisch miteinander gekoppelt sind, aber nur lokal messbare Zustände zur Berechnung der jeweiligen Stellgröße nutzen (Lunze 2010b, S. 151–153).

Die zweite Möglichkeit ist, die Spannungshaltung über einen zentralen Teilnehmer zu realisieren, der das Leistungsresiduum im Netz ausgleicht (Daniel Schwertner et al. 2013, S. 583). In diesem Fall wird zum Beispiel ein Proportional-Integral-Regler für die Spannung auf diesem Teilnehmer implementiert. Alle weiteren Geräte werden in diesem Fall unabhängig von der Spannung über die Kommunikationsschnittstelle geführt.

Beide Ansätze führen zum Ausgleich der Leistungsbilanz und halten die Zustandsgrößen innerhalb der geforderten operativen Grenzen. Vorteile der Statik-Reglung sind, dass bei Ausfall jedes beliebigen Teilnehmers das Netz weiter betrieben werden kann und keine Kommunikation notwendig ist (Gao et al. 2019, S. 232). Im Fall der zentralen Spannungshaltung ist der Betrieb ohne den Teilnehmer mit Spannungsregler nicht möglich.

In Netzen mit einer geringen Anzahl an Teilnehmern ist es möglich, direkte Führungsgrößen für die Primärströme vorzugeben und somit die Funktion der primären Regelungshierarchie zentral zu implementieren. Dies erfordert allerdings eine hohe Bandbreite der Kommunikation, sodass für Netze mit steigender Anzahl an Teilnehmern nur noch Parametereinstellungen und Führungsgrößen der Primärregelung übertragen werden. Dieser hierarchische Ansatz entkoppelt die Funktionen voneinander. (Guerrero et al. 2013, S. 4882)

Auf Ebene der sekundären und tertiären Regelungshierarchie wird die Leistungsbereitstellung oder der Leistungsbezug der einzelnen Teilnehmer aufeinander abgestimmt. Im englischen Sprachraum ist der Begriff „coordinated control“ geläufig. Die Ansätze können in Abhängigkeit der genutzten Kommunikation eingeteilt werden in dezentrale, zentrale und verteilte Regelungarchitektur (Dragičević et al. 2015, S. 4878).

Die *zentralen* Regelungssysteme nutzen ein digitales Kommunikationsnetzwerk, in dem alle Teilnehmer mit einer *zentralen Recheneinheit* vernetzt sind. Diese erfasst den Zustand jedes einzelnen Teilnehmers über die jeweilige Kommunikationsschnittstelle und berechnet anhand von Regelungs- und Steuerungsalgorithmen die Sollgrößen für das gesamte Netz. (Dragičević et al. 2018, S. 101)

Die zentrale Erfassung und Bereitstellung von Mess- und Zustandsdaten auf der zentralen Recheneinheit bildet die beste Basis für den Aufbau fortgeschrittener Regelungs- und Steuerungsansätze. Jedoch birgt der zentrale Aufbau den Nachteil, dass, sobald die primäre Regelungsfunktion zentral realisiert sind, ein Ausfall der zentralen Recheneinheit immer mit Funktionsverlusten oder einem Totalausfall einhergeht. Ein redundanter Aufbau ist mit höheren Kosten verbunden. (Dragičević et al. 2018, S. 102)

Verteilte Regelungsarchitekturen basieren auf dezentraler Kommunikation zwischen den Teilnehmern. Es kommt dabei nicht zum Austausch der gesamten Parameter- und Zustandsdaten des Netzes. Die Primärregelung jedes Teilnehmers berechnet die Führungsgrößen unter Berücksichtigung lokaler Messungen und Informationen direkt miteinander vernetzter Teilnehmer. (Dragičević et al. 2018, S.

103) Jeder Teilnehmer implementiert einen Software-Agenten und zeigt ein gewisses eigendynamisches Verhalten.

Im Vergleich zur zentralen Regelungsarchitektur existiert kein vollständiger Zugriff auf die Parameter- und Zustandsdaten des Netzes. Um trotzdem die Leistungsflüsse aller Teilnehmer aufeinander abzustimmen, werden Konsensusalgorithmen genutzt. Diese berechnen den Mittelwert oder die Abweichung von einem Mittelwert einer Variablen im Netz auf Grundlage von Informationen, die jeweils zwischen benachbarten Teilnehmern ausgetauscht werden. (Dragičević et al. 2018, S. 104)

Setzt man diese Informationen ein, können zum Beispiel eine gleichmäßige Stromaufteilung zwischen den Teilnehmern, eine Spannungswiederherstellung im Netz nach Störungen oder eine Ladezustandshaltung von Speichersystemen erreicht werden. (Dragičević et al. 2018, S. 104) Der Vorteil dieses Ansatzes ist, dass Funktionen der zentralen Regelung realisiert werden können, während zeitgleich das System aber die Funktion nicht verliert, wenn Teilnehmer ausfallen. Nachteilig ist dabei die erhöhte Komplexität der Wechselwirkungen im Netz. (Dragičević et al. 2015, S. 4883)

Die *dezentrale* Regelungsarchitektur verzichtet vollständig auf zusätzliche Kommunikation. Sie nutzt das Spannungslevel als einzige Informationsquelle. (Dragičević et al. 2018, S. 102)

Einer der Ansätze zur Aufteilung der Last zwischen den Teilnehmer wird als *DC-Bus-Signalgebung* bezeichnet. Hierbei wird das zur Verfügung stehende Spannungsband unterteilt und jedem Spannungsabschnitt eine gewünschte Betriebsart zugeordnet. Anschließend wird die Primärregelung der Teilnehmer so eingestellt, dass sie in Abhängigkeit der Spannung ihre Charakteristik der Betriebsart anpassen. (Dragičević et al. 2018, S. 102)

Die adaptive Statikregelung ist ein dezentraler Ansatz, der genutzt wird, um die Last zwischen Energiespeichersystemen aufzuteilen. Dabei wird die Statik jedes Speichersystems in Abhängigkeit des aktuellen Ladezustands angepasst, sodass sich Leistungsflüsse und der Ladezustand mehrerer Einheiten untereinander angleichen. (Dragičević et al. 2015, S. 4881)

Weiterhin existieren Lösungsansätze ohne gesonderte Kommunikationsinfrastruktur die Informationen austauschen und daher von Dragičević et al. den dezentralen Ansätzen zugeordnet werden. Zum einen werden einfache Verfahren mit Aufmodulation von sinusförmigen Spannungen genutzt („Power Line Signaling“) zum anderen Realisierungen digitaler Kommunikation durch Power Line Communication. (Dragičević et al. 2018, S. 102–103)

Vorteil der dezentralen Ansätze ist, dass keine gesonderte Kommunikationsinfrastruktur notwendig ist. Nachteile entstehen durch die eingeschränkte Informationsübertragung zwischen den Teilnehmern. So sind eine permanente Spannungsabweichung und Abweichungen vom Sollwert aufgrund von Spannungsunterschieden in den Messungen einzelner Teilnehmer nicht zu vermeiden. (Dragičević et al. 2018, S. 102)

2.3 Auslegung von Regelungssystemen

Die Auslegung eines Regelungssystems hat das Ziel, einen zeitlich veränderlichen technischen Prozess so zu beeinflussen, dass dieser einer gewünschten Verhaltensweise folgt (Lunze 2010a, S. 1). Die Auslegung eines solchen Systems kann anhand von sieben Schritten beschrieben werden (Lunze 2010a, S. 14–15):

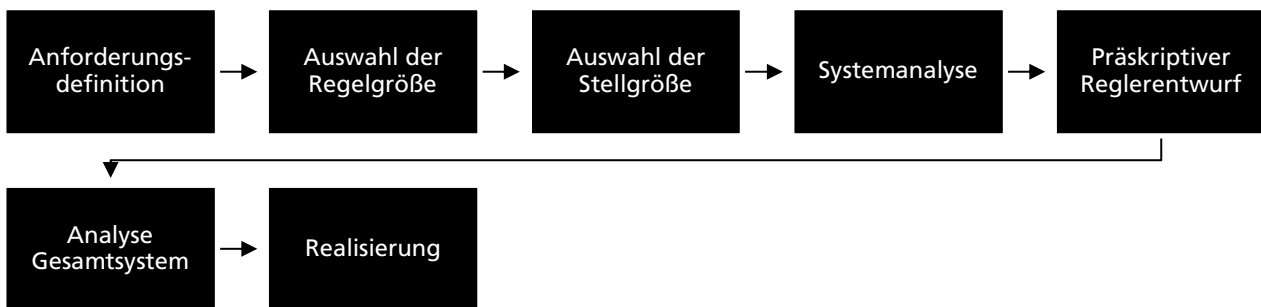


Abbildung 2.16: Vorgehensmodell für den Entwurf eines Regelungssystems

Zunächst müssen die Eigenschaften des Regelkreises beschrieben werden, zum Beispiel, ob dieser Störungen kompensieren, einer Solltrajektorie folgen oder die Dynamik des Systems verändern soll (Lunze 2010a, S. 14). Solche Eigenschaften können zum Beispiel in Form von *Gütekriterien* festgelegt werden (Lauer et al. 1999, S. 164).

In einem nächsten Schritt werden die Regelgrößen ausgewählt, deren Auswahl von den Gütekriterien abgeleitet werden kann. Die Auswahl der Stellgrößen erfolgt anhand einer Analyse der physikalischen Wirkprinzipien auf die Regelgrößen. (Lunze 2010a, S. 15) Die Stellgrößen sollten so gewählt werden, dass sie geeignet sind, alle Regelgrößen innerhalb endlicher Zeit in einen gewünschten Zielzustand zu bewegen, was auch als Steuerbarkeit bezeichnet wird (Lunze 2010b, S. 64).

Eine wesentliche Rolle in einem solchen Auslegungsprozess spielt die Modellierung des Verhaltens des *Prozesses* auf die Stellgrößen, äußere Ereignisse und Störgrößen (Lauer et al. 1999, S. 22–23). Daher wird in der folgenden Systemanalyse ein deskriptives Modell des Prozesses für die weitere Auslegung erstellt (Lauer et al. 1999, S. 164).

Bei der Auslegung eines Regelungssystems handelt es sich um eine Synthese-Aufgabe, da der Prozess mit einem einen Regler verknüpft wird (Lauber et al. 1999, S. 164). Um das Verhalten des zukünftigen Systems zu analysieren, ist daher zunächst eine Abstraktion notwendig, in der das zukünftige System präskriptiv in einem Modell beschrieben wird. Anhand dieser Beschreibung kann das Verhalten analysiert und ausgelegt werden. Werden die Ziele der Auslegung mit dem Modell erreicht, wird diese dem Modell entsprechend in der Realität verwirklicht (Lauber et al. 1999, S. 24, Abbildung 2.17).

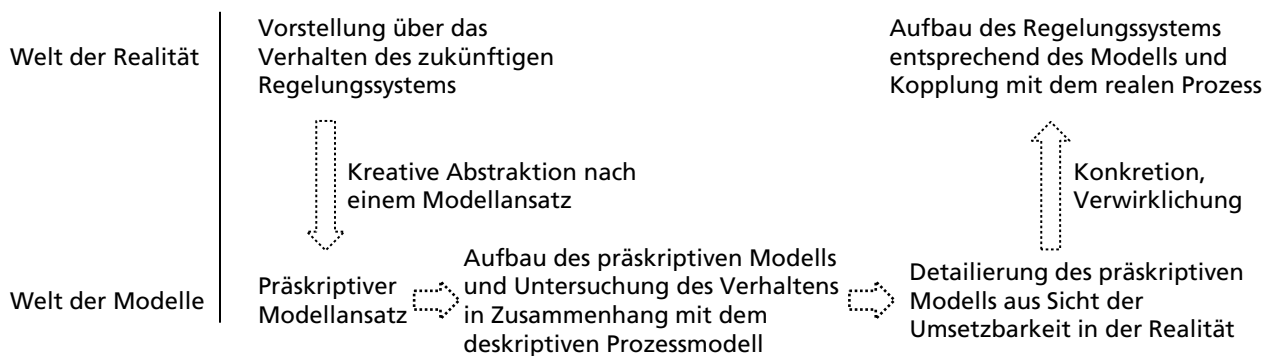


Abbildung 2.17: Modellbildung im Auslegungsprozess (eigene Darstellung nach Lauber et al. 1999, S. 24)

Der Entwurf eines Regelungssystems kann mehrere alternative Lösungsansätze erzeugen, daher sind Gütekriterien notwendig, um diese miteinander zu vergleichen und ein geeignetes auszuwählen (Lauber et al. 1999, S. 164). Dieser Schritt erfolgt in der Analyse des Gesamtsystems.

Ist ein geeignetes Regelungssystem gefunden, wird es im letzten Schritt der Auslegung in Form von Algorithmen auf Mikrorechnern in die Realität übertragen (Lunze 2010a, S. 16).

Abbildung 2.18 bildet die wesentlichen Elemente der Auslegung eines Regelungssystems ab.

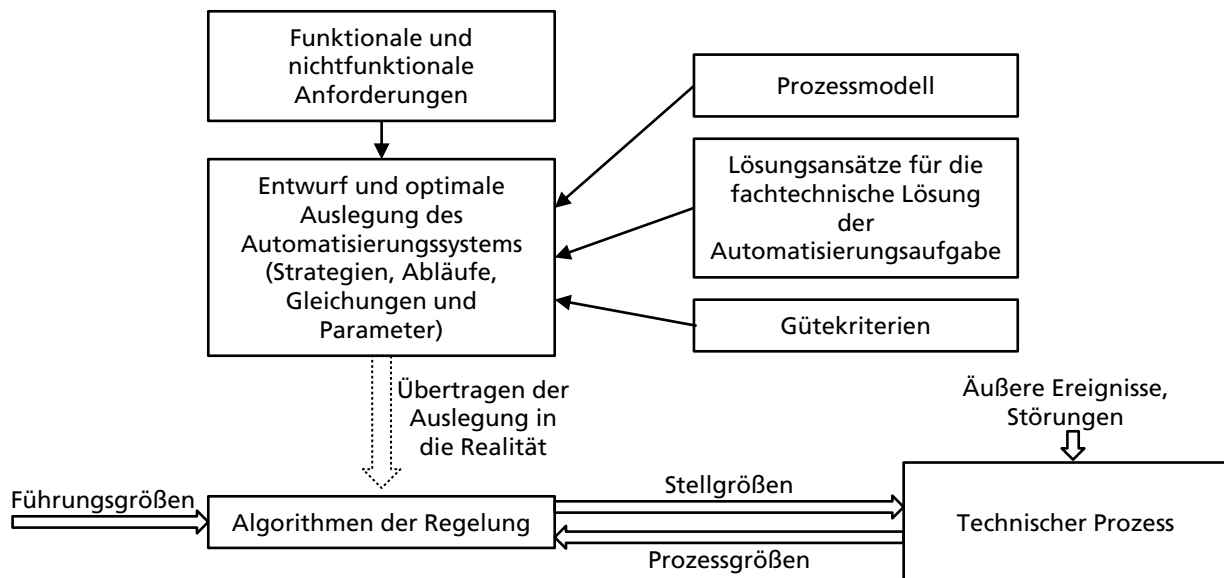


Abbildung 2.18: Auslegung von Regelungssystemen (eigene Darstellung nach Lauber et al. 1999, S. 165)

Im Folgenden sollen die grundsätzlichen Methoden und Ansätze zur Systemanalyse, zum präskriptiven Reglerentwurf und der Analyse des Gesamtsystems beschrieben werden.

2.3.1 Anforderungen an eine Mehrgrößenregelung

Eine Regelungsaufgabe sucht ein Regelgesetz, das Anforderungen in Form von Gütekriterien erfüllt (Lunze 2010a, S. 339). Für ein Mehrgrößenregelungssystem können diese Anforderungen in sechs Gruppen eingeteilt werden:

1. Stabilitätsanforderung

Das Regelungssystem muss stabil sein. Das bedeutet: Eine endliche Anregung durch Führungs- oder Störsignale führt zu einem endlichen Ausgangssignal des Regelungssystems (Lunze 2010a, S. 340–341).

Im Rahmen dieser Arbeit gilt die Stabilitätsdefinition von Lyapunov. Nach dieser ist ein System dann *stabil*, wenn die Zustände sich dauerhaft in einer begrenzten Umgebung eines Gleichgewichtspunkts bewegen. Strenger ist ein System *asymptotisch stabil*, wenn alle Zustandsgrößen dauerhaft auf den Gleichgewichtspunkt zustreben. Strebt einer der Zustandsgrößen des Systems gegen unendlich, wird das System als *instabil* bezeichnet. (Adamy 2018, S. 97–98)

2. Forderungen nach Störkompensation und Sollwertfolge

Für eine Änderung des Führungssignals oder die Anregung des Regelungssystems durch eine Störung sollen die Regelungsgrößen asymptotisch der Führungsgröße folgen (Lunze 2010a, S. 341). Im Falle des Regelungssystems eines Mikronetzes existiert keine externe Führungsgröße. Stattdessen existieren Anforderungen hinsichtlich der quasistationären Aufteilung von Leistungsflüssen, die vergleichbar mit der Anforderung nach Sollwertfolge sind und daher dieser Anforderung zugeordnet werden.

3. Dynamikforderungen an das Übergangsverhalten

Kommt es zu einer Änderung des Führungs- oder Störsignals eines Regelungssystems strebt dieses gegen einen neuen Gleichgewichtszustand. Die Entwicklung der Zustandsgrößen zwischen zwei Gleichgewichtszuständen wird als Übergangsverhalten bezeichnet (Lunze 2010a, S. 178–179). Diese Anforderungen beschreiben, wie das Regelungssystem sich einem neuen Gleichgewichtszustand annähert (Lunze 2010a, S. 341).

4. Robustheitsanforderungen

Die Auslegung des Regelkreises findet mithilfe mathematischer Modelle statt, welche die Realität vereinfacht abbilden. Diese Vereinfachungen finden unter anderem bei nicht exakt bekannten Parametern statt und führen zu Ungenauigkeiten in der prädizierten Antwort des realen Systems. Für die notwendige Robustheit ist es wichtig, dass alle Anforderungen an das Regelungssystem auch bei Abweichungen zwischen dem Modell und der Realität erfüllt werden. (Lunze 2010a, S. 342–343)

5. Schwache Querkopplung zwischen den Regelgrößen

Die Regelung einer Zustandsgröße ist in einem Mehrgrößenregelungssystem mit anderen Zustandsgrößen gekoppelt. Typischerweise wird hier eine geringe Querkopplung zwischen den Regelgrößen gefordert. (Lunze 2020, S. 9)

6. Integrität des Regelkreises (Lunze 2010a, S. 339–343; Lunze 2020, S. 8).

Integrität erfordert, dass die Stabilität durch Abschalten oder Ausfall von Mess- oder Stellgrößen nicht gefährdet wird. Besitzt ein System die Integritätseigenschaft, kann es schrittweise in Betrieb genommen werden (Lunze 2020, S. 375).

2.3.2 Nachweis von Stabilität in Mehrgrößenregelkreisen

Liegt ein Modell des Regelkreises in der Zustandsraumdarstellung vor (33), kann die Zustandsstabilität des Regelkreises anhand der charakteristischen Gleichung der Systemmatrix \mathbf{A} überprüft werden.

$$\begin{aligned} \dot{\mathbf{x}} &= \mathbf{A}\mathbf{x}(t) + \mathbf{B}\mathbf{u}(t) + \mathbf{E}\mathbf{d}(t), & \mathbf{x}(0) &= 0 \\ y(t) &= \mathbf{C}\mathbf{x}(t) \end{aligned} \quad (33)$$

Aus der charakteristischen Gleichung können die Eigenwerte $\bar{\lambda}_i$ bestimmt werden (34). Diese dürfen ausschließlich negative Realteile besitzen, um Stabilität gewährleisten zu können. Um dies sicherzustellen, sollten diese entweder berechnet oder anhand des Hurwitzkriteriums überprüft werden. (Lunze 2020, S. 168)

$$\det(\lambda\mathbf{I} - \mathbf{A}) = 0 \quad (34)$$

Liegt hingegen eine Eingangs-/Ausgangsbeschreibung des Regelungssystems vor (35), so muss geprüft werden, ob alle Pole der Übertragungsfunktionsmatrix \mathbf{G}_w negative Realteile besitzen. (Lunze 2020, S. 168)

$$y(s) = \mathbf{G}_w(s)\mathbf{u}(s) \quad (35)$$

Abbildung 2.19 a) zeigt den Mehrgrößenregelkreis mit Rückführung der Ausgangsgrößen über die Reglermatrix \mathbf{K} . Die Übertragungsfunktionsmatrix ergibt sich aus der Übertragungsfunktion der Strecke \mathbf{G} und der Reglermatrix nach Gleichung (36). (Lunze 2020, S. 168)

$$\mathbf{G}_w(s) = \mathbf{G}(s)\mathbf{K}(s)(\mathbf{I} + \mathbf{G}(s)\mathbf{K}(s))^{-1} \quad (36)$$

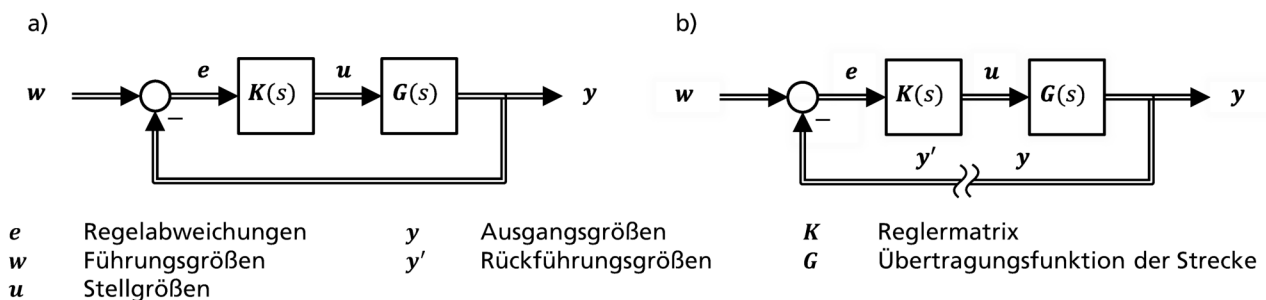


Abbildung 2.19: a) Mehrgrößenregelkreis in Eingangs-/ Ausgangsbeschreibung. b) Auftrennung der Rückführung

Die Pole des Regelkreises werden durch die Nullstellen der charakteristischen Gleichung (37) des Regelkreises bestimmt. Für das Produkt aus Übertragungsmatrix der Strecke und der Reglermatrix wird die Übertragungsfunktionsmatrix des offenen Regelkreises \mathbf{G}_{OL} eingeführt (38). (Lunze 2020, S. 168)

$$\det(\mathbf{I} + \mathbf{G}(s)\mathbf{K}(s)) = 0 \quad (37)$$

$$\mathbf{G}_{OL} = \mathbf{G}(s)\mathbf{K}(s) \quad (38)$$

Nach dem Hsu-Chen-Theorem erlaubt die Rückführungsdifferenzmatrix F (39), die Pole des geschlossenen Regelkreises in Abhängigkeit der Pole des offenen Regelkreises darzustellen (Lunze 2020, S. 169–170).

$$\mathbf{F}(s) = \mathbf{I} + \mathbf{G}_{OL} \quad (39)$$

Dies stellt die Grundlage für das Nyquist-Kriterium für Mehrgrößenregelkreise dar:

„Eine offene Kette mit der Übertragungsfunktionmatrix $\mathbf{G}_{OL}(s)$ führt genau dann auf einen stabilen Regelkreis, (...) wenn die Abbildung $\det(\mathbf{F}(s)) = \det(\mathbf{I} + \mathbf{G}_{OL}(s))$ der Nyquistkurve[sic] D den Ursprung der komplexen Ebene $-n^+$ -mal im Uhrzeigersinn umschließt. Dabei bezeichnet n^+ die Anzahl der Pole von \mathbf{G}_{OL} mit positiven Realteil.“ (Lunze 2020, S. 172)

Im Fall nichtlinearer Systeme kann die *direkte Methode* von Ljapunov zum Nachweis von Stabilität genutzt werden. Das System wird durch Differentialgleichungen in Abhängigkeit des Zustandsvektors \mathbf{x} und nichtlinearen Funktionen $\mathbf{f}(\mathbf{x})$ beschrieben (40). Man prüft die Stabilität um die Ruhelage $\mathbf{x}_R = 0$. Findet man eine Funktion V , welche die Bedingungen in Gleichung (41) erfüllt, so ist die Ruhelage stabil. (Adamy 2018, S. 97)

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}) \quad (40)$$

$$\begin{aligned} V(0) &= 0 \\ V(\mathbf{x}) &> 0, \mathbf{x} \neq 0 \\ \dot{V}(\mathbf{x}) &< 0, \mathbf{x} \neq 0 \end{aligned} \quad (41)$$

Die Funktion V wird als *Ljapunov-Funktion* bezeichnet. Im Vorgehen bildet man zunächst den Gradienten von \dot{V} (42), setzt die Gleichung (40) ein und prüft auf die Bedingungen in Gleichung (41) (Adamy 2018, S. 98).

$$\dot{V}(\mathbf{x}) = \dot{\mathbf{x}}^T \text{grad}(V(\mathbf{x})) \quad (42)$$

2.3.3 Entwurf von Mehrgrößenreglern

Das Entwurfsvorgehen für Mehrgrößenregler kann in vier grundsätzliche Klassen eingeteilt werden: Einstellregeln für PI-Mehrgrößenregler, Polzuweisung, optimale Regelung und Reglerentwurf mit dem direkten Nyquist-Verfahren.

1. Einstellregeln für Proportional-Integral-Mehrgrößenregler

Für PI-Mehrgrößenregler existiert ein Entwurfsverfahren, das ohne vorherige Modellbildung durch Einstellen der Regler in der Inbetriebnahme funktioniert. Grundvoraussetzung für den Einsatz dieses Verfahrens ist, dass die Regelstrecke stabil ist, die Güteanforderungen sich auf Stabilität und die Sollwertfolge beschränken und die Regelstrecke für Messungen zur Verfügung steht. (Lunze 2020, S. 220)

Um eine stabile Reglereinstellung zu erhalten, muss eine geeignete Reglermatrix $\tilde{\mathbf{K}}_I$ gefunden werden. Man bestimmt experimentell durch Sprunganregungen der Regelstrecke die statische Regelstreckenbeschreibung \mathbf{K}_S . Eine geeignete Reglermatrix erfüllt die Gleichung (43). (Lunze 2020, S. 231)

$$\operatorname{Re}(\lambda_i\{\mathbf{K}_S\tilde{\mathbf{K}}_I\}) > 0 \quad (43)$$

Es kann nun gezeigt werden, dass die Strecke für einen Integral-Regler mit der Reglermatrix \mathbf{K}_I , und geringe Verstärkungen a stabil ist (Lunze 2020, S. 228). Die Einstellung von a erfolgt an der Strecke durch schrittweises Erhöhen (Lunze 2020, S. 233). Dieser Regler kann anschließend um eine proportionale Erstärkung erweitert werden (Lunze 2020, S. 236).

$$\mathbf{K}_I = a \cdot \tilde{\mathbf{K}}_I \quad (44)$$

2. Polzuweisung

Die Eigenwerte eines Regelkreises prägen das Zeitverhalten maßgeblich. In der komplexen Ebene können daher bestimmte Eigenschaften des Regelkreises anhand der Lage der Polpaare abgelesen werden (Abbildung 2.20). Der Stabilitätsgrad misst das Abklingverhalten einer Störung und kann anhand des negativen Abstands der Pole von der Imaginärachse abgeschätzt werden. Die Dämpfung wiederum ist ein Maß für die Schwingfähigkeit der Regelstrecke und wird anhand des Winkels δ zur Realachse ermittelt. Ist die Reglerverstärkung begrenzt, kann dieses Kriterium in einem maximalen negativen Abstand zur Realachse beschrieben werden (Lunze 2020, S. 250).

Das Verfahren der Polzuweisung übersetzt die Anforderungen an den Regelkreis in ein zulässiges Gebiet für die Eigenwerte des geregelten Systems. Für Systeme mit einer Stellgröße u wird ein Reglervektor \mathbf{k}_{RE} gesucht, der den Zustandsvektor \mathbf{x} des Systems zurückführt (45) und die Eigenwerte innerhalb des zulässigen Bereichs platziert (Lunze 2020, S. 251). Nach der *Ackermann-Formel* kann

dieser Regler anhand der Polvorgaben, der Steuerbarkeitsmatrix und der Systemmatrix ermittelt werden (Lunze 2020, S. 254).

$$u(t) = -\mathbf{k}_{RE}\mathbf{x}(t) \quad (45)$$

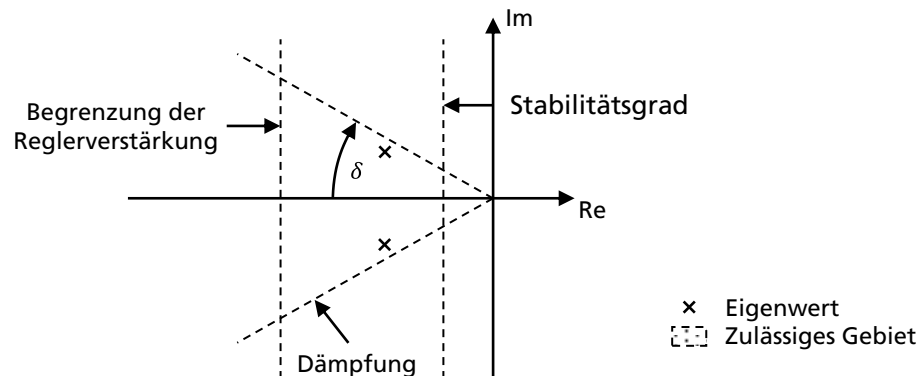


Abbildung 2.20: Gebiet der Eigenwerte (eigene Darstellung nach Lunze 2020, S. 250)

Für Systeme mit mehreren Stellgrößen kann dieses Verfahren mit der *Dyadischen Regelung* übertragen werden (Lunze 2020, S. 263). Darüber hinaus ist es in diesem Fall möglich, die Eigenvektoren des Systems über die *Vollständige Modale Synthese* anzupassen (Lunze 2020, S. 267).

Steht der Zustandsvektor nicht vollständig zur Verfügung, kann entweder eine bestmögliche *Ausgangsrückführung* berechnet (Lunze 2020, S. 274) oder ein *Beobachter* für die Regelstrecke entworfen werden (Lunze 2020, S. 346).

3. Optimale Regelung

Vorgehen zum Entwurf optimaler Regler verfolgen das Ziel, einen optimalen Stellgrößenverlauf \mathbf{u}^* für ein Zeitintervall $[0 \quad t_e]$ zu finden. Dafür wird ein *Gütefunktional* J in Abhängigkeit des Stellgrößenvektors \mathbf{u} und des Anfangszustands \mathbf{x}_0 beschrieben, das es zu minimieren gilt (51). Dieses wird auch als *quadratisches Integalkriterium* bezeichnet. Die Matrizen \mathbf{S} , \mathbf{Q}_y und \mathbf{R} bestimmen dabei die Gewichtung der Ausgangsgrößen \mathbf{y} und der Stellgrößen \mathbf{u} . (Lunze 2020, S. 294)

$$J(\mathbf{x}_0, \mathbf{u}(t)) = \mathbf{y}^T(t_e)\mathbf{S}\mathbf{y}(t_e) + \int_0^{t_e} \mathbf{y}^T(t)\mathbf{Q}_y\mathbf{y}(t) + \mathbf{u}^T(t)\mathbf{R}\mathbf{u}(t) dt \quad (46)$$

Für eine nicht sprungfähige Strecke kann der sogenannte Optimalregler anhand der *Matrix-Riccati-gleichung* anhand der Wichtungs- und Systemmatrizen bestimmt werden (Lunze 2020, S. 306). Dieses Vorgehen kann für sprungfähige Systeme (Lunze 2020, S. 324), der Vorgabe eines bestimmten Stabilitätsgrads (Lunze 2020, S. 325) oder einer optimalen Folgeregelung (Lunze 2020,

S. 326) erweitert werden. Das Ergebnis ist ein Zustandsregler. Sind die Zustände des Systems nicht vollständig messbar, kann das Entwurfsverfahren für eine Rückführung der Ausgangsgrößen durchgeführt werden (Lunze 2020, S. 331).

Die vorhergehenden Auslegungsvorgehen beschränken sich auf das quadratische Integalkriterium. Zu einer Erweiterung auf beliebige Gütefunktionale führt der Lösungsansatz der H^∞ -optimalen Regler, deren Optimierungsprobleme nur anhand von Suchverfahren gelöst werden können (Lunze 2020, S. 332).

4. Direktes Nyquist-Verfahren

Das direkte Nyquist-Verfahren nutzt die Annahme, dass der Mehrgrößenregelkreis (Abbildung 2.21 a) mit der Reglermatrix \mathbf{K} und der Regelstrecke \mathbf{G} eine so geringe Kopplung g_{12} und g_{21} aufweist, dass man den Regler im ersten Schritt wie zwei voneinander separate Regelkreise (Abbildung 2.21 b) auslegen kann (Lunze 2020, S. 382).

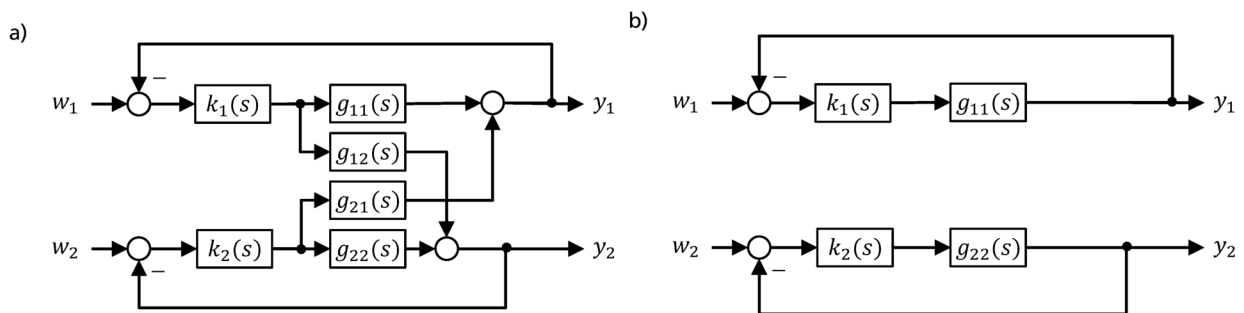


Abbildung 2.21: a) Gekoppelter Mehrgrößenregelkreis b) zwei Eingrößenregelkreise

In einem ersten Schritt wird der Regler separat für jede Strecke g_{ii} anhand des Nyquist-Kriteriums entworfen. Kann man nun Zeilen- (47) oder Spaltendominanz (48) der Rückführungsmatrix \mathbf{F} (50) nachweisen, ist auch das Gesamtsystem mit den Kopplungen stabil. Mehr noch ist das System im Fall des Ausfalls eines Reglers stabil und besitzt damit die Integritätseigenschaft. (Lunze 2020, S. 391)

$$|f_{jj}(s)| > \sum_{l=1, l \neq j}^m |f_{jl}(s)|, j = 1 \dots m \quad (47)$$

$$|f_{jj}(s)| > \sum_{l=1, l \neq j}^m |f_{lj}(s)|, j = 1 \dots m \quad (48)$$

Diese Anforderung nach Diagonaldominanz kann über Robustheitsbetrachtungen verallgemeinert werden. Dafür wird die Regelstrecke in ein Näherungsmodell $\widehat{\mathbf{G}}(s)$ und ein Fehlermodell $\delta\mathbf{G}(s)$ zerlegt (49). Aus dieser Darstellung können die verallgemeinerten *Gershgorin-Bänder* λ_F , als *Perron-Frobenius-Eigenwerte* nach Gleichung (50) berechnet werden.

$$\mathbf{G}(s) = \widehat{\mathbf{G}}(s) + \delta\mathbf{G}(s), \quad (49)$$

$$\widehat{\mathbf{G}}(s) = \begin{pmatrix} g_{11} & \dots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \dots & g_{mm} \end{pmatrix}, \quad \delta\mathbf{G}(s) = \begin{pmatrix} 0 & \dots & g_{1m} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ g_{m1} & \dots & 0 \end{pmatrix}$$

$$\lambda_F(\omega) = \lambda_P \left\{ \begin{pmatrix} 0 & \left| \frac{f_{12}(j\omega)}{f_{22}(j\omega)} \right| & \dots & \left| \frac{f_{1m}(j\omega)}{f_{mm}(j\omega)} \right| \\ \left| \frac{f_{21}(j\omega)}{f_{11}(j\omega)} \right| & 0 & & \left| \frac{f_{2m}(j\omega)}{f_{mm}(j\omega)} \right| \\ \vdots & & \ddots & \vdots \\ \left| \frac{f_{m1}(j\omega)}{f_{11}(j\omega)} \right| & \left| \frac{f_{m2}(j\omega)}{f_{22}(j\omega)} \right| & \dots & 0 \end{pmatrix} \right\} \quad (50)$$

Sind die verallgemeinerten Gershgorin-Bänder kleiner eins spricht man von verallgemeinerter Diagonaldominanz, welche die Stabilität für das Gesamtsystem bestätigt (Lunze 2020, S. 400). Für den grafischen Nachweis von Stabilität reicht es aus, wenn die um die Gershgorinbänder erweiterten Nyquist-Diagramme der Einzelregelkreise den kritischen Punkt minus eins nicht überdecken, wie in Abbildung 2.22 gezeigt (Raisch 1994, S. 244).

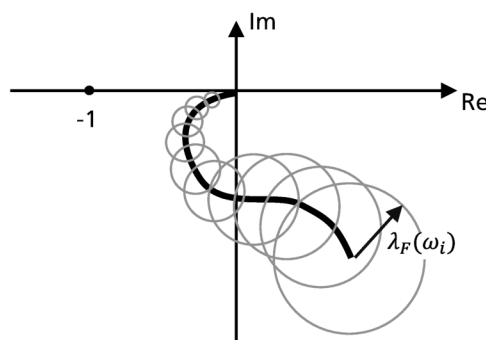


Abbildung 2.22: Stabilitätsnachweis mit Gershgorin-Bändern

2.4 Zwischenfazit

Im zurückliegenden Kapitel wurden zur Beantwortung der zentralen Forschungsfrage die Grundlagen des Betrachtungsrahmens industrielle Gleichspannungs-Mikronetze, des Regelungssystems und der Auslegung von Regelungssystemen beschrieben.

Damit wird die Teilforschungsfrage eins beantwortet: *Wie wird ein industrielles Gleichspannungs-Mikronetz definiert?*

Im ersten Schritt wird der Begriff **industrielles Gleichspannungs-Mikronetz** in Kapitel 2.1 definiert:

Gleichstrom als Übertragungstechnologie wird in Kapitel 2.1.1 eingeführt und in den industriellen Bezugsrahmen eingeordnet.

Wesentlich für das Verständnis dieser Arbeit ist die Definition des Begriffs Mikronetzes, welcher in der Literatur nicht eindeutig eingesetzt wird. Daher wird in Kapitel 2.1.2 eine eigene Definition mit vier charakteristischen Merkmalen abgeleitet: Ein Mikronetz ist ein elektrisches Versorgungssystem für lokale elektrische Lasten, das räumlich klar von anderen elektrischen Versorgungssystemen abgegrenzt werden kann. Ein Mikronetz verbindet Netzeinspeisung, verteilte Energiequellen und elektrische Lasten. Ein Mikronetz besitzt ein eigenes Regelungssystem, das die Versorgung mit Energie innerhalb der eigenen Grenzen sicherstellt. Ein Mikronetz kann im gesteuerten Energieaustausch mit einer übergeordneten elektrischen Energieverteilanlage stehen.

Das Attribut „industriell“ wird auf die elektrische Verbraucherstruktur in der Industrie zurückgeführt. Für das Mikronetz sind einerseits die dynamischen Laständerungen, andererseits die hohe Anschlussleistung relevant, wie in Kapitel 2.1.3 diskutiert.

Eine weitere Eigenschaft industrieller Netze ist ein hoher Anteil an Leistungswandlern in der Versorgung der elektrischen Lasten. Kapitel 2.1.4 schränkt den Begriff „Leistungswandler“ ein auf die relevanten Schaltungs- und Reglungsansätze für den Bezugsrahmen dieser Arbeit. Er beschränkt sich auf gesteuerte Leistungswandler mit dem Ausgangsstrom als Führungsgröße, da nur diese zielführend in ein Regelungssystem integriert werden können. Die in der Industrie eingesetzten Übertragungselemente werden in Kapitel 2.1.5 diskutiert, um deren physikalisches Verhalten im Regelungssystem zu erklären.

Zuletzt werden die im industriellen Gleichspannungs-Mikronetz verteilten Energiequellen und deren Eigenschaften in Kapitel 2.1.6 eingeführt.

Im zweiten Schritt wird der Begriff *Regelungssystem* im Kontext des industriellen Gleichspannungs-Mikronetzes in Kapitel 2.2 erläutert.

Als wesentliche Objekte des Regelungssystems werden die Netzkoppelstelle, Erzeuger, Stromspeicher, elektrische Lasten, Netzknoten, Rechner und Übertragungselemente identifiziert (Kapitel 2.2.1). Anhand des vorgestellten Informationsmodells in Kapitel 2.2.2 werden diese Objekte zueinander in Verbindung gebracht. Das Regelungssystem ordnet die Objekte strukturell an und zeichnet sich zum einen durch physikalische Wechselwirkungen als auch über digitale Kommunikation gesteuerte Wechselwirkungen aus.

Das Regelungssystem eines Mikronetzes umfasst drei aufeinander aufbauende Regelungshierarchien (Kapitel 2.2.3). Der Ausgleich von Leistungseinspeisung und -erzeugung sowie die Spannungshaltung wird in der ersten Hierarchieebene realisiert. Diese ist Voraussetzung für die Funktion einer sekundären Regelungshierarchie, die Spannungen zurückführt oder die Leistungseinspeisung neu aufteilt. Aufbauend auf diesen beiden Regelungshierarchien kann ein tertiäres System den gezielten Austausch mit einem externen Versorgungssystem regeln.

Der Kernfokus dieser Arbeit liegt auf der Primärfunktion des Regelungssystems, da diese grundlegend für alle darauf aufbauenden Regelungshierarchien ist und erst die Energieübertragung ermöglicht. Außerdem werden in der untersten Regelungshierarchie die meisten ungelösten Fragestellungen erwartet, die im Zusammenhang mit den physikalischen Eigenschaften eines Gleichspannungssystems entstehen.

Als Lösungsansatz für den Aufbau einer Primärregelung kommen zentrale, verteilte oder dezentrale Regelungen in Frage (Kapitel 2.2.4). Die Anforderungen industrieller Anwender an ein Gleichspannungs-Mikronetz bestehen in einer hohen *Verfügbarkeit* der elektrischen Versorgung, einer einfachen *Konfiguration* und *Skalierbarkeit* des Netzes sowie der *Robustheit* gegenüber dem Ausfall einzelner Komponenten (Weckmann et al. 2017, S. 603).

Betrachtet man unter diesen Aspekten mögliche Lösungsansätze für das Regelungssystem, zeigen zentrale Ansätze das größte Potenzial für den Aufbau fortgeschrittener Regelungs- und Steuerungsansätze, da dort die Zustandsinformationen des gesamten Netzes berücksichtigt werden können. Diese kommen aber in Anbetracht der Anforderungen an Robustheit nicht in Frage, da ein Ausfall der zentralen Recheneinheit oder eines Teils der Kommunikationsinfrastruktur immer mit Funktionsverlust oder einem Totalausfall des Versorgungssystems einhergeht (Dragičević et al. 2018, S. 102). Zusätzlich steigen die Anforderungen an die Bandbreite der Kommunikation mit einer steigenden Anzahl an Teilnehmern (Guerrero et al. 2013, S. 4882), was gegen eine beliebige Skalierbarkeit des Systems spricht.

Verteilte Regelungsansätze basieren auf der Vernetzung der Geräte über digitale Kommunikation, die Regelungsalgorithmen werden allerdings lokal und hardwarenah implementiert. Zum einem kann das Regelungssystem so auf Veränderungen im Netz reagieren, ohne dass ein zentraler Rechner notwendig ist, zum anderen verliert es seine Funktion nicht, wenn einzelne Teilnehmer ausfallen. (Dragičević et al. 2015, S. 4882)

Der erweiterte Funktionsumfang und die Robustheit werden mit Wechselwirkungen erkaufte, deren Komplexität sich in der Analyse und Auslegung des Regelungssystems wieder findet (Dragičević et al. 2015, S. 4883). Daher erscheint es unwahrscheinlich, dass ein verteiltes Regelungssystem der Anforderung nach einer einfachen Konfigurierbarkeit gerecht wird.

Dezentrale Lösungen wiederum verzichten vollständig auf digitale Kommunikation. Die Regelungsalgorithmen werden lokal und hardwarenah implementiert. Daraus ergeben sich Vorteile hinsichtlich der Robustheit und der Verfügbarkeit, da bei Ausfall jedes beliebigen Teilnehmers das Netz weiter betrieben werden kann (Gao et al. 2019, S. 232). Dezentrale Ansätze sind einfach zu implementieren (Dragičević et al. 2015, S. 4881). Es existieren sogar dezentrale Lösungsansätze, die ohne Konfiguration funktionieren (Dragičević et al. 2015, S. 4877). Ein maßgeblicher Nachteil dezentraler Lösungsansätze ist der fehlende Datenaustausch im Netz. Somit können Funktionen nicht realisiert werden, die notwendigerweise zusätzliche Informationen über den Zustand des Netzes benötigen (Dragičević et al. 2015, S. 4880). Darunter fällt zum Beispiel ein gesteuerter Energieaustausch mit dem übergeordneten Verbundnetz.

Stellt man diese Diskussionsergebnisse den von Weckmann et al. ermittelten Anforderungen der Anwender gegenüber (Tabelle 2.5), erscheint ein dezentraler Ansatz am besten zu den Anforderungen der Anwender zu passen (Weckmann et al. 2017, S. 603). Daher wird der Schwerpunkt der folgenden Arbeit auf dezentralen Lösungsansätzen liegen, wie er im Rahmen des Systemkonzepts des Forschungsprojekts DC-INDUSTRIE beschrieben wird.

Tabelle 2.5: Gegenüberstellung Regelungsansatz und Anforderungen

Lösungsansatz	Nutzeranforderungen			
	Verfügbarkeit	Skalierbarkeit	Konfigurierbarkeit	Robustheit
zentral	nicht erfüllt	nicht erfüllt	• nicht erfüllt	nicht erfüllt
verteilt	• erfüllt	nicht erfüllt	• nicht erfüllt	• erfüllt
dezentral	• erfüllt	• erfüllt	• erfüllt	• erfüllt

Im dritten Schritt wird die Auslegung von **Regelungssystemen** in Kapitel 2.3 diskutiert.

Als Grundelement für diese Arbeit wird das vorgestellte Vorgehensmodell für den Entwurf eines Regelungssystems dienen. Dieses umfasst die Phasen Anforderungsdefinition, Auswahl der Regelgröße, Auswahl der Stellgröße, Systemanalyse, Präskriptiver Reglerentwurf, Analyse des Gesamtsystems und Realisierung. Das Vorgehen ist in der Literatur abstrakt beschrieben, kann daher als Struktur in den Bezugsrahmen dieser Arbeit übertragen werden, wird aber als zu allgemein angesehen, als dass es als Lösung der zuvor beschriebenen Problemstellung gelten kann.

Aus den Anforderungen an ein Regelungssystem leiten sich die notwendigen Auslegungsschritte ab. Die Literatur schlägt die Kategorien Stabilität, Störkompensation und Sollwertfolge, Dynamikforderungen, Querkopplungen und Integrität vor (Kapitel 2.3.1). Auch diese Kategorien sind sehr abstrakt gefasst und es gilt im Zuge der Arbeit die Anforderungen an das Regelungssystem eines industriellen Gleichspannungs-Mikronetzes detaillierter und praxinah abzuleiten. Das beschriebene Gerüst ist eine gute Grundlage, die Vollständigkeit des Zielsystems zu prüfen, das in Kapitel 4.1 abgeleitet wird.

Der Begriff der Stabilität wird in Kapitel 2.3.2 eingeführt: In ein stabiles Regelungssystem führt eine endliche Anregung durch Führungs- oder Störsignale zu einem endlichen Ausgangssignal des Regelungssystems. Für den Stabilitätsnachweis gilt es, ein von der Theorie gelöstes und in der Anwendung handhabbares Verfahren zu entwickeln.

Zuletzt werden in Kapitel 2.3.3 die Entwurfsverfahren Einstellverfahren für PI-Mehrgrößenregler, Polzuweisung, Optimale Regelung und Direkte Nyquist-Verfahren vorgestellt.

Das Einstellverfahren für PI-Mehrgrößenregler ist sehr anwendungsnah, da keine komplexen Berechnungen benötigt werden und die Auslegung in der Inbetriebnahmephase stattfinden kann. Dafür sind bestimmte Bedingungen an das Regelungssystem geknüpft, damit es angewendet werden kann.

Sowohl Polzuweisung als auch Optimale Regelung können für ein komplexes Regelungssystem, wie das in diesem Bezugsrahmen betrachtete, nur numerisch und mit größeren Berechnungsaufwand gelöst werden.

Das direkte Nyquist-Verfahren wendet eine modellgetriebene Reglerauslegung an, besitzt damit eine höhere Berechnungskomplexität als das Einstellverfahren von PI-Mehrgrößenreglern und eine geringere Komplexität als Polzuweisung und Optimale Regelung.

Alle drei Verfahren sind nur allgemein beschrieben. Für den konkreten Bezugsrahmen muss das Auslegungsverfahren wesentlich detaillierter und durch Vorgaben und Definitionen vereinfacht ausgeführt werden. Dabei können Teile aller Verfahren in der Lösung zur Anwendung kommen.

3 Stand der Technik und Wissenschaft

Kapitel 3 bewertet Ansätze zur Lösung der Problemstellung anhand der aus den Grundlagen abgeleiteten Ausgangsbasis (Kapitel 2.4).

Im ersten Schritt wird das methodische Vorgehen der Recherche vorgestellt (Kapitel 3.1). Der große Umfang an wissenschaftlicher Literatur macht ein strukturiertes Vorgehen zum Ermitteln, Eingrenzen und Bewerten der verfügbaren Quellen notwendig. Die Darstellung der gewählten Methode macht die Herkunft der gewonnenen Ergebnisse transparent und soll dabei helfen, die Anforderungen an die Wissenschaftlichkeit der Arbeit zu erfüllen.

Die im Stand der Technik und Wissenschaft gewonnenen Lösungsansätze werden in Kapitel 3.2 anhand der Themen Stabilität, Dynamik des Übergangsverhaltens, Störkompensation und Sollwertfolge sowie Kopplung und Integrität des Regelkreises dargestellt.

3.1 Recherchemethode

Die relevanten Ansätze in Forschung und Wissenschaft wurden nach dem in Abbildung 3.1 dargestellten Vorgehensmodell ermittelt.

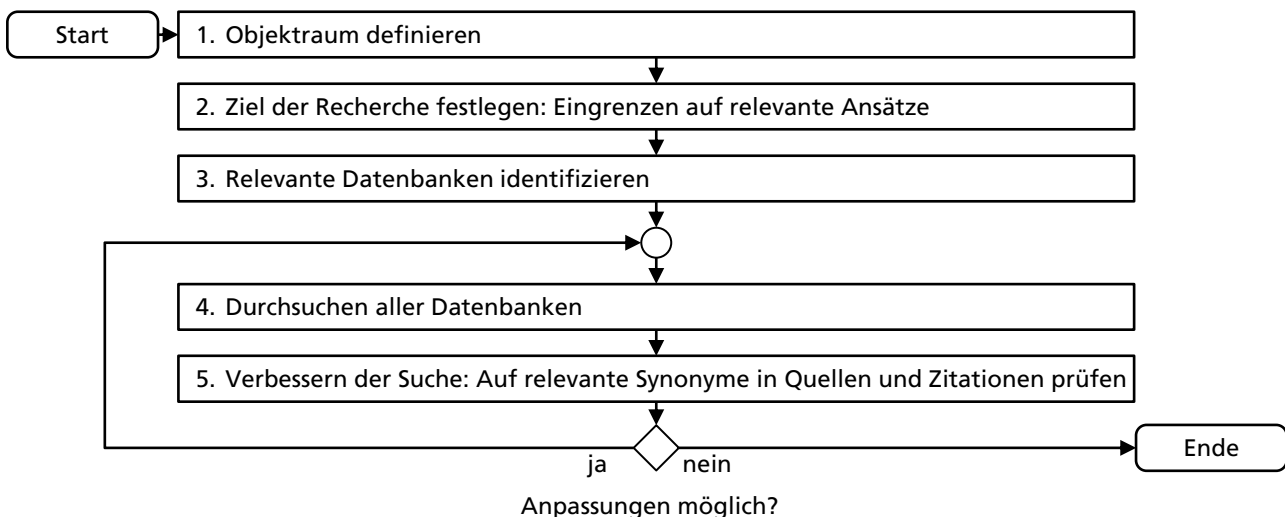


Abbildung 3.1: Vorgehensmodell Literaturrecherche

Der Betrachtungsrahmen der Recherche wird durch die Zielsetzung der Arbeit in Kapitel 1.4 und den Definitionen aus Kapitel 2 festgelegt. Abbildung 1.3 stellt den Betrachtungsrahmen dar.

Ausgehend von dem Betrachtungsrahmen wird das Ziel der Recherche festgelegt. Dies geschieht anhand der Einordnung der Grundlagen in die Zielstellung (Kapitel 2.4). Abbildung 3.2 zeigt die aus den Grundlagen abgeleitete Zielstellung der Recherche anhand von vier aufeinander aufbauenden Rechercheebenen. Beginnend mit einer möglichst hoher Anzahl an Quellen nimmt die Mächtigkeit der Ergebnisse jeweils mit der folgenden Rechercheebene ab, während die Relevanz steigt.

Dabei werden zunächst Lösungsansätze für Wechselspannungs-Mikronetze ausgegrenzt und die Recherche auf dezentrale Lösungsansätze für das Regelungssystem eingeschränkt.

Die Zielsetzung der Recherche ist es, Quellen zu finden, welche dezentrale Regelungsansätze von Gleichspannungs-Mikronetzen thematisieren. Die in den Grundlagen diskutierten Anforderungskategorien an Regelungssysteme (Kapitel 2.3.1) leiten die Recherche auf der dritten Rechercheebene.

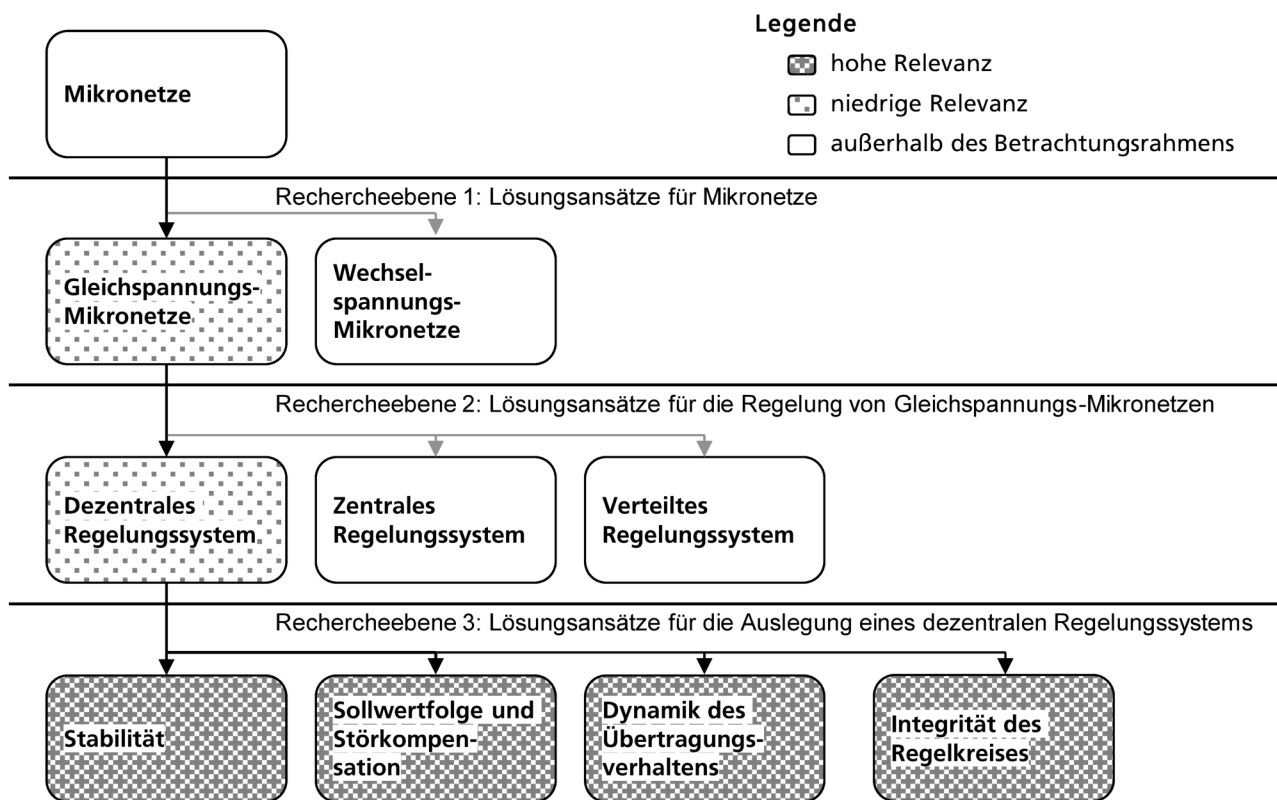


Abbildung 3.2: Rechercheebenen

Das Verfahren ist iterativ. Ausgehend von den in Abbildung 3.2 definierten Begriffen werden vier Suchpfade definiert. Da Begriffe für ähnliche Konzepte variieren, werden nach jedem Suchdurchlauf die resultierenden Quellen sowie deren Nennungen in anderen Quellen daraufhin geprüft, ob die Suche anhand bestimmter Begriffe präzisiert werden kann. Ist eine Anpassung notwendig, wird diese

umgesetzt und die Suche wiederholt. Die gefundenen verwendeten Synonyme sind in Tabelle A 1 dargestellt.

3.2 Ansätze zur Auslegung der Regelung

Im folgenden Kapitel werden die für den Betrachtungsrahmen dieser Arbeit relevanten Ansätze aus dem Stand der Technik und Wissenschaft dargestellt.

3.2.1 Sicherstellen von Stabilität

Der methodische Stabilitätsnachweis für Gleichspannungsnetze wird in einer Vielzahl von Veröffentlichungen und Forschungsergebnissen thematisiert, da elektrische Energieverteilanlagen mit parallel geschalteten Leistungswandlern in Flugzeugen (Sudhoff et al. 1998, S. 1), Schiffen (Di Piazza et al. 2018, S. 1), Automobilen (Emadi et al. 2006, S. 1112), Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (Beerten 2013, S. 9–11) oder Gebäudenetzen (Wunder et al. 2015, S. 425) ein breites Anwendungsspektrum finden. Die entstandenen Stabilitätsnachweise sind auf unterschiedliche Anwendungsfälle übertragbar und daher relevant für diese Arbeit.

1. *Pol-Nullstellen-Analyse*

Die Pol-Nullstellen-Analyse ist ein Standardwerkzeug der Systemanalyse und findet Anwendung in der Auslegung von Gleichstromnetzen. Insbesondere im Bereich der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung existieren Lösungsansätze, die diese Methode nutzen (Banković et al. 2020, S. 22–24; Mei et al. 2020, S. 12–13).

Die mathematische Modellbildung für das System ist der kritische Schritt in der Analyse. Dieses muss das Hardwareverhalten als auch das Verhalten der Regelschleifen exakt abbilden. In der Literatur vorgestellte Modelle zeigen sehr hohe Detaillierungsgrade auf und modellieren Schaltungen der Leistungswandler bis hin zum Verhalten einzelner Bauteile (Banković et al. 2020, S. 6–13).

Mit steigendem Detaillierungsgrad erhöhen sich auch der Aufwand der Modellierung und die Berechnung der Eigenwerte. Daher existieren Untersuchungen zum Einfluss vereinfachter Modelle für Leistungswandler (Beerten et al. 2014, S. 39–41) und Übertragungselemente (D'Arco et al. 2015, S. 2–5), die den durch die Vereinfachung entstehenden Fehler bewerten.

Gerade bei Netzen mit parallel geschalteten Leistungswandlern ähneln sich die jeweiligen Subsysteme häufig in der Modellstruktur. Das Modell des Gesamtnetzes kann daher aus der Verknüpfung dieser Subsysteme gewonnen werden. Es existieren Lösungsansätze, die versuchen, die Modellierung

zu vereinfachen, indem sich wiederholende Subsysteme identifiziert und als Bausteine für die Modellierung genutzt werden. (Banković et al. 2020, S. 13–14).

Die mathematischen Modelle werden häufig mit Matrizen hoher Dimension beschrieben, wie das Beispiel von Banković zeigt: Ein einfaches Netz mit drei Leistungswandlern wird durch 245 Zustandsgleichungen beschrieben (Banković et al. 2020, S. 22). Daher ist man für die eigentliche Stabilitätsanalyse auf Software angewiesen, welche die Eigenwerte sowie Eigenvektoren der Systemmatrix berechnet (Banković et al. 2020, S. 13).

Sind diese nach der Modellierung berechnet, kann im Pol-Nullstellendiagramm auf Eigenwerte mit positivem Realteil geprüft werden, die ein instabiles Systemverhalten hervorrufen. Komplexer ist hingegen eine gezielte Auslegung des Systems anhand bestimmter Anforderungen, da der Ort von Pol- und Nullstellen von mehreren Auslegungsparametern abhängig ist. Man nutzt Sensitivitätsanalysen, welche die örtliche Veränderung der Pol- und Nullstellen in Abhängigkeit der unterschiedlichen Auslegungsparameter zeigen, um geeignete Parametereinstellungen zu finden (Mei et al. 2020, S. 14).

2. Minor Loop Gain

Für den Nachweis von Kleinsignalstabilität um einen Gleichgewichtspunkt ist das Konzept des Verhältnisses zwischen Quellen- und Lastimpedanz intensiv untersucht worden. Die Methode basiert auf der Näherung des realen Systems mit Thévenin-Äquivalenten, die Quellen- und Lastverhalten durch eine Spannungsquelle mit einem in Reihe geschalteten Wechselstromwiderstand beschreiben (Abbildung 3.3, Sudhoff et al. 1998, S. 12).

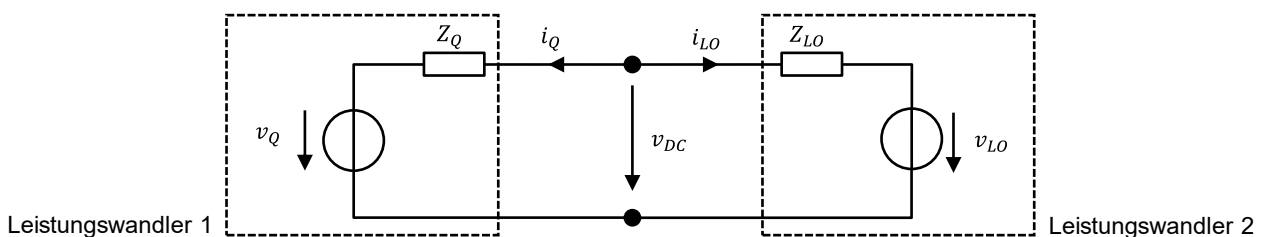


Abbildung 3.3: Ersatzschaltbild eines DC-Quelle-Senke-Systems als Thévenin-Äquivalent

Für die Herleitung des Kriteriums wird die Impedanz der Leistungswandler Z_i jeweils mit einem Nenner- $G_{DEN,i}$ und einem Zählerpolynom $G_{NUM,i}$ beschrieben (51). Berechnet man die sich ergebende Netzimpedanz Z_{DC} aus der Parallelschaltung der Leistungswandler ergibt sich die Gleichung (52).

$$Z_i = \frac{G_{NUM,i}(s)}{G_{DEN,i}(s)} \quad (51)$$

$$Z_{DC} = \frac{v_{DC}}{i_Q + i_{LO}} = \frac{G_{NUM,LO}(s)G_{DEN,Q}(s)v_Q + G_{NUM,Q}(s)G_{DEN,LO}(s)v_{LO}}{G_{NUM,LO}(s)G_{DEN,Q}(s) \left(1 + \frac{Z_Q(s)}{Z_{LO}(s)}\right)} \quad (52)$$

Wenn der Zähler der Lastimpedanz $G_{NUM,LO}$ und der Teiler der Quellenimpedanz $G_{DEN,Q}$ keine Polstellen rechts der Imaginärachse der komplexen Halbebene besitzen, hängt die Stabilität von dem Verhältnis von Quellen- zu Lastimpedanz ab (53). Dieses wird auch als *Minor Loop Gain* (MLG) bezeichnet. Es ist von der Frequenz der Anregung abhängig, sodass man den Verlauf vergleichbar mit einem Nyquist-Diagramm in der komplexen Ebene darstellen kann. Anhand des Verlaufs kann eine Aussage über die Stabilität getroffen werden: Ein System ist stabil, wenn der Punkt $(-1 \ 0)$ nicht umschlossen wird (Abbildung 3.4). (Sudhoff et al. 1998, S. 13)

$$MLG = \frac{Z_Q(s)}{Z_{LO}(s)} \quad (53)$$

Abgeleitet von dieser Aussage sind – beginnend mit dem Middlebrook-Kriterium (Middlebrook 1976) – Kriterien für den Verlauf des MLG in der komplexen Ebene entwickelt worden. Die Kriterien geben jeweils einen zulässigen Bereich in der komplexen Ebene vor, der in Abhängigkeit gewünschten Systemeigenschaften ermittelt wird. Abbildung 3.4 zeigt eine Auswahl der bekanntesten Kriterien.

Das Middlebrook-Kriterium fordert, dass die Quellenimpedanz immer kleiner ist als die Lastimpedanz, womit der zulässige Bereich durch einen Einheitskreis beschrieben wird (Dragičević et al. 2015, S. 4886). Während dieses Kriterium alleine den Betrag der Amplitude (engl. „Gain“) betrachtet und damit den zulässigen Bereich stark einschränkt, lässt das „Gain Margin and Phase Margin“ (GM/PM) in Abhängigkeit der Phasendifferenz zu, dass die Quellenimpedanz über der Lastimpedanz liegen darf (Wildrick et al. 1993, S. 282–283).

Eine unvoreilhaftige Eigenschaft dieser Kriterien ist, dass sie in Abhängigkeit der Zuordnung physikalischer Bauteile (z. B. Kondensatoren) zu unterschiedlichen Stabilitätsaussagen führen. Aus diesem Grund wurde das Kriterium „energy source analysis consortium“ (ESAC) entwickelt, das zum einen den zulässigen Bereich erweitert und gleichzeitig weniger empfindlich bezüglich der Anordnung der Bauteile ist (Sudhoff et al. 2000, S. 967–968).

Das Kriterium „opposing argument“ (OA) ist entwickelt worden, um den Messaufwand zu reduzieren. So wird bei diesem Kriterium alleine die Amplitudeninformation der Impedanzen für den Stabilitätsnachweis benötigt (Feng et al. 2002, S. 158–159).

Jedes dieser Kriterien ist hinreichend, aber nicht notwendig für Stabilität, sodass das reale System stabil sein kann, obwohl keines dieser Kriterien dies bestätigt (Dragičević et al. 2015, S. 4884).

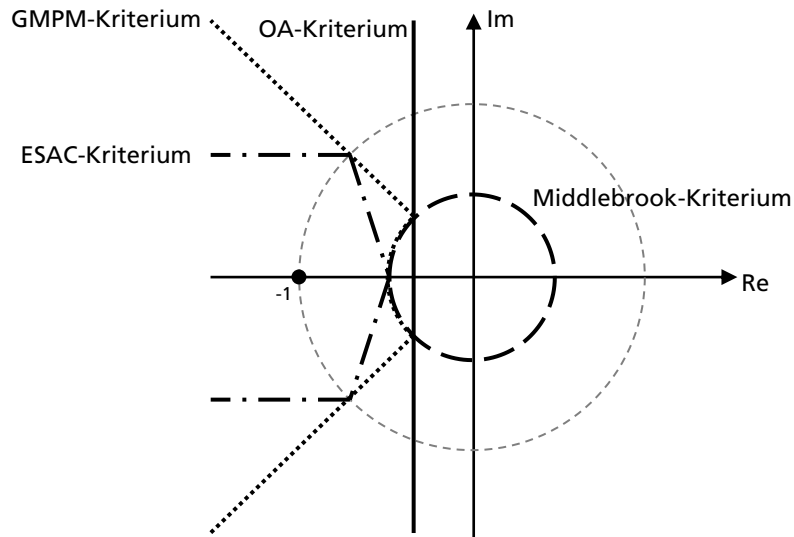


Abbildung 3.4: Kriterien für den Minor Loop Gain (eigene Darstellung nach Dragičević et al. 2015, S. 4886)

3. Passivität

Die zuvor genannten Stabilitätskriterien sind abhängig von der Richtung des Stromflusses und müssen daher im Fall einer möglichen Umkehr der Flussrichtung für beide Ereignisse geprüft werden. Um diese Problematik zu überwinden, kann das Konzept der Passivität genutzt werden. (Riccobono et al. 2012, S. 2561)

Passivität beschreibt Systeme, deren gespeicherte Energie immer kleiner oder gleich der zugeführten Energie ist (Adamy 2014, S. 106 ff.). Das aus dieser Definition entwickelte Passivitätskriterium verlangt die Passivität der Gesamtimpedanz Z_{DC} (54) für den Nachweis von Stabilität. Diese kann dahingehend nachgewiesen werden, dass der Realteil der Impedanz für harmonische Anregungen mit der Frequenz f nicht negativ wird (55). Dabei ist das Kriterium unabhängig von der Anzahl der parallel geschalteten Leistungswandler und dem ausgesuchten Punkt, an dem die Gesamtimpedanz untersucht wird (Riccobono et al. 2012, S. 2561).

$$Z_{DC} = Z_Q // Z_{LO} \quad (54)$$

$$\operatorname{Re}(Z_{DC}) > 0 \text{ for } f \in \mathbb{R}^+ \quad (55)$$

Dieses Kriterium ist vor allem daher interessant, dass gegebenenfalls notwendige Dämpfungsglieder aus dem Verlauf der Gesamtimpedanz ermittelt werden können (Riccobono et al. 2012, S. 2562). Außerdem kann die Stabilität des Gesamtsystems experimentell durch Messungen am realen System im Betrieb nachgewiesen werden (Ott 2019, S. 117), ohne dabei die Impedanz jedes einzelnen Systems ermitteln zu müssen.

Ott schlägt eine Regelungsarchitektur vor (Ott 2019, S. 69), die es erlaubt, durch Abstimmung der Regelung und der Hardware dynamik einen passiven Ausgangsverlauf der Impedanz aller Leistungswandler im Netz zu erreichen (Ott 2019, S. 74–78).

4. Lyapunov

Während die Impedanz von Stromrichtern zur Netzspeisung mit der Ausgangsimpedanz am Gleichstromnetz passiv gestaltet werden kann, gilt dies nicht für geregelte Lasten. Lasten, die mit Leistungswandlern betrieben werden, wie zum Beispiel Antriebe, besitzen einen lastseitigen Regelkreis, der die bezogene Leistung konstant hält (Abbildung 3.5). Diese Systeme zeigen für niedrige Anregungsfrequenzen eine Phasenverschiebung um -180° im Impedanzverlauf. Sie sind aktiv und destabilisieren das Gesamtsystem. (Ott 2019, S. 25, 132)

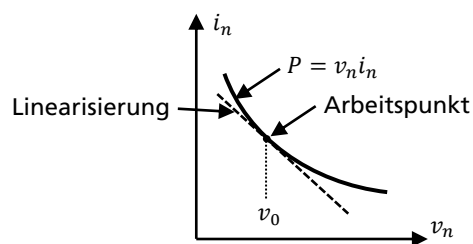


Abbildung 3.5: Charakteristik geregelter Lasten

Die bisher vorgestellten Lösungsansätze gehen von linearem Verhalten um einen bestimmten Betriebspunkt aus. Im Vergleich dazu ist die Impedanz dieser Geräte nicht nur von der Frequenz, sondern zusätzlich von der anliegenden Spannung abhängig. Somit entwickelt auch die Stabilität des Gesamtsystems eine Abhängigkeit vom jeweiligen Betriebspunkt. (Sanchez et al. 2012, S. 3)

Nimmt man an, dass die sekundäre Seite eine konstante Leistung P vom Netz bezieht, kann die Impedanz auf der Primärseite anhand der Klemmenspannung v_n berechnet werden (56) (Emadi et al.

1999). Für die stationäre Betrachtung ergibt sich eine negative inkrementelle Impedanz Z_{CPL} (57), die bei einer Änderung der Spannung mit einer Phasenverschiebung von -180° antwortet. Um einen Betriebspunkt v_0 kann das System für die Kleinsignalanalyse linear approximiert werden (58) (Emadi et al. 2006). Diese Näherung kann eingesetzt werden, um die zuvor genannten Kriterien anzuwenden.

$$Z(s = 0) = \frac{v_n^2}{P} \quad (56)$$

$$Z_{CPL} = \frac{\partial Z}{\partial v_n} = -\frac{2v}{P} \quad (57)$$

$$Z(s) = \frac{v_0^2}{P} - \frac{2v_0}{P} \cdot (v_n - v_0) \quad (58)$$

Ein alternativer Lösungsansatz für den Nachweis von Stabilität gelingt durch Anwendung der direkten Lyapunov-Methode. In diesem Fall muss die Systemdynamik nicht linearisiert werden und Stabilität kann unabhängig vom Betriebspunkt geprüft werden (Cavanagh et al. 2018, S. 141). Mehr noch können für eine geschlossene Modellformulierung Kriterien für Parameter gefunden werden, in welchen Fällen das System stabil ist. Ein Beispiel dafür geben Zhi et al., welche die analytische Grenze sowohl für die maximale Leistung als auch eine minimale Netzkapazität ableiten, um Stabilität zu gewährleisten (Zhi et al. 2016, S. 3342). Es ist zusätzlich möglich, das System bei Störung durch einen Leistungssprung zu bewerten. Cavanagh et al. leiten ein Kriterium für die notwendige Netzkapazität ab, die Stabilität garantiert (Cavanagh et al. 2018, S. 144).

Ein völlig anderer Lösungsansatz liegt in der Linearisierung der Ausgangsimpedanz der geregelten Lasten. Im Fall von Antriebsinvertern muss der Sollwert des Moments T^* mit einem spannungsabhängigen Korrekturfaktor linearisiert werden T_{lin}^* . Der Korrekturfaktor besteht in dem Quotienten der aktuell gemessenen Zwischenkreisspannung v_n und einem tiefpassgefilterten Signal der Zwischenkreisspannung $v_{VF,n}$. Je nach Wahl des Korrekturfaktors erlangt die Ausgangsimpedanz der geregelten Last entweder eine Unabhängigkeit von einer Änderung der Zwischenkreisspannung (59) oder zeigt ohm'sches (60) Ausgangsverhalten. (Schaade 2003, S. 65)

$$T_{lin}^* = \frac{v_n}{v_{VF,n}} T^* \quad (59)$$

$$T_{lin}^* = \left(\frac{v_n}{v_{VF,n}} \right)^2 T^* \quad (60)$$

3.2.2 Sollwertfolge und Störkompensation

Der Begriff Sollwertfolge und Störkompensation stammt aus den Anforderungen an eine Mehrgrößenregelung (Kapitel 2.3.1).

Die Ziele der dezentralen Regelung von Mikronetzen ist das Aufteilen der Leistungsanforderungen auf vorhandene Erzeugungskapazitäten (Kapitel 2.2.3). Das System soll inhärent eine Priorisierung von Quellen vornehmen. Die Literatur zeigt, dass durch die Wahl der Regelungsarchitektur und geeigneter Parametereinstellungen können die Einspeiseleistungen aller Quellen zueinander koordiniert werden, ohne einen zusätzlichen Kommunikationskanal einzusetzen. Diese Ansätze können anhand der Zielstellung die Last entweder gleichmäßig zwischen den Leistungswandlern oder anhand funktionaler Anforderungen aufteilen.

1. Ansätze zur gleichmäßigen Lastaufteilung

Eine häufig betrachtete Zielstellung ist die gleichmäßige Aufteilung der Last zwischen parallel geschalteten Wandlern. Gerade in diesem Anwendungsfall zeigt eine dezentrale Regelung Nachteile, da die Netzimpedanz zu unterschiedlichen Messspannungen an den einzelnen Geräten führt, die daraufhin auf unterschiedliche Spannungsreferenzen regeln. Der Fehler der Spannungsmessung wächst mit steigendem Strom, da dieser die Spannungsabweichung vergrößert. Zusätzlich ist ein kleiner Verstärkungswert G_{NDC} des Spannungsregelkreises problematisch (vgl. Gleichung (31)), da die Sensitivität des Stellstroms i_n^* zur Spannungsabweichung zunimmt. Die in der Literatur betrachteten Lösungsansätze sehen eine übergeordnete Kommunikationsebene auf Basis von Feldbus, Power Line Communication oder eines aufmodulierten Wechsellspannungssignals vor, um Abweichungen der Spannungsmessung mithilfe einer sekundären Kommunikation auszugleichen. (Anand et al. 2013, S. 1902–1903; Lu et al. 2014, S. 1801–1803)

Vu et al. verfolgen mit der Kennlinienregelung eine gleichmäßige Lastaufteilung zwischen den Erzeugern sowie die Rückführung der Spannung auf einen Referenzwert (Vu et al. 2017, S. 95–106). Die Netzregelung ist in drei Kaskaden aufgebaut, wobei die Dritte zwischen den einzelnen Geräten Spannungs- und Strommesswerte austauscht. Anhand dieser wird der gewünschte Betriebspunkt jedes Geräts bestimmt. Die zweite Kaskade umfasst eine geregelte Adaption mit Vergleichsmodell (Duarte et al. 1989, S. 1071–1075), welche die Kennliniensteigung anpasst, sodass der gewünschte Betriebspunkt erreicht wird (Perkins et al. 2017, S. 534–538). Unterlagert wird eine Regelungskaskade aus Kennlinienregelung, Spannungs- und Stromregelung ausgeführt, die dynamische Störungen kompensiert.

Einen anderen Ansatz verfolgen Kakigano et al., die das Problem der Lastaufteilung dadurch lösen, dass sie Spannungsbereiche hoher und geringer Genauigkeit definiert. In den Bereichen geringer Genauigkeit wird eine hohe Statik gewählt, während für die Bereiche geringer Genauigkeit eine geringe Statik gewählt wird. (Kakigano et al. 2011)

2. Ansätze zur funktionalen Aufteilung der Lastflüsse

Die DC-Bus-Signaltechnik zielt im Unterschied zur gleichmäßigen Lastaufteilung auf eine gezielte Aufteilung der Lasten zwischen unterschiedlichen Einspeisern ab. Dazu wird das Spannungsband in unterschiedliche Bereiche aufgeteilt, in denen die Einspeisegeräte ihr Einspeiseverhalten ändern. (Gavriliuță 2014, S. 22–24)

Erste Konzepte für diesen Lösungsansatz werden von Schönberger et al. beschrieben, die das Ziel verfolgen, den Anteil erneuerbarer Erzeugung im Leistungsverbrauch zu maximieren. Es werden zwei Spannungsbänder eingeführt, wobei das erste eine vollständige Energiespeisung durch erneuerbare Erzeuger beschreibt. Wenn die so erzeugte Leistung nicht ausreicht, sinkt das Netz in den zweiten Spannungsbereich. Innerhalb dieses Bereichs wird das Netz zusätzlich durch das Verbundnetz gestützt. (Schönberger et al. 2006, S. 1454–1455) Einen Schritt weiter geht der Lösungsansatz von Boroyevich et al., welche die Anzahl der betrachteten Erzeuger um Winderzeugung, Batteriespeicher und Plug-In-Batteriefahrzeuge erweitern. (Boroyevich et al. 2010, S. 1347–1348)

Eine Weiterentwicklung daraus ist die Einführung von Betriebszuständen. Sun et al. identifizieren Spannungshaltung, Leistungseinspeisung und steuerbare Leistungsaufnahme als grundlegende Funktionen des Netzes und ordnen diese in Abhängigkeit der Lastsituation den im Netz vorhandenen aktiven Teilnehmern zu (Sun et al. 2011, S. 3035). Das hier vorgestellte Vorgehen formalisiert die Auslegung der DC-Bus-Signalgebung.

Während Sun et al. sich auf die Funktionen der Teilnehmer im Netz konzentrieren, entwickeln Gu et al. Betriebszustände anhand der aktuellen Erzeugungssituation. So wird zum Beispiel in Abhängigkeit der regenerativen Erzeugung und des Ladezustands eines Speichersystems zwischen einem vom Versorger dominierten Betrieb, einem speicherdominierten Betrieb und einem regenerativ dominierten Betrieb unterschieden. Ist keine regenerative Erzeugung vorhanden und der Speicher ist entladen, wird das Netz rein aus dem externen Wechselstromnetz gespeist. Wird durch die regenerative Erzeugung ein Überschuss erzeugt und der Speicher ist nicht vollständig geladen oder der Speicher ist geladen und die fehlende Erzeugung aus der regenerativen Quelle kann ausgeglichen werden, wird

das Netz von der regenerativen Erzeugung und dem Speicher gespeist. Falls die regenerative Erzeugung die Lasten vollständig bedienen kann, werden Speicher und Netzeinspeisung ausgeschaltet. (Gu et al. 2014, S. 5075)

Das Verhalten des Regelungssystems in Betriebszuständen zu beschreiben, wird auch von Gavriluță et al. vorgeschlagen. Der Lösungsansatz sieht vor, das Netz priorisiert aus den regenerativen Energiequellen sowie dem Speichersystem zu versorgen. Das Spannungsband, innerhalb dessen diese Quellen Leistung zur Verfügung stellen, wird als normaler Betrieb bezeichnet. Erst wenn die Spannung aus dem zulässigen Spannungsband fällt oder über dieses hinaus steigt, wird das Netz durch Netzeinspeisungen aus dem Wechselstromnetz gestützt. Sie sprechen in Abhängigkeit der Abweichung von Sicherheits- und Alarmbetrieb. Die regenerativen Energiequellen sind über das gesamte Spannungsband aktiv, während das Speichersystem nicht gleichzeitig mit der Netzeinspeisung aktiv wird. Dadurch wird das Speichersystem priorisiert und die Netzeinspeisung wird hauptsächlich zur Stabilisierung des Systems genutzt, wenn der Speicher vollständig ge- oder entladen ist. (Gavriluță et al. 2014, S. 4124–4125)

Aufbauend auf diesen Lösungsansätzen ist im Forschungsprojekt DC-INDUSTRIE eine Regelungsarchitektur entstanden, die für die DC-Bus-Signalgebung genutzt werden kann (Borcherding et al. 2017, S. 227–237).

Das daraus entstandene Konzept basiert auf einer Statikregelung, die den Ausgangsstrom jeder Energiequelle anhand einer nichtlinearen Regelkennlinie anpasst, wie Abbildung 3.6 a) verdeutlicht. Jede Energiequelle misst die Klemmenspannung v_n und ermittelt einen Sollwert für den Ausgangsstrom i_n^* in Abhängigkeit der Parametereinstellungen in Tabelle 3.1. Überschreitet die Klemmenspannung die gerätespezifische Maximalspannung $v_{ma,n}$ oder unterschreitet die Klemmenspannung die gerätespezifische Minimalspannung $v_{mi,n}$, wird der Sollwert auf null gesetzt.

Zusätzlich sieht das Konzept einen übergeordneten Rechner vor, der über einen Feldbus die Parameter der Regelkennlinie verändern kann (Weckmann et al. 2017, S. 606). Damit verknüpft das Konzept den dezentralen Ansatz der DC-Bus-Signalgebung mit einem zentralen Ansatz der Netzregelung. Das Netz kann in der Grundkonfiguration Lastflüsse ohne digitale Kommunikation zwischen den Energiequellen aufteilen (Schaab et al. 2018, S. 368–369). Betriebsstrategien, die damit nicht abbildbar sind, können über die darüber liegende Regelungshierarchie gelöst werden.

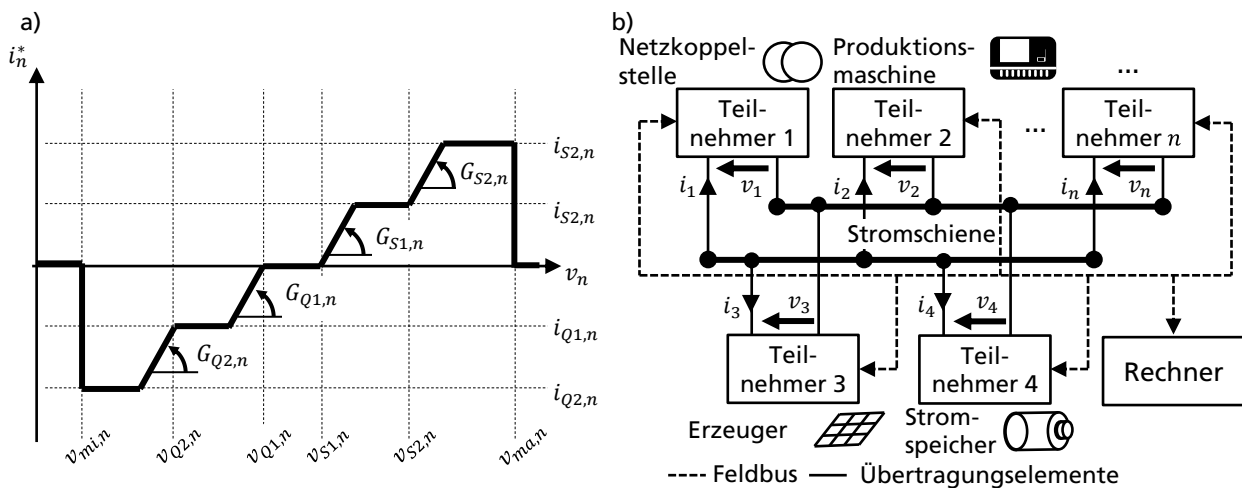


Abbildung 3.6: a) Regelkennlinie und b) Regelungssystem DC-INDUSTRIE

Tabelle 3.1: Parameterbeschreibung der Regelkennlinie

Symbol	Einheit	Beschreibung
$v_{Q2,n}, v_{Q1,n}, v_{S1,n}, v_{S2,n}$	Volt	Spannungsgrenzen der jeweiligen Spannungsbereiche
$i_{Q2,n}, i_{Q1,n}, i_{S1,n}, i_{S2,n}$	Ampere	Strombegrenzungen der jeweiligen Spannungsbereiche
$G_{Q2,n}, G_{Q1,n}, G_{S1,n}, G_{S2,n}$	Ampere/ Volt	Verstärkungen der jeweiligen Spannungsbereiche

3.2.3 Dynamik des Übertragungsverhaltens

Das Regelungsverhalten eines Gleichspannungs-Mikronetzes kann anhand der Strom und Spannungsverläufe innerhalb des Netzes beurteilt werden. Diese ändern sich im Fall einer veränderten Erzeugungs- oder Lastsituation.

Das elektrische Netz besteht aus induktiven und kapazitiven Speicherelementen (Kapitel 2.1), die ein gedämpftes schwingfähiges System erzeugen. Zusätzlich sind Spannung und Strom der Erzeuger in einer dezentralen Regelung direkt miteinander gekoppelt (Kapitel 2.2.4), was zusätzliche Resonanzfrequenzen in das System einbringen oder andere verstärken kann.

Es existieren eine Reihe von Lösungsansätzen, um das dynamische Verhalten des Systems zu gestalten und anzupassen.

1. Passive Dämpfungselemente

Die Eigenschaften des Regelungssystems sind eng an die Eigenschaften der Regelstrecke gebunden. Naheliegender ist daher, der Regelstrecke vorteilhafte dynamische Eigenschaften zu verleihen.

Darunter fällt das Hinzufügen von Dämpfungselementen, die parallel zur Netzimpedanz geschaltet werden, um Schwingvorgänge im Netz zu dämpfen. Zu den Maßnahmen mit passiven Elementen gehören: das Hinzufügen zusätzlicher Kapazität, das Parallelschalten zusätzlicher Kapazität mit seriellen Widerstand oder das Einsetzen eines Saugkreises. (Abbildung 3.7 a-c, Schaade 2003, S. 47) Die letzten beiden Schaltungen stabilisieren das System durch Umwandeln bestimmter Frequenzanteile in Wärme und erzeugen daher zusätzliche Verluste (Schaade 2003, S. 48).

2. Aktive Dämpfung

Neben passiven Elementen können Leistungswandler eingesetzt werden, um das Netz zu dämpfen. Dieses Verhalten wird erreicht, wenn der Ausgangsstrom des Leistungswandlers i^* proportional mit einem Dämpfungsfaktor $1/R$ einer Änderung der Netzspannung v_{DC} eingestellt wird und damit ähnliches Ausgangsverhalten zeigt wie die passiven Dämpfungselemente. Eine Variante, die Spannungsänderung zu messen, ist die Nutzung eines Spannungsfilters v_{VF} , wie in Abbildung 3.7 d dargestellt. (Schaade 2003, S. 50)

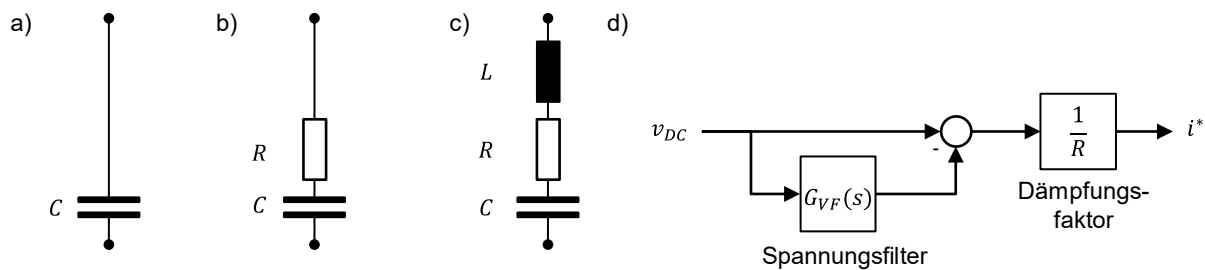


Abbildung 3.7: a-c) Passive Dämpfungselemente d) Regelungsarchitektur für aktive Dämpfung

3. Regelkreisgüte

In Abhängigkeit des Verstärkungsfaktors G_{NDC} der dezentralen Statikregelung (31) kommt es zu einer Resonanzüberhöhung. Hier setzt eine Lösungsmethode von Ott an, welche das Ausgangsverhalten eines Leistungswandlers anhand der dynamischen Eigenschaften des Stromreglers G_{CU} , des Spannungsfilters G_{VF} , der Spannungsstatik G_{NDC} sowie der Ausgangskapazität G_{CA} bewertet (Abbildung 3.8). Die Schwingfähigkeit des aktiven Teilnehmers kann anhand des Gütefaktors Q bewertet werden, der sich aus der Gruppenlaufzeit τ_{GLZ} und der Frequenz f ermitteln lässt (61). (Ott 2019, S. 79)

$$Q = \max(|\tau_{GLZ}(f) \cdot \pi \cdot f|), f > 0 \quad (61)$$

Besitzt der Leistungswandler eine maximale Güte von 0,5, verschwindet die Resonanzstelle in der Ausgangsimpedanz und das System zeigt kritisch gedämpftes Verhalten. Ott leitet aus diesem Zusammenhang eine Dimensionierungsvorschrift für den Kondensator ab und zeigt, dass dieser in Abhängigkeit des gewünschten Verstärkungsfaktors gewählt werden muss. (Ott 2019, S. 78, 82)

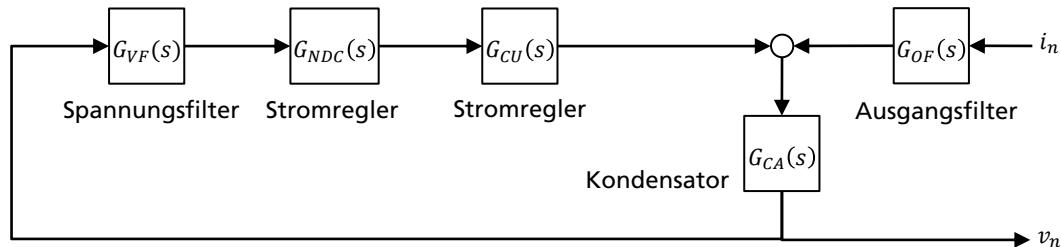


Abbildung 3.8: Vereinfachter Regelkreis (eigene Darstellung nach Ott 2019, S. 74)

Da dieser Lösungsansatz nur die Kapazität des jeweiligen Leistungswandlers berücksichtigt, wird das System durch die Kapazitäten im Netz zusätzlich gedämpft. Es gilt aus Sicht des Systems die Kapazität des Netzes mit zu berücksichtigen, um so eine Überdimensionierung zu vermeiden. (Ott 2019, S. 180)

4. Maximalspannung

Während Ott sich auf die Analyse des Systems im Frequenzbereich stützt, nutzt Gavriluță das Zeitverhalten des Systems zur Optimierung. Er bewertet das Verhalten anhand der Antwort auf eine sprunghafte Anregung. Als Gütefunktional wird die maximale Ausgangsimpedanz $Z_{PK,n}$ eingeführt, die in Abhängigkeit des Lastwiderstands R_{LO} , der Ausgangsinduktivität L_{LO} und der Gesamtkapazität C_{DC} des Netzes erlaubt, auf die maximale Spannungsabweichung bei einem Lastsprung zu schließen (Gavriluță 2014, S. 84)

$$Z_{pk,n}(R_{LO}, L_{LO}, C_{DC}) \quad (62)$$

Im Vergleich zur Auslegungsmethode von Ott berücksichtigt dieser Lösungsansatz die durch das Netz eingebrachten Widerstände, Induktivitäten und Kapazitäten. Die maximale Ausgangsimpedanz muss für jeden Leistungswandler n im Netz einzeln bestimmt werden. (Gavriluță 2014, S. 86)

Auch Gavriluță nutzt die Ausgangskapazität des Leistungswandlers als Auslegungsgröße, um das dynamische Verhalten des Systems einzustellen, und bestimmt anhand eines gewünschten Spannungsbereichs die minimal notwendige Kapazität des Systems (Gavriluță 2014, S. 88).

5. Gütefunktional

Ein systematischer Ansatz zum Einstellen des Ausgangsverhaltens für einen Leistungswandler wird von Schaade vorgestellt, der die Einstellungen von Strom- und Spannungsregler anhand eines Gütefunktionals J optimiert. Dieses hängt von der Regelabweichung e der Spannung sowie der Zeit t ab (63). (Schaade 2003, S. 87)

$$J = \int t \cdot e^2(t) \cdot dt \quad (63)$$

Das Funktional wird für das Systemverhalten im Fall des Zu- und Abschaltens nichtlinearer Lasten ausgewertet. Für jede dieser Störungen wird das Gütefunktional in Abhängigkeit eines festgelegten Parameterfelds berechnet (Schaade 2003, S. 88). Aus den Ergebnissen können die hinsichtlich des gewählten Gütefunktionals optimalen Reglerparameter ermittelt werden. Dabei berücksichtigt der hier vorgestellte Lösungsansatz zwar die Anregung durch eine Last, vernachlässigt jedoch parallel geschaltete Leistungswandler.

6. Filtern der Rückkopplung

Da die Netzspannung bei einer dezentralen Statikregelung direkt auf den Ausgangsstrom zurückkoppelt, erlaubt das Filtern der Spannungsmessung, das Ausgangsverhalten zu beeinflussen.

Gavriliuță setzt einen Filter in der Spannungsrückkopplung ein, um die Resonanzfrequenzen des Netzes durch den Ausgangsstrom des Leistungswandlers nicht anzuregen (Gavriliuță 2014, S. 94).

Ott weist zusätzlich nach, dass Netzresonanzen zur Instabilität führen können, wenn deren Resonanzüberhöhung auf den Regelkreis eines Leistungswandlers zurückkoppeln. Diese Gefahr ist zum einen abhängig von der Dämpfung der Netzresonanz und zum anderen von der Verstärkung des Spannungsregelkreises. Reicht die Abschwächung der Resonanz nicht aus, kann ein zusätzlicher Spannungsfilter im Rückführungspfad eine Instabilität vermeiden (Ott 2019, S. 85).

7. Weitere Lösungsansätze

Es existieren weitere Beschreibungen, die das dynamische Verhalten des Regelungssystems mit einem bestimmten Ziel anpassen. Mit Hinblick auf das Ziel dieser Arbeit bieten diese jedoch nur wenige systematische Ansätze zur Auslegung und sollen an dieser Stelle nur kurz angerissen werden:

Cardenas et al. 2004 nutzen Schwungmassenspeicher zur Glättung der Einspeiseleistung einer Windenergieanlage. Das System kompensiert die schwankende Erzeugung, indem fehlende oder überschüssige Energie in die Beschleunigung einer Schwungmasse gespeichert wird.

Im Bereich elektrischer Schiffsnetze werden Speichersysteme eingesetzt, um die wechselnden Lastszenarien auszugleichen und die Wechselbelastung der Generatoren zu minimieren. Meng et al. stellen eine Regelung vor, die über einen Hochpassfilter dynamische Lastschwankungen mit einem Speichersystem ausgleicht. Die Eckfrequenz des Hochpassfilters wird adaptiv in Abhängigkeit der Energie in einem Ladezyklus verändert. (Meng et al. 2017, S. 1015–1016)

Dragičević et al. nutzen einen Schwungmassenspeicher zur Kompensation von Lastsprüngen in einem Ladesystem für elektrische Fahrzeuge. Ziel ist es, die Netzurückwirkungen durch die beginnende Ladung eines Fahrzeugs zu reduzieren sowie die Ladeleistung der Station zu vergrößern, ohne gleichzeitig die Anschlussleistung zu erhöhen (Dragičević et al. 2014, S. 2825).

Senfelds et al. untersuchen das Potenzial, das entsteht, wenn die pulsförmigen Lastanforderungen eines Schweißimpulses durch einen Speicher anstatt durch die Netzeinspeisung bedient werden. Die simulative Analyse zeigt, dass der durch die Netzeinspeisung bereitgestellte Strom auf ein Drittel absinkt und die Netzverzerrung im Wechselstromnetz abnimmt. (Senfelds et al. 2015)

Dragičević et al. teilen den Lastsprung eines Ladepulses eines elektrischen Fahrzeugs hauptsächlich durch die Begrenzung der Anstiegsgeschwindigkeit der Netzeinspeisung auf. Die Netzeinspeisung hat damit eine geringe Bandbreite bezüglich des Spannungssignals und übernimmt nur tieffrequente Anteile des Ladestroms. (Dragičević et al. 2014)

3.2.4 Kopplung des Regelungskreises

Die Regelungen der Leistungswandler in einem Gleichspannungs-Mikronetz mit dezentraler Regelung sind über die Spannung stark miteinander gekoppelt. Es gilt daher, Lösungsansätze zu finden, die diese Kopplung in der Auslegung beschreiben und den Einfluss von Auslegungsparametern ermitteln.

Modelliert man das Gleichspannungs-Mikronetz mit einer geschlossenen Zustandsraumdarstellung (33), können die Eigenfrequenzen und die zugehörigen Eigenvektoren des Systems aus der charakteristischen Gleichung der Systemmatrix \mathbf{A} berechnet werden. Aus den Eigenvektoren kann abgeleitet werden, in welchen Anteilen die einzelnen Leistungswandler bei einer Resonanzfrequenz angeregt werden. (Beerten et al. 2016, S. 890)

Beerten schlägt zur Analyse der Wechselwirkungen ein Diagramm vor, das den Beitrag einzelner Leistungswandler zu den Resonanzmoden wie in Abbildung 3.9 darstellt. Eine Zuordnung zu 1 entspricht einer lokalen Resonanz, die keine Rückwirkungen auf andere Knoten im Netz hat.

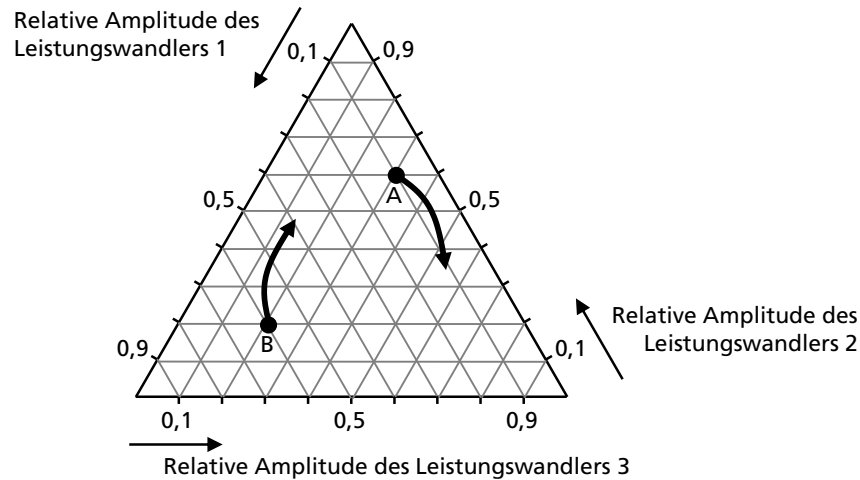


Abbildung 3.9: Darstellung der Wechselwirkungen (eigene Darstellung nach Beerten et al. 2016, S. 891)

Interessant wird dieser Lösungsansatz in Verbindung mit einer Sensitivitätsanalyse. Beerten zeigt, dass die Veränderung einzelner Parameter, wie zum Beispiel der Reglerverstärkung G_{DR} , die Moden innerhalb des Diagramms verschieben. Dieses Werkzeug erlaubt die Wechselwirkungen des Systems methodisch zu analysieren und Parameter der Regelung anhand von Anforderungen an die Wechselwirkungen geeignet zu wählen. (Beerten et al. 2016, S. 895)

3.3 Zwischenfazit

Das Kapitel 3 analysiert und kategorisiert den Stand der Technik hinsichtlich des Regelungssystems von industriellen Gleichspannungs-Mikronetzen. Mit diesem Ergebnis wird die 2. Teilforschungsfrage beantwortet: *Welche verwandten Ansätze adressieren die Auslegung des Regelungssystems eines industriellen Gleichspannungs-Mikronetzes?*

Die Zielsetzung der Recherche war es, Quellen zu finden, welche dezentrale Regelungsansätze von Gleichspannungs-Mikronetzen thematisieren. In einem iterativen Vorgehen wurden Datenbanken durchsucht und die Suchbegriffe anhand des Idioms passender Veröffentlichungen geschärft. Die Lösungsansätze mit der höchsten Relevanz sind in Kapitel 3.2 zusammengefasst.

Als relevant wurden Quellen eingestuft, die die Auslegung des Regelungssystems von Gleichspannungs-Mikronetzen mit den Zielgrößen Stabilität, Sollwertfolge und Störkompensation, Dynamik des Übertragungsverhaltens und Kopplung und Integrität des Regelkreises verfolgen.

Die Recherche zeigt, dass nicht alle diese Aspekte im Fokus der untersuchten Lösungsansätzen liegen. Gerade in den Bereichen der Robustheit und der Integrität des Regelkreises werden wenige Problemstellungen beschrieben und erscheinen daher von geringer Relevanz.

Die gefundenen Lösungsansätze betrachten Teilaspekte der Auslegung und versuchen meistens auf allgemeingültige Auslegungstheorien zu schließen. Wenn auch der Betrachtungsrahmen häufig nicht exakt in den für diese Arbeit definierten passt, so können die Lösungsansätze in Teilen auf diese Problemstellung übertragen werden. Das Streben nach möglichst allgemeingültigen Aussagen führt dazu, dass in keiner dieser Quellen die praktische Auslegung eines Regelungssystems geschlossen dargestellt wird.

Die Betrachtungsrahmen der dargestellten Lösungsansätze stimmen nicht mit dem in dieser Arbeit gewählten überein: Zum einen werden Mikronetze mit Lasten ohne oder mit nur geringer Dynamik berücksichtigt, zum anderen liegt der Hauptfokus auf der elektrischen Antriebstechnik und es werden keine dezentralen Erzeuger berücksichtigt.

4 Anforderungen und Handlungsbedarf

Der Stand der Technik und Wissenschaft zeigt, dass bereits Lösungsansätze für die Auslegung des Regelungssystems von Gleichspannungs-Mikronetzen existieren. Es ist demnach zu untersuchen, inwieweit diese zur Beantwortung der übergeordneten Forschungsfrage – *Wie kann ein dezentrales Regelungssystem für ein industrielles Gleichspannungs-Mikronetz ausgelegt werden?* – beitragen.

Um dies herauszufinden, werden Anforderungen an die Auslegung des Regelungssystems aus dem Ziel der Arbeit, den Grundlagen sowie dem Stand der Technik und Wissenschaft in Kapitel 4.1 abgeleitet.

Anschließend werden die in Kapitel 3 aufgezeigten Lösungsansätze anhand dieser Anforderungen in Kapitel 4.2 bewertet und der notwendige Handlungsbedarf in Kapitel 4.3 aufgezeigt.

4.1 Anforderungen an die Auslegung

Die Anforderungen werden in drei Klassen unterteilt: Anforderungen an den Bilanz- und Objektbereich, Anforderungen an die praktische Anwendbarkeit und Vollständigkeit des Zielsystems.

Anforderungen an den Bilanz- und den Objektbereich

Folgende Anforderungen an den Bilanz- und Objektbereich werden gestellt:

1. Abbilden des relevanten Objektbereichs.

Die gesuchte Lösung soll sich dafür eignen, die Objekte eines industriellen Gleichspannungs-Mikronetzes zu beschreiben. Dieser Objektbereich wird in Kapitel 2.2.1 für das Regelungssystem eines industriellen Gleichspannungs-Mikronetzes dargestellt. Daher lautet die erste Anforderung: Die gesuchte Lösung soll die in Kapitel 2.2.1 dargestellten Objekte vollständig abbilden.

2. Skalierbarkeit des Auslegungsobjekts

Wie in Kapitel 2.2.2 gezeigt, ist die Struktur des Regelungssystems abhängig vom Aufbau der Betriebsmittel. Diese variiert je nach Umgebung und Versorgungsaufgabe in der Anzahl der Teilnehmer, der Netzknoten und der Übertragungselemente. Daher lautet die zweite Anforderung: Die Methode soll unabhängig von der Anzahl der Teilnehmer, Netzknoten und Übertragungselemente anwendbar sein.

Anforderungen an ein Vorgehensmodell

Wie in Problemstellung in Kapitel 1.2 dargestellt, soll das Regelungssystem um Umfeld realer Unternehmen Anwendung finden, um den Energieverbrauch durch den Einsatz eines Gleichstromnetzes zu optimieren.

Der Lösungsansatz muss daher die besonderen Gegebenheiten einer praktischen Realisierung berücksichtigen. Daher wird folgende Anforderung an die Lösung gestellt:

3. Vorgehensmodell

Die Auslegung eines technischen Systems kann als Vorgehensmodell, d.h. einer Abfolge von menschlichen Handlungsprozessen, beschrieben werden. Ziel für die Auslegung des Regelungssystems soll, die „gewonnene[n] Vorstellung über den zweckmäßigen und sinnvollen Ablauf der Projektaktivitäten (Lauber et al. 1999, S. 25)“ in einem Modell festhalten.

Als zweckmäßig wird nach Lauber die Erreichung des gewünschten Ergebnisses, eine Verbesserung der Kommunikation zwischen den Prozessbeteiligten und die Unterstützung durch ein Software-Werkzeug verstanden (Lauber et al. 1999, S. 26).

Ein sinnvolles Vorgehensmodell ist nach Lauber im realen Vorgehen ausführbar, schränkt die Kreativität der Prozessbeteiligten nicht ein und beinhaltet die Möglichkeit, die Einhaltung der Handlungsanweisung zu überprüfen (Lauber et al. 1999, S. 27).

Vollständigkeit des Zielsystems

In Kapitel 2.3.1 werden die Anforderungen an eine Mehrgrößenregelung vorgestellt. Mit den in Kapitel 3.2 vorgestellten Lösungsansätzen zeigt sich, welche dieser Anforderungen für die Auslegung eines dezentralen Regelungssystems relevant sind. Daher werden folgende Anforderungen an das Ergebnis der Auslegung gestellt:

4. Sicherstellen von Stabilität

Die Parametrierung des Regelungssystems soll zu einem stabilen Systemverhalten führen. Wie in Kapitel 2.3.2 beschrieben, sollen Kleinsignalstabilität, Großsignalstabilität und nichtlineare Stabilität berücksichtigt werden.

5. Sollwertfolge und Störkompensation

Die Parametrierung soll zu einer vorgegebenen Priorisierung der Leistungseinspeisung installierter Erzeuger führen. Dabei sollen die quasistationären Betriebspunkte innerhalb eines einstellbaren Spannungsbereichs liegen.

6. Dynamik des Übertragungsverhaltens

Die Parametrierung soll nicht zu dauerhaften Schwingungen der Ströme und Spannungen im Netz führen. Das Überschwingen des Netzes soll für den Fall einer sprunghaften Anregung einstellbar sein.

7. Kopplung des Regelkreises

Die Kopplung aller installierten Geräte im Netz soll stabil sein. Weiterhin soll das Netz bei Ausfall einzelner Geräte die Energieversorgung ohne Unterbrechung aufrechterhalten.

4.2 Bewertung Stand der Technik und Wissenschaft

Die Lösungsansätze aus dem Stand der Technik und Wissenschaft werden anhand der Anforderungen in Kapitel 4.1 gegenüber der Zielstellung dieser Arbeit bewertet.

Für Anforderung I wird geprüft, ob die in Kapitel 2.2.1 eingeführten Objekte Gegenstand des Lösungsansatzes sind. Diese Anforderung ist vollständig erfüllt, wenn industrielle Lasten, Netzkoppelstellen, Erzeuger und Stromspeicher Gegenstand des Lösungsansatzes sind. Dies ist der Fall, wenn auf spezifische Eigenschaften der jeweiligen Teilnehmer eingegangen wird.

In der Bewertung der ersten Anforderung fällt auf, dass industrielle Lasten unvollständig behandelt werden: Schaade diskutiert Lösungsansätze, die das Ausgangsverhalten von Antriebsumrichtern systemdienlich anpassen (Schaade 2003, S. 65). Emadi untersucht die Rückwirkungen von Antriebsumrichtern auf das Bordnetz eines Automobils (Emadi et al. 2006, S. 1113). Die Ansätze von Borchering, Weckmann und Schaab stellen industrielle Lasten in ihrer Anwendung in den Vordergrund, bleiben aber auf konzeptioneller Ebene und gehen nicht auf spezifische Eigenschaften ein (Borchering et al. 2017; Weckmann et al. 2017; Schaab et al. 2018). Die Bewertung von Anforderung I ist in Tabelle 4.1 dargestellt.

Anforderung II wird als erfüllt angesehen, wenn der jeweilige Lösungsansatz sich auf Netze mit unterschiedlicher Struktur und Anzahl an Teilnehmern übertragen lässt.

Die Bewertung der Quellen hinsichtlich der zweiten Anforderung zeigt, dass die Minor-Loop-Gain-Kriterien für Kleinsignalstabilität die Anforderung nicht erfüllen, da sie jeweils nur für die Betrachtung eines Quelle-Senke-Systems geeignet sind (Middlebrook 1976; Wildrick et al. 1993; Sudhoff et al. 2000; Feng et al. 2002). Dies zeigt sich auch bei den Ansätzen von Schönberger, Gu, Boroyevich, Sun, Weckmann und Schaab, welche die Untersuchung an einem Fallbeispiel durchführen. Die Anforderung an Skalierbarkeit wird hauptsächlich von den Lösungsansätzen erfüllt, die eine erweiterbare Modellierung für das Gesamtsystem vorstellen (Schaade 2003; Beerten et al. 2014; Gavriluță 2014; D'Arco et al. 2015; Zhi et al. 2016; Banković et al. 2020; Mei et al. 2020). Die vollständige Bewertung von Anforderung II ist in Tabelle 4.1 dargestellt.

Tabelle 4.1: Bewertung hinsichtlich des Bilanz- und des Objektbereichs

Anforderungen	Quellen																								
	Middlebrook (1976)	Wildrick et al. (1993)	Sudhoff et al. (1998, 2000)	Feng et al. (2002)	Schaade (2003)	Schönberger et al. (2006)	Emadi et al. (2006)	Boroyevich et al. (2010)	Sun et al. (2011)	Sanchez et al. (2012)	Riccobono et al. (2012)	Gu et al. (2014)	Gavriluță (2014)	Beerten et al. (2014, 2016b)	D'Arco et al. (2015)	Zhi et al. (2106)	Borcherding et al. (2017)	Weckmann et al. (2017)	Schaab et al. (2018)	Cavanagh et al. (2018)	Ott (2019)	Mei et al. (2020)	Banković et al. (2020)		
I. Abbilden des relevanten Objektbereichs	○	○	◐	◑	◒	◓	◔	◕	◖	◗	◘	◙	◚	◛	◜	◝	◞	◟	◠	◡	◢	◣	◤	◥	
II. Skalierbarkeit des Auslegungsobjekts	○	○	○	○	●	○	○	○	○	○	●	○	●	●	●	●	○	○	○	○	○	○	○	●	●

Legende zu I:

◐ Industrielle Lasten

◑ Netzkoppelstelle

◒ Erzeuger

◓ Stromspeicher

Legende zu II:

● Erfüllt

○ Nicht erfüllt

Stellt der Lösungsansatz die Auslegung des Regelungssystems als Vorgehensmodell dar, das menschliche Handlungsprozesse zur Auslegung des Regelungssystems beschreibt, ist Anforderung III erfüllt.

Die Bewertung dieser Anforderung zeigt, dass ausschließlich Lösungsansätze in Frage kommen, welche die Auslegung als solche thematisieren. Darunter fällt der Lösungsansatz von Beerten aus dem Bereich der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (Beerten et al. 2014). Die vollständige Bewertung von Anforderung III ist in Tabelle 4.2 dargestellt.

Tabelle 4.2: Bewertung hinsichtlich der praktischen Anwendbarkeit

Anforderungen	Quellen																							
	Middlebrook (1976)	Wildrick et al. (1993)	Sudhoff et al. (1998, 2000)	Feng et al. (2002)	Schaade (2003)	Schönberger et al. (2006)	Emadi et al. (2006)	Boroyevich et al. (2010)	Sun et al. (2011)	Sanchez et al. (2012)	Ricobono et al. (2012)	Gu et al. (2014)	Gavriliuță (2014)	Beerten et al. (2014, 2016b)	D'Arco et al. (2015)	Zhi et al. (2016)	Borcherding et al. (2017)	Weckmann et al. (2017)	Schaab et al. (2018)	Cavanagh et al. (2018)	Ott (2019)	Mei et al. (2020)	Banković et al. (2020)	
III. Vorgehensmodells	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	●	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○

Legende:
 ● Erfüllt
 ○ Nicht erfüllt

Ein Lösungsansatz wird gegenüber Anforderung IV als vollständig erfüllt angesehen, wenn Kleinsignaleffekte um einen Betriebspunkt, Großsignaleffekte bei Anregung des Systems mit Störungen großer Amplitude und nichtlineare Effekte berücksichtigt werden.

Die Bewertung dieser Anforderung zeigt, dass eine hohe Durchdringung von Kleinsignalstabilitätsbetrachtungen existiert. Großsignaleffekte werden ausschließlich von Schaade, Boroyevich und Ott behandelt. Die Lösungsansätze für nichtlineare Effekte liegen hauptsächlich in der Betrachtung geregelter Lasten (Schaade 2003; Emadi et al. 2006; Boroyevich et al. 2010) oder dem Umschalten zwischen unterschiedlichen Reglern (Zhi et al. 2016).

Lösungsansätze, die zum einen eine gezielte Priorisierung der aktiven Teilnehmer im Netz und das Einhalten des Spannungsbereichs berücksichtigen, werden gegenüber Anforderung VI mit „vollständig erfüllt“ bewertet.

Diese Anforderung zeigt, dass der Fokus der einzelnen Lösungsansätze auf bestimmten Aspekten des Zielsystems liegen. Insbesondere Boroyevich, Sun, Gu, Gavriliuță und Zhi stellen Lösungsansätze vor, die das quasistationäre Verhalten des Systems betrachten und damit Anforderung VI erfüllen.

Werden das Übergangsverhalten zwischen zwei Betriebspunkten und die Schwingneigung von Spannung und Strom im Netz berücksichtigt, erfüllt der Lösungsansatz Anforderung VI.

Berücksichtigt der Lösungsansatz die Wechselwirkungen zwischen den aktiven Teilnehmern Regelungssystems, gilt Anforderung VII als erfüllt.

Hier zeigt sich, dass die systemische Sichtweise hauptsächlich von Lösungsansätzen aus dem Bereich der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung eingenommen wird. Die Integrität und damit der Ausfall einzelner aktiver Teilnehmer im Regelungssystem wird von keinem der Lösungsansätze thematisiert. Die vollständige Bewertung des Zielsystems ist in Tabelle 4.3 dargestellt.

Tabelle 4.3: Bewertung hinsichtlich des Zielsystems

Anforderungen	Quellen																						
	Middlebrook (1976)	Wildrick et al. (1993)	Sudhoff et al. (1998, 2000)	Feng et al. (2002)	Schaade (2003)	Schönberger et al. (2006)	Emadi et al. (2006)	Boroyevich et al. (2010)	Sun et al. (2011)	Sanchez et al. (2012)	Riccobono et al. (2012)	Gu et al. (2014)	Gavriliuță (2014)	Beerten et al. (2014, 2016b)	D'Arco et al. (2015)	Zhi et al. (2016)	Borchering et al. (2017)	Weckmann et al. (2017)	Schaab et al. (2018)	Cavanagh et al. (2018)	Ott (2019)	Mei et al. (2020)	Banković et al. (2020)
IV. Sicherstellen von Stabilität																							
V. Sollwertfolge und Störkompensation																							
VI. Dynamik des Übertragungsverhaltens																							
VII. Kopplung des Regelkreises																							

Legende zu IV:

- Kleinsignaleffekte
- Großsignaleffekte
- Nichtlineare Effekte

Legende zu VI:

- Übergangsverhalten
- Schwingneigung

Legende zu V:

- Priorisierung
- Spannungsbereich

Legende zu VII:

- Erfüllt
- Nicht erfüllt

4.3 Handlungsbedarf

Betrachtet man die Quellen von dem Standpunkt einer Netzplanungsaufgabe, können Teilaspekte der Lösungsansätze aus Technik und Wissenschaft auf die Zielstellung der Arbeit übertragen werden. Allerdings existieren in der Literatur auch Defizite, die im Folgenden diskutiert werden sollen.

Die gefundenen Lösungsansätze zeigen Defizite für den in dieser Arbeit geforderte **Bilanz- und Objektbereich** in der Kombination von industriellen Lasten mit dezentralen Erzeugern und Stromspeichern auf. Der maßgebliche Teil der Lösungsansätze betrachtet keine industriellen Lasten und deren spezifische Eigenschaften. Vollständig wird dieser Bezugsraum nur bei Borchering, Weckmann und Schaab beschrieben. Diese Quellen befinden sich auf einer konzeptionellen Ebene ohne die Auslegung des Regelungssystems im Detail zu thematisieren.

Es gilt, eine Auslegungsmethode zu entwickeln, die den Objektbereich eines industriellen Gleichspannungs-Mikronetzes vollständig abbildet.

Die Bewertung hinsichtlich eines **Vorgehensmodells** zeigt, dass die Literatur ausschließlich im Bereich der Hochspannungsgleichstromnetze vollständige Lösungsansätze aufweist. Die Fragestellung der Auslegung ist dort schon vollständig beschrieben, aber durch die in diesem Anwendungsbereich eingesetzten Technologien nicht direkt übertragbar. Eine Ausnahme stellt Ott dar, der sich der Thematik der Auslegung aus Sicht des einzelnen Leistungswandlers nähert, dabei aber kein systemisches Vorgehen für die Auslegung des gesamten Netzes herleitet. Daher wird an dieser Stelle Handlungsbedarf gesehen.

Es gilt, aus vorhandenen Teillösungen ein sinnvolles und zweckmäßiges Auslegungsvorgehen für industrielle Gleichspannungs-Mikronetze abzuleiten.

Hinsichtlich des **Zielsystems** sind insbesondere die Lösungsansätze zum Sicherstellen von Kleinsignalstabilität erforscht und mit der Forschungsarbeit von Ott auf industrielle Gleichspannungs-Mikronetze übertragen worden. Schaade komplettiert diese Stabilitätsbetrachtung, um Großsignaleffekte und nichtlineare Effekte.

Hinsichtlich der Sollwertfolge und Störkompensation existieren Lösungsansätze der Statikregelung sowie der DC-Bus-Signalgebung bei Boroyevich, Sun, Gu, Gavriluță und Zhi, die den Anforderungen gerecht werden. Zusätzlich findet sich eine Konzeptvorschläge für die dezentrale Regelung von industriellen Gleichspannungs-Mikronetzen bei Schaab und Weckmann.

Die Dynamik des Übertragungsverhaltens wird in Teilen der Literatur adressiert, allerdings nicht im Kontext der Dynamik industrieller Lasten.

Für die Kopplung des Regelkreises existieren eine Reihe von interessanten Ansätze bei Beerten und Gavriluță, die im Bereich der Hochspannungs-Gleichstromnetze Anwendung finden. Im Bereich der

Gleichspannungs-Mikronetze im Sinne dieser Arbeit zeigen Boroyevich, D'Arco, Mei und Banković Lösungsansätze auf.

Damit werden alle Bereiche des Zielsystems in der Literatur adressiert, allerdings behandelt keine der Quellen das Zielsystem vollständig. Hier ist Boroyevich am umfangreichsten, zeigt aber keinen systematischen Ansatz für das Vorgehen bei der Auslegung. Aus diesen Argumenten wurde der folgende Handlungsbedarf abgeleitet:

Es gilt, für das Auslegungsvorgehen geeignete Lösungsansätze aus dem Stand der Technik und Wissenschaft auszuwählen.

Es gilt, das gesamte Zielsystem in einem Auslegungsvorgehen zu adressieren.

4.4 Zwischenfazit

In Kapitel 4 wurden die Anforderungen an die Auslegung der Regelung eines industriellen Gleichspannungs-Mikronetzes vorgestellt. Strukturiert wurden die Anforderungen an den Bilanz- und Objektbereich, die Vollständigkeit des Vorgehens und an das Zielsystem.

Daraufhingehend wurden die Lösungsansätze aus dem aktuellen Stand der Technik und Wissenschaft an den Anforderungen bewertet. Im Ergebnis zeigt sich, dass der relevante Bilanz- und Objektbereich nur in Teilen der Lösungsansätze adressiert wird. Insbesondere unter Berücksichtigung des Zielsystems existieren keine Lösungen, die das Zielsystem im relevanten Bilanz- und Objektbereich vollständig abbilden. Zuletzt existiert keine vollständiges Vorgehensmodell für die Auslegung, sodass mehrere Lösungsansätze in der praktischen Anwendung miteinander kombiniert werden müssen.

Somit wurde die Teilforschungsfrage „*Welche Anforderungen werden an eine Methode zur Auslegung des Regelungssystems eines industriellen Gleichspannungs-Mikronetzes gestellt?*“ beantwortet und der Handlungsbedarf für die Auslegung der Regelung eines industriellen Gleichspannungs-Mikronetzes aufgezeigt.

Im Folgenden werden ein Vorgehensmodell sowie Hilfsmittel und Werkzeuge zur Auslegung vorgestellt, die den Handlungsbedarf adressieren und somit die vorhandenen Wissenslücken schließen.

5 Auslegungsmethode

Im Folgenden wird die Auslegungsmethode für das Regelungssystem vorgestellt. Das Vorgehensmodell strukturiert die Inhalte, die in den weiteren Kapiteln im Detail vorgestellt werden.

5.1 Vorgehensmodell

Abbildung 5.1 zeigt den Auslegungsprozess. Er ist in drei Auslegungsphasen mit neun einzelnen Prozeduren unterteilt, welche die Auslegung des Regelungssystems bestimmen.

Im Zuge der Systemanalyse wird das Auslegungsmodell erzeugt. Anhand von gegebenen Prozessparametern (Datenblätter, Schaltpläne, usw.), wird ein mathematisches Auslegungsmodell entwickelt. Können bestimmte Eigenschaften der Leistungswandler nicht aus Herstellerangaben extrahiert werden, muss das Systemverhalten identifiziert werden, um das Modell zu vervollständigen. Dabei werden Parameter des Auslegungsmodells anhand von Messungen bestimmt.

Der präskriptive Reglerentwurf übersetzt im ersten Schritt die funktionale Beschreibung des Netzes in funktionale Zustände. Diese Zustände beschreiben, wie die Funktionen des Regelungssystems den einzelnen Teilnehmern zugeordnet werden. Resultat ist eine *Zustandsbeschreibungstabelle*, welche die Zustände anordnet und das Verhalten der einzelnen Teilnehmer in den jeweiligen Zuständen beschreibt.

Aus dieser Zustandsbeschreibungstabelle können im zweiten Schritt die Regelkennlinienparameter für alle aktiven Teilnehmer bestimmt werden. Die resultierenden Parameterwerte beschreiben das quasi-stationäre Verhalten des Systems.

Mit diesen Parametern gilt es, im nächsten Schritt das dynamische Verhalten des Netzes zu entwerfen. An dieser Stelle werden die Teilnehmer unter Vernachlässigung der Querkopplung im Netz ausgelegt. Dabei werden die Stabilität und das Schwingverhalten des Regelungssystems eingestellt. Das Ergebnis umfasst die Reglerstruktur und die dazu passenden Einstellparameter für jeden einzelnen Teilnehmer.

In der letzten Phase gilt es, das Gesamtsystem zu analysieren, da Wechselwirkungen im Regelungssystem bisher vernachlässigt wurden. Zunächst wird geprüft, ob das nichtlineare Verhalten der Lasten zu einer Instabilität über das Spannungsband führen kann.

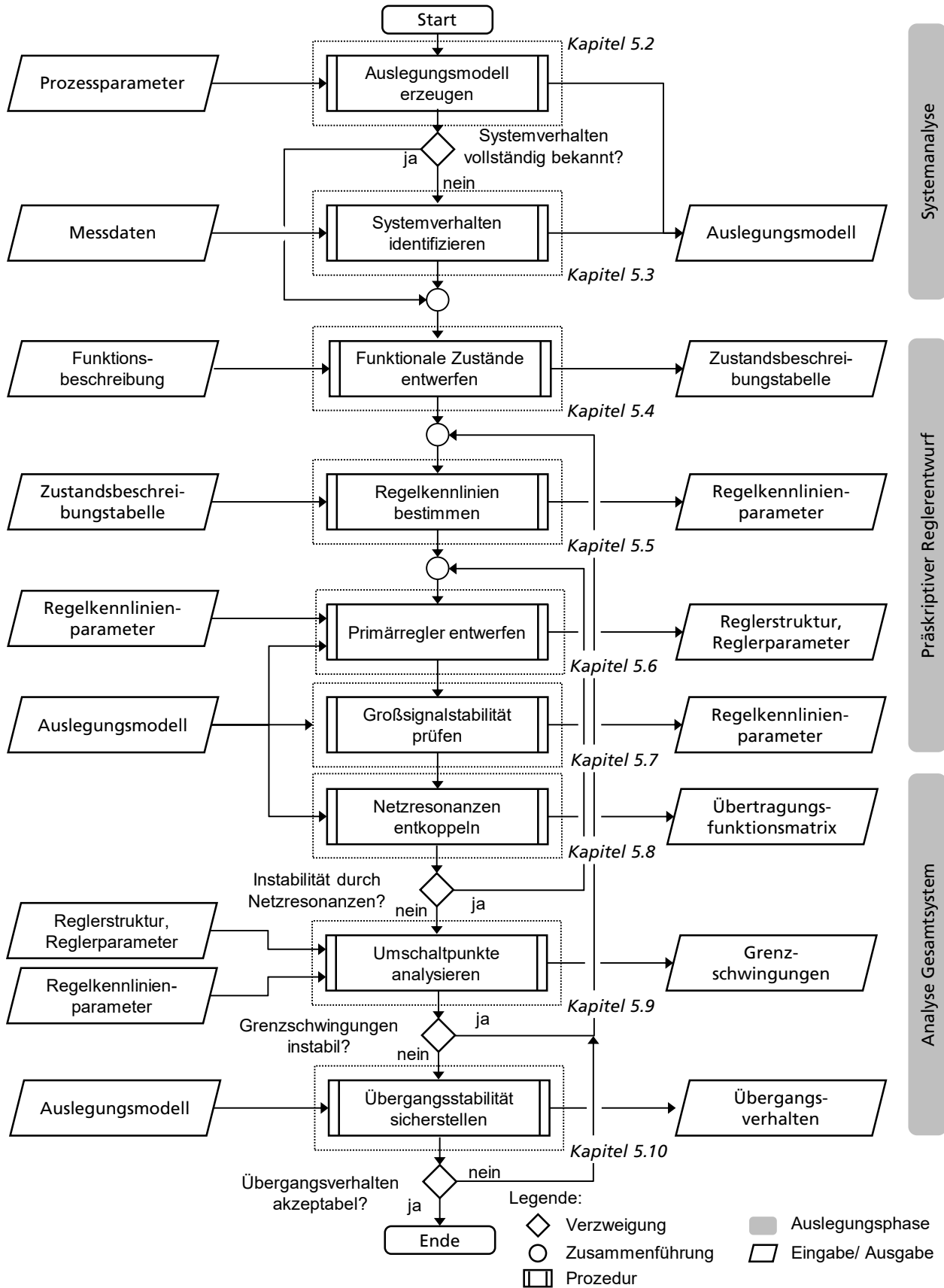


Abbildung 5.1: Vorgehensmodell zur Auslegung des Regelungssystems

Die Vernetzung induktiver und kapazitiver Speicherelemente im Netz führen zu einem schwingfähigen System. Die durch die Vernetzung entstehenden Resonanzen führen zu Spannungsüberhöhungen im Rückkopplungskreis und können die Stabilität gefährden. Die Netzresonanzen werden von den Regelkreisen der einzelnen Teilnehmer entkoppelt. Ist eine Anpassung der Reglereinstellungen oder -struktur notwendig, muss gegebenenfalls zu einem vorherigen Auslegungsschritt gewechselt werden.

Die starke Kopplung der einzelnen Regelkreise wird im letzten Arbeitsschritt analysiert. Insbesondere die Umschaltpunkte der Regelkennlinie können Instabilitäten verursachen. Wenn dies aus dem letzten Auslegungsschritt resultiert, müssen die Regelkennlinien angepasst werden.

Jeder Knoten m_i besitzt eine differentielle Admittanz Y_{DI,m_i} und ist mit einer beliebigen Anzahl an weiteren Knoten vernetzt. Das Übertragungsverhalten eines Übertragungselements o_i zwischen zwei vernetzten Knoten wird durch die Koppeladmittanz Y_{KI,o_i} beschrieben. Diese Admittanzen wiederum werden durch das physikalische Verhalten der Übertragungselemente erklärt.

Das Ausgangsverhalten der Teilnehmer wird durch eine lineare Admittanz Y_n sowie eine parallel geschaltete Stromquelle $i_{CU,n}$ modelliert. Ein Teilnehmer erfasst die Klemmenspannung v_n , die der jeweiligen Knotenspannung $v_{K,m}$ entspricht, und führt diese über den Regelkreis $G_{OL,n}$ zurück auf die gesteuerte Stromquelle.

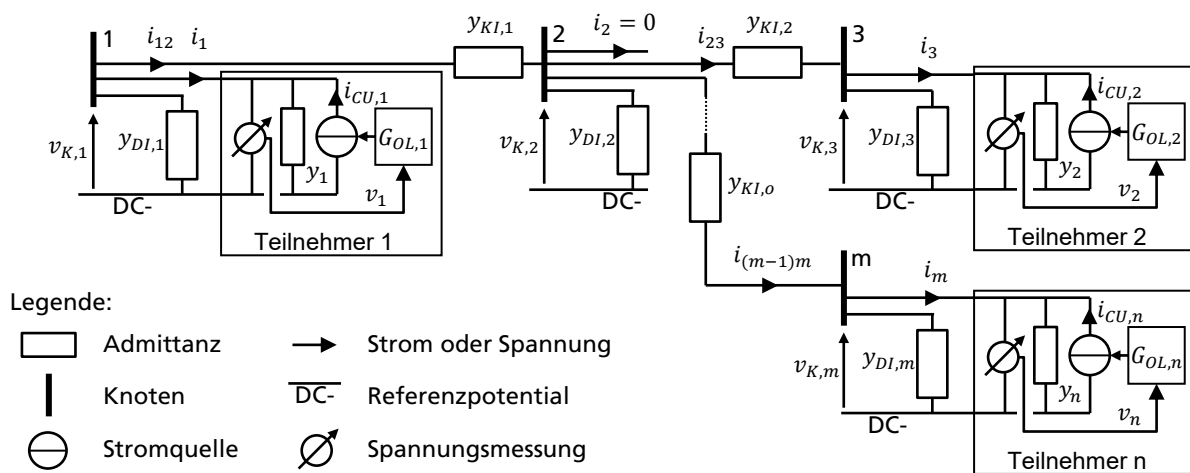


Abbildung 5.3: Admittanzmodell

Betrachtet man das Netz nun zunächst ohne die idealen Stromquellen und die Rückführung der Spannung über den Regelkreis, kann die Admittanzmatrix Y_{DC} bestimmt werden, welche die Spannungen $v_{K,1...m}$ mit den Strömen $-i_{1...m}$ mathematisch verknüpft.

Nehmen wir an, die Struktur des Netzes ist durch die Strukturmatrizen $\mathbf{A}^{m \times n}$ und $\mathbf{B}^{m \times o}$ beschrieben. Für diese gilt: Ist ein Teilnehmer n_i mit dem Knoten w_i verknüpft, ist das Vektorelement $\alpha_{n_i w_i}$ gleich eins und sonst null. Ist ein Übertragungselement o_i mit einem Knoten m_i verknüpft, ist das Vektorelement $\beta_{m_i o_i}$ gleich eins und sonst null.

In diesem Fall ergeben sich die Diagonalelemente $y_{DC,ii}$ der Admittanzmatrix durch Gleichung (64). Diese entsprechen der differentiellen Admittanz des jeweiligen Knoten i und setzt sich aus der Parallelschaltung der Admittanzen y_k aller verknüpften Teilnehmer sowie der Knotenadmittanz $Y_{DI,k}$ zusammen.

$$y_{DC,ii} = \left(\sum_{k=1}^n \alpha_{ik} y_k + \sum_{k=1}^o \beta_{ik} y_{DI,k} \right) \quad (64)$$

Die Nebendiagonalelemente der Admittanzmatrix $y_{DC,ij}$ beschreiben die Koppelung zwischen zwei Knoten i und j . Mit der Strukturmatrix \mathbf{B} lassen sich die Nebendiagonalelemente durch Gleichung (65) beschreiben. Da nicht alle Knoten miteinander verknüpft sind, ist die Admittanzmatrix auf den Nebendiagonalelementen schwachbesetzt.

$$y_{DC,ij} = \sum_{k=1}^o \beta_{ik} \beta_{jk} y_{KI,k} \quad (65)$$

Um nun den gesamten Regelkreis zu erfassen, muss das Netz durch die Impedanzmatrix \mathbf{Z}_{DC} beschrieben werden, da die Teilnehmerregelung eine Spannung misst und daraufhin einen Strom einprägt. Abbildung 5.4 zeigt den geschlossenen Regelkreis mit der Reglermatrix \mathbf{K}_{DC} , dem Stromvektor \mathbf{i} (66), der Impedanzmatrix \mathbf{Z}_{DC} und dem Spannungsvektor \mathbf{v} (67).

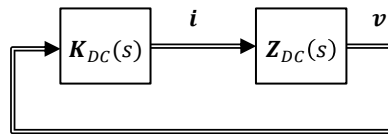


Abbildung 5.4: Geschlossener Regelkreis

$$\mathbf{v} = [v_{K,1} \quad \dots \quad v_{K,m}]^T \quad (66)$$

$$\mathbf{i} = [i_1 \quad \dots \quad i_m]^T \quad (67)$$

Die Impedanzmatrix \mathbf{Z}_{DC} kann nach Aufstellen der Admittanzmatrix \mathbf{Y}_{DC} durch invertieren bestimmt werden (68).

$$\mathbf{Z}_{DC} = \mathbf{Y}_{DC}^{-1} \quad (68)$$

Die Reglermatrix \mathbf{K}_{DC} ist nur auf den Diagonalelementen $k_{DC,ii}$ besetzt. Mit der Strukturmatrix \mathbf{A} ergibt sich diese zu Gleichung (123).

$$k_{DC,ii} = \sum_{k=1}^n \alpha_{ik} G_{OL,k} \quad (69)$$

5.2.2 Koppeladmittanzen und differentielle Admittanzen

Die Knoten sind mittels Übertragungselemente miteinander verbunden, welche die zuvor eingeführten Koppeladmittanzen und differentiellen Admittanzen bestimmen.

Die Modellierung der Übertragungselemente beschränkt sich auf die differentielle Signalübertragung zwischen einem positiven und negativen Netzpotenzial.

Gleichtaktsignale verschieben sowohl positives als auch negatives Potenzial eines Teilnehmers um den gleichen Betrag, sodass sie keine Auswirkungen auf die Rückkopplung haben.

Das Übertragungsverhalten wird daher mit einem Π -Element modelliert, wie in Abbildung 5.5 a) dargestellt.

Die Grenzen der Gültigkeit dieser Modellierung werden in Kapitel 2.1.5 diskutiert. Es wird angenommen, dass die längsten Übertragungselemente eine Länge von 1.000 Metern innerhalb eines Gebäudes nicht überschreiten und dass die relevante Bandbreite für das Abbilden der Wechselwirkungen zwischen den Teilnehmern unterhalb von zehn Kilohertz stattfindet. Eine Analyse der spezifischen Eigenfrequenzen für die eingesetzten Übertragungselemente zeigt, dass diese Annahme zulässig ist (Tabelle A 2 und Tabelle A 3).

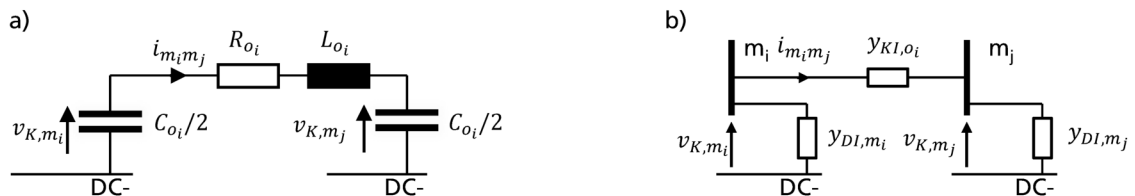


Abbildung 5.5: a) Π -Element b) Admittanzmodell

Abbildung 5.5 stellt das Admittanzmodell dem Π -Element gegenüber. Die Kapazität des Übertragungselements wird jeweils hälftig den differentiellen Admittanzen y_{DI,m_i} und y_{DI,m_j} zugerechnet. Es wird die dem Kabelement zugeordnete differentielle Impedanz y_{DI,o_i} eingeführt (70), die über die Strukturmatrix \mathbf{B} den Knoten zugerechnet wird. Der Widerstand R_{o_i} und die Induktivität L_{o_i} werden der Koppeladmittanz y_{KI,o_i} zwischen den Knoten m_i und m_j zugeordnet (71).

$$y_{DI,o_i} = \frac{1}{2} s C_{\ddot{u},mp} \quad (70)$$

$$y_{KI,o_i} = \frac{1}{R_{o_i} + s \cdot L_{o_i}} \quad (71)$$

Die jeweiligen Parameterwerte ergeben sich aus den Leitungsbelägen $R'_{\dot{U},mp}$, $L'_{\dot{U},mp}$, $C'_{\dot{U},mp}$ und der Länge des Übertragungselements $l_{\dot{U},mp}$.

5.2.3 Admittanz der Teilnehmer

Wie in Abbildung 5.3 gezeigt, wird jeder Teilnehmer mit einer linearen Ersatzadmittanz beschrieben. Diese setzt sich aus der Zwischenkreiskapazität C_n und dem elektrischen Filter zusammen (Abbildung 5.6). Die exakte Struktur des Filters kann variieren, bestimmend für das differentielle Ausgangsverhalten sind meist eine Filterspule $L_{f,n}$, ein Filterkondensator $C_{f,n}$ und Dämpfungselemente, die in diesem Fall durch den Widerstand $R_{f,n}$ dargestellt werden.

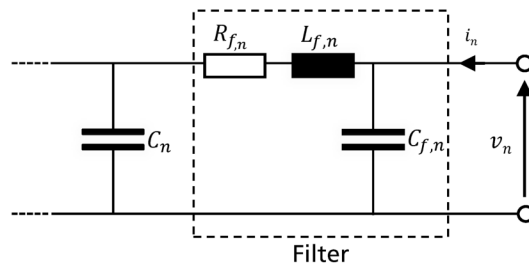


Abbildung 5.6: Ausgangsschaltung eines Teilnehmers

In Kapitel 2.1.4 wird das vollständige Übertragungsverhalten hergeleitet. Die Filterkapazität ist meist gering im Vergleich zu der gesamten im Netz installierten Kapazität. Weiterhin kann das Filterverhalten vereinfacht mit einem Verzögerungselement 2. Ordnung mit der Filterfrequenz $\omega_{OF,n}$ und der Dämpfung $\zeta_{OF,n}$ dargestellt werden. Daraus ergibt sich die Admittanz y_n , wie in Gleichung (72) dargestellt.

$$y_n(s) = \frac{i_n}{v_n} = \frac{C_n s}{1 + \frac{2 \cdot \zeta_{OF,n}}{\omega_{OF,n}} \cdot s + \frac{s^2}{\omega_{OF,n}^2}} \quad (72)$$

Im Fall des Übertragungsverhaltens der Regler sind aktive und passive Teilnehmer zu unterscheiden.

5.2.4 Offener Regelkreis aktiver Teilnehmer

Abbildung 5.7 zeigt den offenen Regelkreis für einen aktiven Teilnehmer (73). Dieser besteht aus einem Spannungsfiler $G_{VF,n}$, der Regelkennlinie $G_{DR,n}$ und dem Übertragungsverhalten des Leistungswandlers $G_{CU,n}$.

$$G_{OL,n} = G_{VF,n} G_{DR,n} G_{CU,n} \quad (73)$$

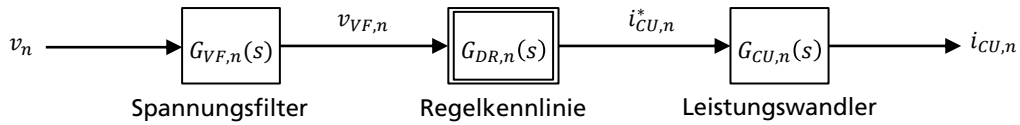


Abbildung 5.7: Offener Regelkreis für aktive Teilnehmer

$G_{CU,n}$ beschreibt den Ausgangsstrom $i_{CU,n}$ des Leistungswandlers in Abhängigkeit des Stellsignals $i_{CU,n}^*$. Für diese Strecke kann keine allgemeingültige Modellierung gefunden werden, da das Verhalten stark vom Aufbau des Leistungswandlers und der Stromregelung abhängig ist.

Meist kann das reale Schaltverhalten auf ein lineares Übertragungsverhalten reduziert werden. Ein Vorschlag für die lineare Modellierung besteht aus einem dominanten Polpaar mit der Frequenz $\omega_{CU,P,n}^2$ und der Dämpfung $\zeta_{CU,P,n}$ sowie einer Nullstelle $\omega_{CU,N,n}$ und einem Totzeitglied mit der Totzeit τ_t .

$$G_{CU,n} = \frac{i_{CU,n}}{i_{p,n}^*} = \frac{1 + s/\omega_{CU,N,n}}{\frac{s^2}{\omega_{CU,P,n}^2} + 2 \cdot \zeta_{CU,P,n} s/\omega_{CU,n} + 1} \cdot e^{-s \cdot \tau_t} \quad (74)$$

Das Übertragungsverhalten kann teilweise schon mit einfacheren Modellen abgebildet werden. Im einfachsten Fall ist ein Verzögerungsglied erster Ordnung ausreichend (75). Ist das Übertragungsverhalten nicht bekannt, muss dieses experimentell bestimmt werden, wie in Kapitel 5.3 beschrieben.

$$G_{CU,n}(s) \approx \frac{1}{1 + s/\omega_{CU,n}} \cdot e^{-s \cdot \tau_t} \quad (75)$$

Die Regelkennlinie ist ein nichtlineares Übertragungselement und zeitunabhängig. Der Stellstrom $i_{CU,n}^*$ wird anhand der Spannung $v_{VF,n}$ und der Regelkennlinie in Abbildung 3.6 bestimmt. Das Übertragungsverhalten kann abschnittsweise anhand von Gleichung (76) und Tabelle 5.1 beschrieben werden, wobei $v_{\Gamma,n}$ und $i_{\Gamma,n}$ der Spannungs- und Stromoffset und $G_{\Gamma,n}$ die Steigung im jeweiligen Spannungsbereich von $v_{\Gamma-,n}$ bis $v_{\Gamma+,n}$ ist.

$$i_{CU,n}^* = G_{\Gamma,n}(v_{VF,n} - v_{\Gamma,n}) + i_{\Gamma,n} \quad \text{mit } v_{VF,n} \in [v_{\Gamma-,n}, v_{\Gamma+,n}] \quad (76)$$

Tabelle 5.1: Übertragungsverhalten der Regelkennlinie

Abschnitt Nr.	Spannungs- offset $v_{\Gamma,n}$	Strom- offset $i_{\Gamma,n}$	Steigung $G_{\Gamma,n}$	untere Spannungsgrenze $v_{\Gamma-,n}$	obere Spannungsgrenze $v_{\Gamma+,n}$
1	0 V	0 A	0 A/V	0 V	$v_{mi,n}$
2	$v_{Q2,n}$	$i_{Q2,n}$	0 A/V	$v_{mi,n}$	$v_{Q2,n} + G_{Q2,n}(i_{Q2,n} - i_{Q1,n})$
3	$v_{Q2,n}$	$i_{Q1,n}$	$G_{Q2,n}$	$v_{Q2,n} + G_{Q2,n}(i_{Q2,n} - i_{Q1,n})$	$v_{Q2,n}$
4	$v_{Q1,n}$	$i_{Q1,n}$	0 A/V	$v_{Q2,n}$	$v_{Q1,n} + G_{Q1,n}i_{Q1,n}$
5	$v_{Q1,n}$	0 A	$G_{Q1,n}$	$v_{Q1,n} + G_{Q1,n}i_{Q1,n}$	$v_{Q1,n}$
6	$v_{S1,n}$	0 A	0 A/V	$v_{Q1,n}$	$v_{S1,n}$
7	$v_{S1,n}$	0 A	$G_{S1,n}$	$v_{S1,n}$	$v_{S1,n} + G_{S1,n}i_{S1,n}$
8	$v_{S1,n}$	$i_{S1,n}$	0 A/V	$v_{S1,n} + G_{S1,n}i_{S1,n}$	$v_{S2,n}$
9	$v_{S2,n}$	$i_{S1,n}$	$G_{S2,n}$	$v_{S2,n}$	$v_{S2,n} + G_{S2,n}(i_{S2,n} - i_{S1,n})$
10	$v_{S2,n}$	$i_{S2,n}$	0 A/V	$v_{S2,n} + G_{S2,n}(i_{S2,n} - i_{S1,n})$	$v_{ma,n}$
11	0 V	0 A	0 A/V	$v_{ma,n}$	800 V

Der Spannungsfiler konditioniert das gemessene Spannungssignal. Es wird ein Verzögerungsfilter mit einer Polstelle $\omega_{VF,lag,P,n}$ und einer Nullstelle $\omega_{VF,lag,N,n}$ sowie ein Führungsfilter mit einer Polstelle $\omega_{VF,lead,P,n}$ und einer Nullstelle $\omega_{VF,lead,N,n}$ vorgesehen (77). Je nach Verhalten der Regelstrecke kann mit diesem Element die Verstärkung des offenen Regelkreises in einem bestimmten Bereich abgesenkt oder die Phasenlage angehoben werden. Dies wird in Kapitel 5.6 beschrieben.

$$G_{VF,n}(s) = \frac{v_{VF,n}}{v_n} = \frac{1 + s/\omega_{VF,lag,N,n}}{1 + s/\omega_{VF,lag,P,n}} \cdot \frac{1 + s/\omega_{VF,lead,N,n}}{1 + s/\omega_{VF,lead,P,n}} \quad (77)$$

5.2.5 Offener Regelkreis passiver Teilnehmer

Passive Teilnehmer im Gleichstromnetz sind zumeist leistungselektronische Wandler, die auf der Lastseite mit einem Regelkreis einen bestimmten Betriebspunkt einstellen. Wie im Stand der Technik und Wissenschaft dargestellt (Kapitel 3.2.1), wird diese Dynamik auch als Konstantleistungslast bezeichnet. Aufgrund der großen Anzahl an Leistungswandlern in Antriebsverbänden ist es nicht zielführend, jeden Leistungswandler für die Auslegung des Regelungssystems einzeln zu modellieren. Daher werden mehrere Leistungswandler in einer Lastzone zusammengefasst.

Abbildung 5.8 zeigt das Modell des offenen Regelkreises. Es wird angenommen, dass eine Prozessregelung eine Leistung P_n zum Zeitpunkt t bezieht. Unter Vernachlässigung der Dynamik der Prozessregelung kann das Verhalten zwischen der bezogenen Leistung und dem Laststrom $i_{CU,n}$ in Abhängigkeit der Spannung v_n mit Gleichung (78) beschrieben werden.

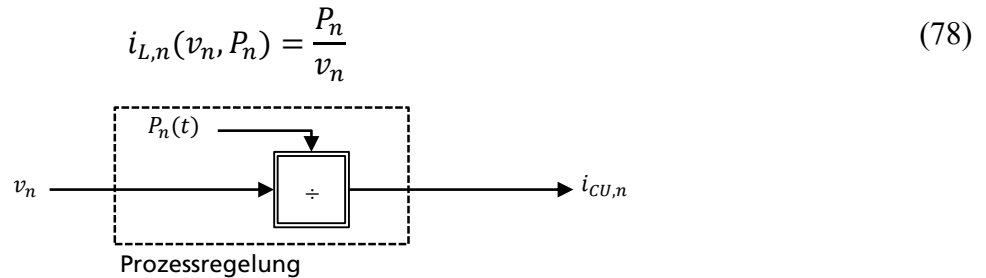


Abbildung 5.8: Offener Regelkreis für passive Teilnehmer

Für einen Betriebspunkt bestehend aus der Leistung $P_{0,n}$ und der Spannung $v_{0,n}$ kann das Verhalten mit einer Taylor-Approximation linearisiert werden (79). Das erste Glied der Approximation entspricht dem Offsetstrom $i_{0,n}$ (80).

$$i_{L,n} \approx i_{L,n}(v_{0,n}, P_{0,n}) + v_n \left. \frac{\partial i_{L,n}}{\partial v_n} \right|_{(v_{0,n}, P_{0,n})} = \frac{P_{0,n}}{v_0} - \frac{P_{0,n}}{v_{0,n}^2} v_n \quad (79)$$

$$i_{0,n} = \frac{P_{0,n}}{v_0} \quad (80)$$

Das dynamische Übertragungsverhalten der Prozessregelung ergibt sich aus dem zweiten Glied der Approximation zu einer negativen Verstärkung $G_{OL,n}$ (81).

$$G_{OL,n} = \frac{i_{L,n}}{v_n} = -\frac{P_{0,n}}{v_{0,n}^2} \quad (81)$$

Bestimmte Teilnehmer verändern ihr Ausgangsverhalten in Abhängigkeit interner Eigenvorgänge (Kapitel 2.1.6). Ein Beispiel hierfür ist der Maximum-Power-Point-Tracker von Photovoltaikanlagen: Es existieren zwei unterschiedliche Betriebsmodi, in welchen der Leistungswandler unterschiedlich geregelt wird. Dominiert der Sekundärregler das Anlagenverhalten, muss das System als passiver Teilnehmer modelliert werden. Andernfalls wird es als aktiver Teilnehmer modelliert.

Ähnlich verhalten sich Stromspeichersysteme aufgrund ihres begrenzten Energieinhalts. Damit sie für die Netzregelung Energie bereitstellen können, müssen sie innerhalb eines zulässigen Ladezustands gehalten werden. Das wird durch sekundäre Ladezustandsregler erreicht. Der Speicher verhält sich in Abhängigkeit des Ladezustands wie ein passiver oder ein aktiver Teilnehmer.

Für das Verhalten des Netzes im Übergangsverhalten spielt die Dynamik der Prozessregelung eine wesentliche Rolle. Der Anstieg der Leistung der meisten passiven Teilnehmer entspricht keinem idealen Sprung. Das Regelungssystem wird somit nicht mit dem vollen Frequenzspektrum angeregt. Das führt zu geringeren Überschwingen im Übergangsverhalten des Netzes.

Der Anstieg der Leistung wird im Rahmen dieser Arbeit durch ein Verzögerungsglied G_{LO} modelliert. Dies kann je nach Lastverhalten als Verzögerungsglied erster Ordnung (82) oder zweiter Ordnung (83) approximiert werden. Die Eckfrequenz ω_p bestimmt die Geschwindigkeit des Stromanstiegs für einen neuen Sollwert $i_{0,n}^*$ und ist als Prozessparameter z. B. aus Messungen für die jeweiligen Prozesse zu ermitteln.

$$G_{LO,1} = \frac{i_{0,n}}{i_{0,n}^*} = \frac{1}{1 + \frac{s}{\omega_p}} \quad (82)$$

$$G_{LO,2} = \frac{i_{0,n}}{i_{0,n}^*} = \frac{1}{\left(1 + \frac{s}{\omega_p}\right)^2} \quad (83)$$

5.3 Systemverhalten identifizieren

Häufig ist das Übertragungsverhalten der Leistungswandler $G_{CU,n}$ nicht bekannt. In diesem Fall muss die Regelstrecke identifiziert werden. Abbildung 5.9 zeigt den Ablauf der Identifikation. Das Vorgehen für die Vermessung ist nicht dargestellt.

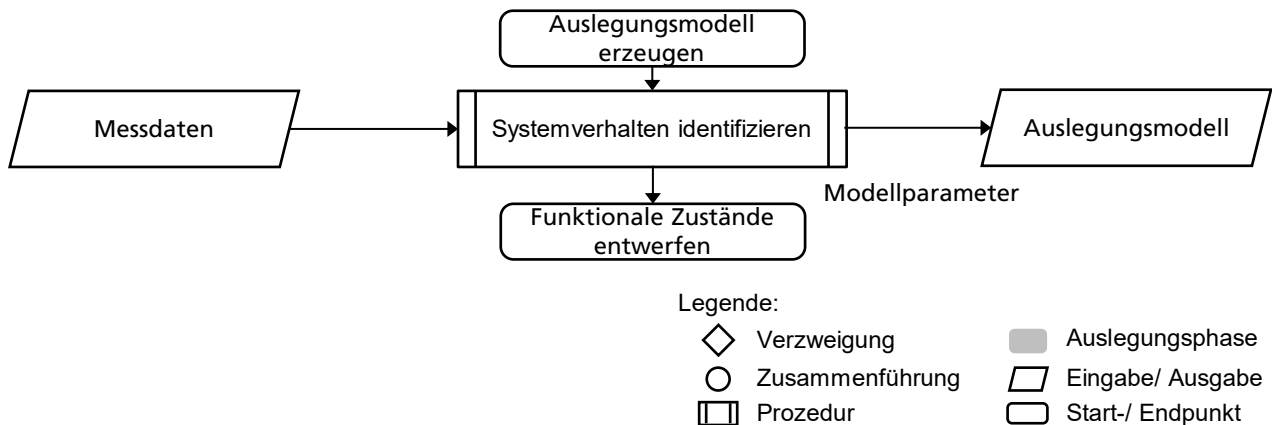


Abbildung 5.9: Vorgehensmodell Systemverhalten identifizieren

Ein zielführender Lösungsansatz besteht im Vermessen der Sprungantwort des in Abbildung 5.10 gezeigten Regelkreises. Dieser beschreibt den Spannungsregelkreis mit einer proportionalen Rückführung k_p der Regelabweichung e .

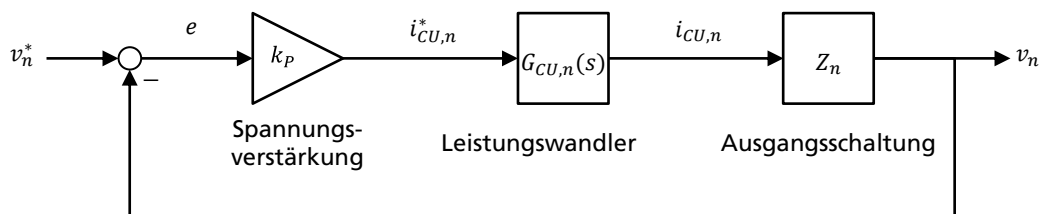


Abbildung 5.10: Messaufbau zur Systemidentifikation

Es wird ein Grey-Box-Ansatz verfolgt: Das Übertragungsverhalten der Ausgangsschaltung wird anhand von Gleichung (72) bestimmt. Da sich die Parameter direkt aus der Hardwarestruktur des Leistungswandlers ergeben, können diese meist ohne Messung bestimmt werden.

Für das Übertragungsverhalten des Leistungswandlers wird eine der vorgeschlagenen Modellierungsstrukturen angesetzt (Gleichungen 74 und 75). Damit ergibt sich ein Modell, dessen Struktur zwar bekannt ist, dessen Parameter aber aus Messungen bestimmt werden müssen.

Das Sprungverhalten der Strecke wird für unterschiedliche Verstärkungen k_p gemessen. Hier ist es zielführend, einen breiten Bereich für die Verstärkungen zu wählen. Es sollten Sprungantworten vom stark gedämpften bis in den grenzstabilen Bereich gemessen werden. Aus dem numerischen Abgleich des Grey-Box-Modells mit den Messungen können die fehlenden Parameter bestimmt werden.

Dieses Vorgehens hat diverse Vorteile: Die Regelstrecke wird im geschlossenen Zustand identifiziert und berücksichtigt alle im Signalfluss liegenden Totzeiten. Das System kann allein durch eine Spannungsmessung identifiziert werden, diese Messung ist meist wenig störungsanfällig. Der Aufbau gestaltet sich einfach, da keine weitere leistungselektronische Senke oder Quelle benötigt wird. Eine Systemidentifikation ist vor Ort und im eingebauten Zustand möglich.

Andererseits birgt das Verfahren die Gefahr des Overfittings, wenn ein zu komplexer Modellierungsansatz für das Übertragungsverhalten des Leistungswandlers gewählt wird. Es ist daher ratsam, mit einem einfachen Modellansatz zu beginnen. Erst wenn dieser das Verhalten nicht abbilden kann, sollte die zweite Polstelle und anschließend die Nullstelle hinzugefügt werden. Zusätzlich sollte die Anzahl der unbekannt Parameter reduziert werden. So kann zum Beispiel die Totzeit der Regelstrecke meist aufgrund der Abtastzeit des digitalen Regelkreises bestimmt werden.

5.4 Funktionale Zustände entwerfen

Die kennlinienbasierte Regelung nutzt die Netzspannung als Informationsträger, was bedeutet, dass die Spannung dazu dient, die Leistung von Energiequellen und -senken im Netz gezielt anzupassen. Ziel dieser Prozedur ist, das in den Anforderungen beschriebene Verhalten des Netzes zu formalisieren. Die formale Beschreibung dient anschließend als Ausgangspunkt für das Ermitteln der Regelkennlinienparameter (vgl. Kapitel 5.5). Die Formalisierung geschieht in drei Schritten: Zustandsautomat des Netzes festlegen, Anordnen der Zustände auf dem Spannungsband und Spezifizieren des Teilnehmerverhaltens. Abbildung 5.11 zeigt den Ablauf der Auslegung.

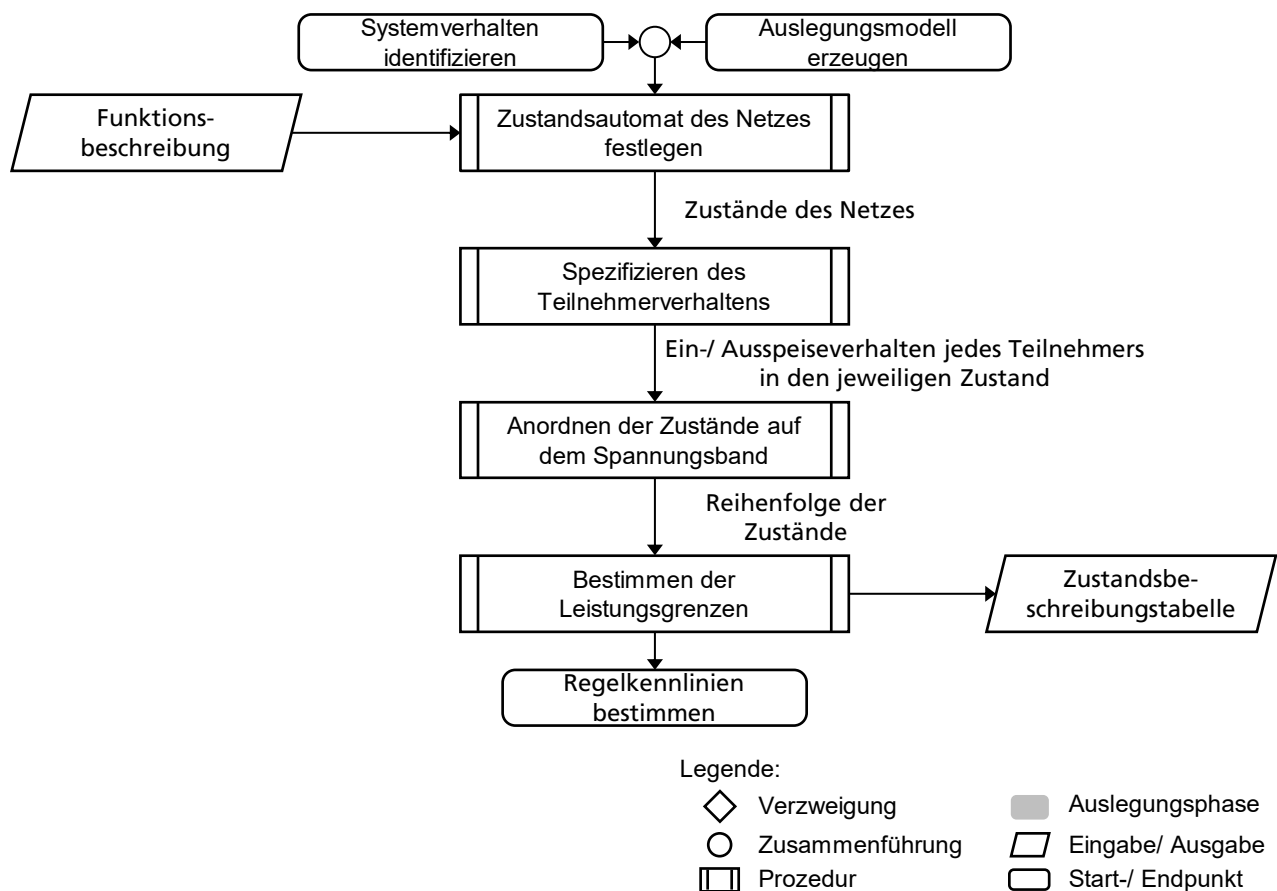


Abbildung 5.11: Vorgehensmodell funktionale Zustände entwerfen

5.4.1 Zustandsautomat des Netzes festlegen

Als Zustand des Netzes wird ein Spannungsbereich verstanden, in welchem die einzelnen Teilnehmer ihr Einspeiseverhalten so verändern, dass eine gewünschte Funktion erfüllt wird.

Das Verhalten des Netzes kann anhand der Zustände und der Übergangsbedingungen als Zustandsautomat beschrieben werden (Abbildung 5.12). Aus jeder Vorgabe einer Funktion wird ein Zustand abgeleitet.

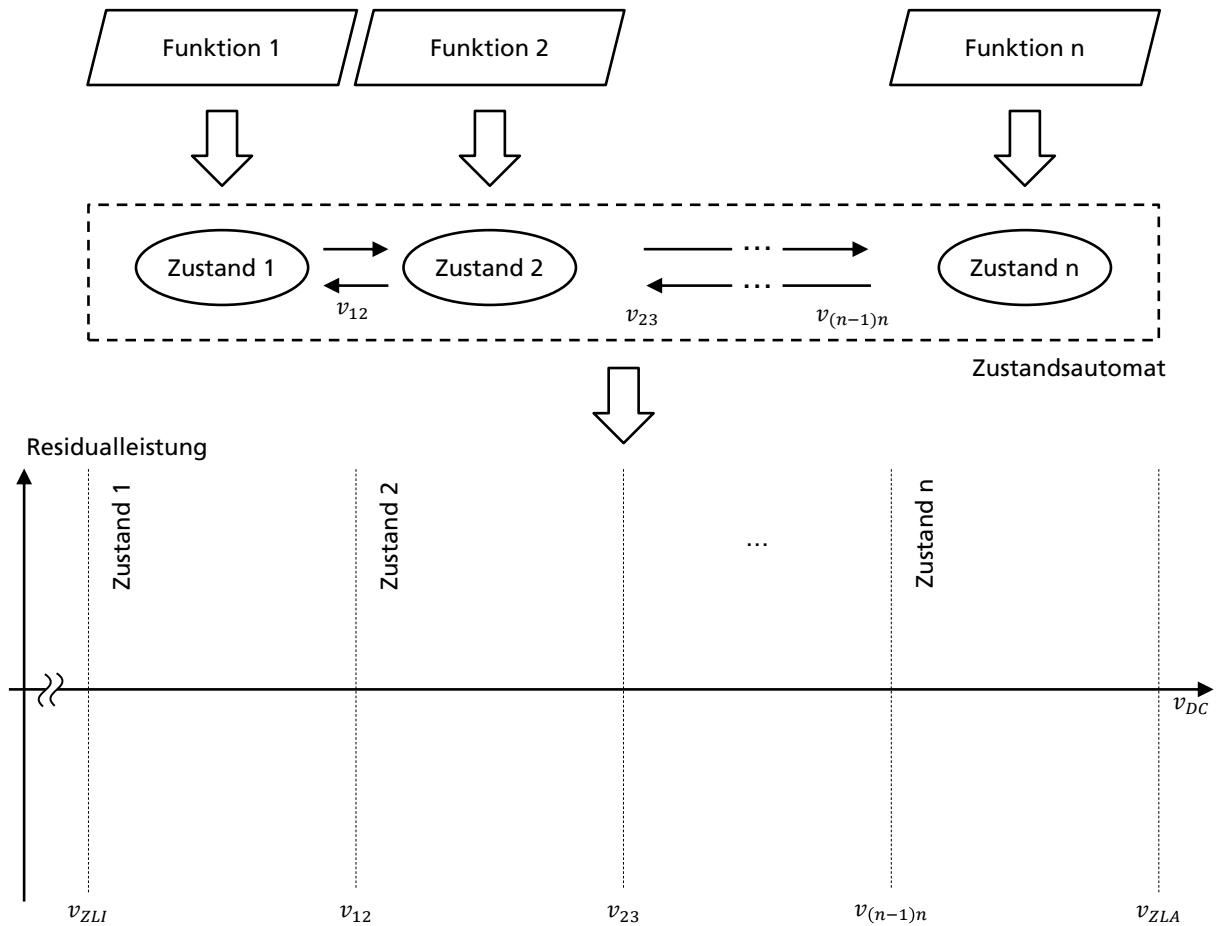


Abbildung 5.12: Zustandsautomat

5.4.2 Spezifizieren des Teilnehmerverhaltens

Das Verhalten der einzelnen Teilnehmer ist innerhalb eines Zustands festgelegt, kann sich aber bei dem Übergang von einem zum anderen Zustand ändern. Das Verhalten der Teilnehmer kann in drei Kategorien unterteilt werden. Die Regelkennlinie führt zu zwei möglichen Verhaltensweisen, wie in Abbildung 5.13 gezeigt.

Netzbildende Teilnehmer tragen zum Spannungsaufbau und zur Spannungshaltung bei. Sie gleichen Änderungen der Spannung durch Anpassen des Einspeisestroms aus und stabilisieren damit die Netzspannung. Netzbildende Teilnehmer befinden sich in einem linear steigenden Abschnitt der Regelkennlinie. Damit lässt sich das Verhalten anhand einer unteren und einer oberen Stromgrenze sowie einer Regelkennliniensteigung beschreiben.

Mit *konstantspeisend* werden Teilnehmer bezeichnet, die einen vorgegebenen konstanten Stromwert in das Netz einspeisen. Die Begrenzung auf einen vorgegebenen Strom ist entweder einer Hardwarelimitierung geschuldet oder wird in der Netzregelung zur Priorisierung von anderen Teilnehmern genutzt.

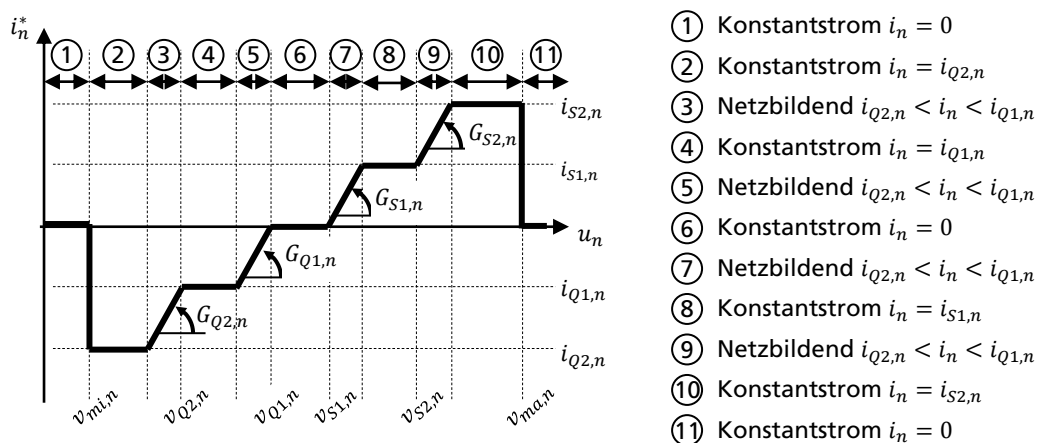


Abbildung 5.13: Aus der Regelkennlinie abgeleitetes Teilnehmerverhalten

Diese beiden Verhaltensweisen werden von *sekundäreregelten* Teilnehmern ergänzt. Diese ändern die Einspeiseleistung unabhängig von der Netzspannung. Die Einspeiseleistung folgt einem sekundären Regelungsziel. Der Teilnehmer wirkt wie eine Leistungsquelle oder -senke mit konstanter Leistung. Unter die Kategorie der sekundäreregelten Teilnehmer fallen zum Beispiel Lasten oder regenerative Erzeuger, deren Regelung die Erzeugungleistung maximiert.

Ausgehend von der Zustandsmaschine wird den Teilnehmern für jeden Zustand das geeignete Verhalten zugewiesen.

Da der Leistungsabruf innerhalb eines Zustands schwanken kann, muss zur Spannungshaltung in jedem Zustand ein Teilnehmer netzbildend sein. Es gilt, die Leistungsgrenzen P_{NBI} und P_{NBA} zu ermitteln, innerhalb welcher die Leistung angepasst wird.

Für jeden Zustand übernimmt ein Teilnehmer die netzbildende Funktion.

Für die verbleibenden Teilnehmer gilt es, festzulegen, ob diese aufgrund einer vorgegebenen Leistungsbegrenzung konstantspeisend oder einer sekundären Regelung folgen. Für die konstantspeisenden Teilnehmer gilt es, die Einspeiseleistung P_{KE} zu ermitteln. Das Zwischenergebnis wird in der Zustandsbeschreibungstabelle (Tabelle 5.2) festgehalten.

Tabelle 5.2: Zustandsbeschreibungstabelle

	Zustand 1	Zustand 2		Zustand m
Teilnehmer 1	Konstantspeisend Einspeiseleistung: $P_{KE,11}$	Netzbildend Minimalleistung: $P_{NBI,12}$ Maximalleistung: $P_{NBA,12}$		Konstantspeisend Einspeiseleistung: $P_{KE,1m}$
Teilnehmer 2	Netzbildend Minimalleistung: $P_{NBI,21}$ Maximalleistung: $P_{NBA,21}$	Konstantspeisend Einspeiseleistung: $P_{KE,22}$...	Konstantspeisend Einspeiseleistung: $P_{KE,2m}$
...				
Teilnehmer n	Sekundärgeregelt	Sekundärgeregelt		Netzbildend Minimalleistung: $P_{NBI,nm}$ Maximalleistung: $P_{NBA,nm}$

5.4.3 Anordnen der Zustände auf dem Spannungsband

Die sich in der Auslegung ergebenden Zustände können logisch auf dem Spannungsband zueinander angeordnet werden. Diese Anordnung ergibt sich daraus, dass die Spannung abhängig von der Leistungsbilanz zwischen Einspeise- und Entnahmeleistung ist. Bei einer negativen Leistungsbilanz ist die Einspeiseleistung geringer als die Entnahmeleistung (Abbildung 5.14 a), die im Netz installierten Kapazitäten werden entladen und die Spannung sinkt. Überwiegt umgekehrt die Einspeiseleistung über die Entnahmeleistung (Abbildung 5.14 b), werden die im Netz installierten Kapazitäten geladen und die Spannung steigt.

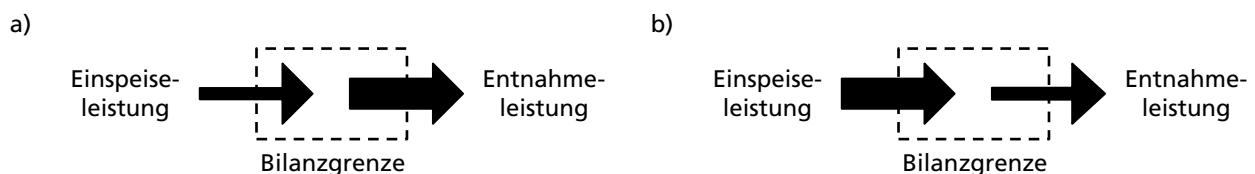


Abbildung 5.14: Negative (a) und positive (b) Bilanz zwischen Einspeise- und Entnahmeleistung

Ein Grund für eine positive Bilanz liegt in einer sinkenden Entnahmeleistung der Lasten oder steigender regenerativer Erzeugung. Die Anpassungsstrategien für den Ausgleich der Bilanz sind: Reduzieren der Einspeiseleistung aus kontinuierlichen Quellen (z. B. dem Verbundnetz), Aufnahme der überschüssigen Leistung in Stromspeichern, Rückspeisen der Leistung in eine andere primäre Quelle (z. B. das Verbundnetz) oder der Abwurf von regenerativer Einspeiseleistung (Tabelle 5.3).

Tabelle 5.3: Priorisierung von Maßnahmen (positiver Bilanzausgleich)

Empfohlene Priorisierung	Strategie	Begründung
am höchsten	Reduzieren der kontinuierlichen Erzeugung	Alle Quellen, deren Energie anhand eines Arbeitspreises abgerechnet werden, sollten zuerst abgeworfen werden, um Energiekosten zu reduzieren.
hoch	Stromspeicher laden	Die Stromspeicher sind im Fall einer negativen Energiebilanz nur einsetzbar, wenn sie ausreichend Energie gespeichert haben.
mittel	Rückspeisung in primäre Quelle	Die Rückspeisung ist zu empfehlen, wenn diese entgolten wird (z. B. im Verbundnetz) oder die Energie zeitversetzt erneut abgerufen werden kann (z. B. durch Zwischenspeichern in Form eines chemischen Energieträgers)
niedrig	Abwurf von regenerativer Erzeugung	Die Grenzkosten für regenerativ erzeugte Energie sinkt mit jeder wirtschaftlich verwerteten Kilowattstunde. Daher sollte das künstliche Reduzieren von Energieerzeugung vermieden werden.

Kommt es zum Ausfall von Erzeugungsleistung, ergibt sich eine negative Leistungsbilanz und die Spannung sinkt. Die Anpassungsstrategien, um das Gleichgewicht wieder herzustellen, sind: Zuschalten von Reservekapazitäten, die das Netz kontinuierlich speisen können, und der Einsatz von gespeicherten Reservekapazitäten (Tabelle 5.4).

Tabelle 5.4: Priorisierung von Maßnahmen (negativer Bilanzausgleich)

Empfohlene Priorisierung	Strategie	Begründung
hoch	Zuschalten von Reservekapazitäten	Das Netz kann aus Reservekapazitäten ggf. dauerhaft betrieben werden.
mittel	Einsatz von gespeicherten Reservekapazitäten	Gespeicherte Reservekapazitäten sind begrenzt. Erst, wenn alle anderen Maßnahmen nicht wirken, kann die Versorgung mit dieser Maßnahme für eine beschränkte Zeit aufrecht erhalten werden.

Zuletzt soll eine zusätzliche Priorisierung von Erzeugungskapazität diskutiert werden. Diese ist zum Beispiel bei der Anforderung an Spitzenlastkappung notwendig. Hier wird zwischen zwei Energiequellen in Abhängigkeit der Leistung aus dem Verbundnetz umgeschaltet. Es können mehrere Zustände eingeführt werden, welche die Leistung eines Teilnehmers begrenzen. Der Zustand mit dem

niedrigsten Spannungsband wird in diesem Fall zuletzt erreicht und dementsprechend am niedrigsten priorisiert.

Abbildung 5.15 zeigt die aus diesen Überlegungen abgeleitete Reihenfolge der Zustandsklassen. Einzelne dieser Klassen können im realen Anwendungsfall vollständig wegfallen oder in mehrere Zustände aufgehen.

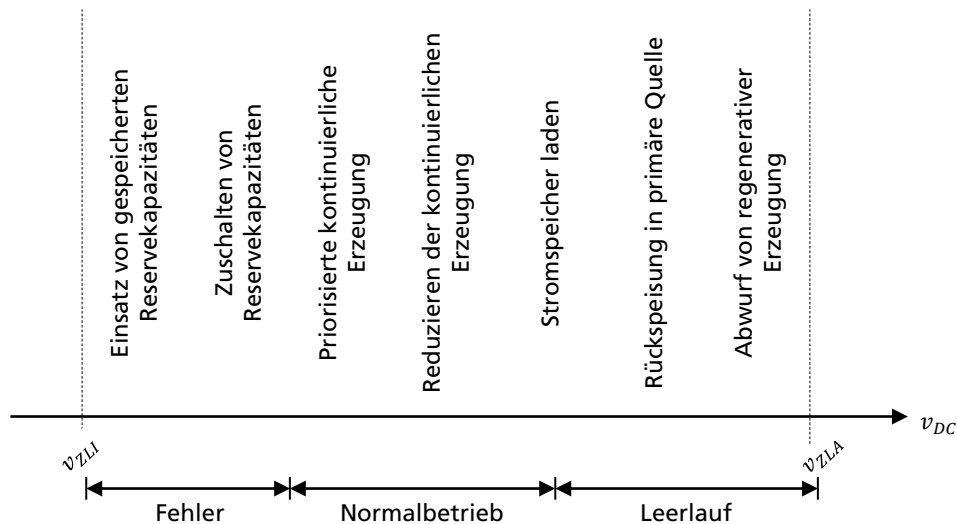


Abbildung 5.15: Anordnen der Zustände auf dem Spannungsband

5.4.4 Bestimmen der Leistungsgrenzen

Die in der Zustandsbeschreibungstabelle (Tabelle 5.2) eingeführten Leistungsgrenzen müssen für die Auslegung der Regelkennlinienparameter festgelegt werden. Für diesen Schritt wird vereinfachend angenommen, dass Strom und Leistung proportional sind. Zur Festlegung der Leistungsgrenzen werden *Maximalaussteuergrenzen* und *Aufteilungsgrenzen* unterschieden.

Eine Maximalaussteuergrenze zeichnet sich dadurch aus, dass der Teilnehmer innerhalb des Zustands seine Leistung auf die maximal mögliche Einspeise- oder Entnahmeleistung führt. Die Aufteilungsgrenzen dagegen werden genutzt, um die Leistung einer Nutzeranforderung entsprechend zu begrenzen. Ein Beispiel für eine solche Grenze ist die Forderung eines maximalen Leistungsbezugs vom Verbundnetz.

Abbildung 5.16 verdeutlicht die Festlegung der Leistungsgrenzen. Die gesamte Leistung in Zustand 3 soll von Teilnehmer 2 übernommen werden. Die Konstanteinspeisegrenze $P_{KE,13}$ des Teilnehmers 1 ist somit eine Aufteilungsgrenze und wird anhand der Anforderung auf null gesetzt. Im Zustand 2 soll die Leistung von Teilnehmer 2 auf einen maximalen Wert beschränkt werden und zusätzlicher

Leistungsbedarf durch Teilnehmer 1 übernommen werden. Der Parameter $P_{KE,22}$ wird erneut durch eine Nutzeranforderung festgelegt und beschreibt daher eine Aufteilungsgrenze. Existiert keine Nutzeranforderung, um die Leistung von Teilnehmer 1 zu begrenzen, sollte der Teilnehmer das Netz bis zur minimalen Netzspannung v_{ZLI} mit der maximal verfügbaren Leistung speisen. Damit wird $p_{KE,11}$ durch Leistungsfähigkeit des Teilnehmers begrenzt und ist daher eine Maximalaussteuergrenze.

Das Einspeiseverhalten der Geräte wird stetig ausgelegt, sodass sich aufgrund der Anordnung der Zustände die fehlenden Parameter ergeben. Diese sollten so gewählt werden, dass der linksseitige und der rechtsseitige Grenzwert der Leistung an einer Zustandsgrenze gleich ist.

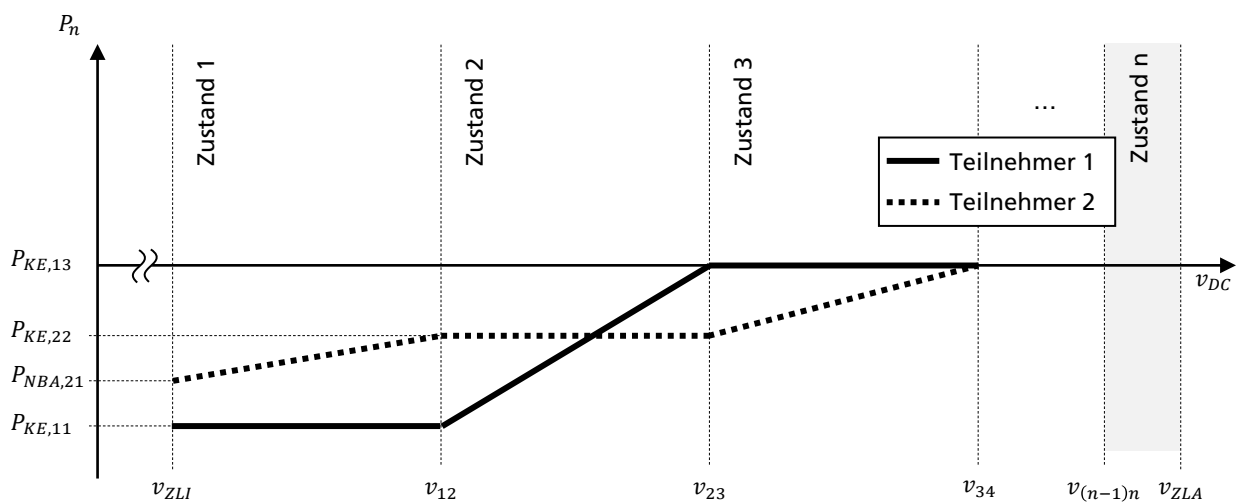


Abbildung 5.16: Festlegen der Leistungsparameter

5.5 Regelkennlinien bestimmen

Ziel der quasi-stationären Auslegung ist das Berechnen der Regelkennlinienparameter für alle Teilnehmer aus der Zustandsbeschreibungstabelle. Dazu bedarf es vier Schritten: Auswahl der quasi-stationären Spannungsgrenzen, Bestimmen der Nennsteigung, Bestimmen der Spannungsgrenze und zuletzt das Bestimmen der Regelkennlinienparameter. Abbildung 5.17 zeigt den Ablauf der Auslegung.

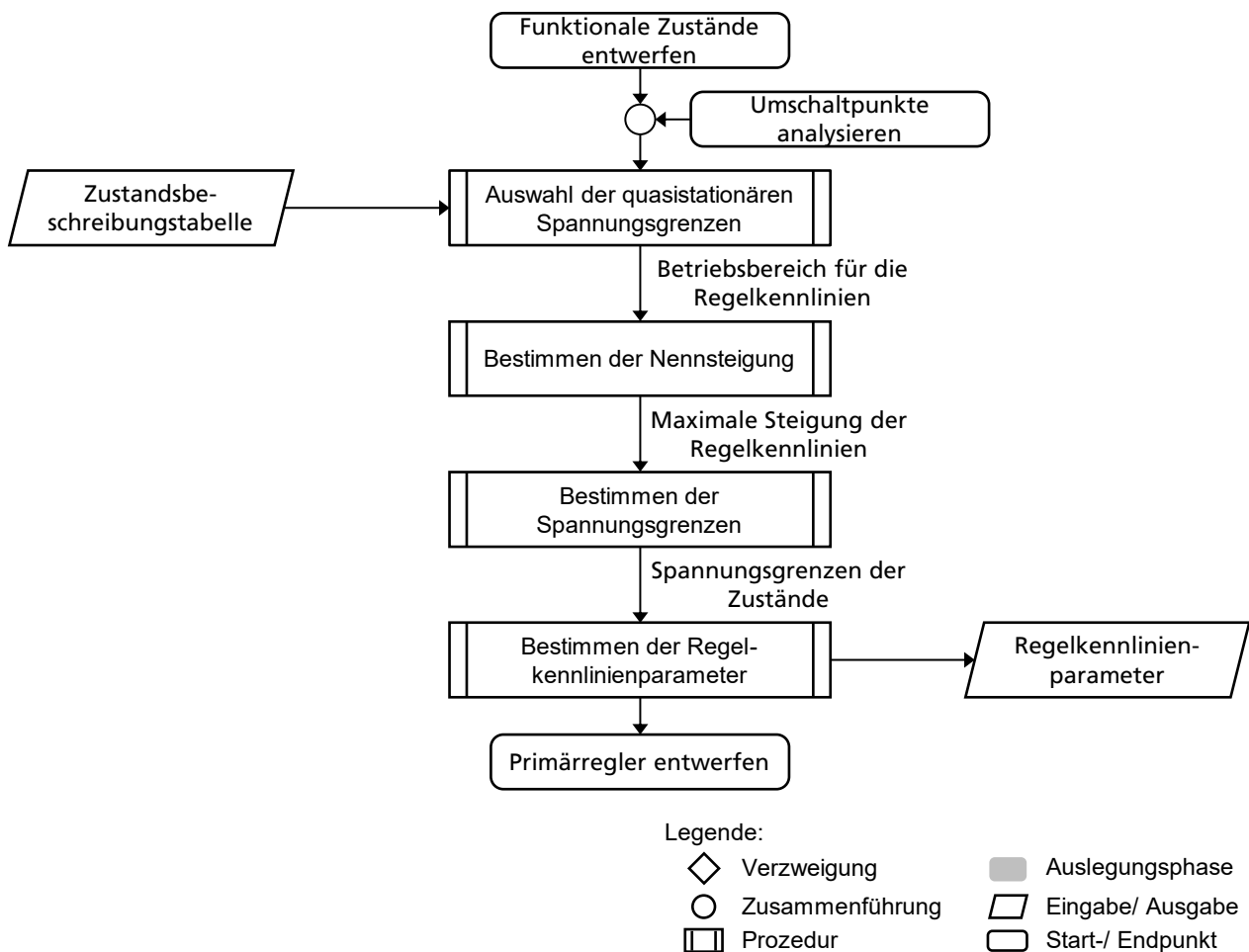


Abbildung 5.17: Vorgehensmodell Regelkennlinien bestimmen

5.5.1 Auswahl der quasi-stationären Spannungsgrenzen

Zunächst sind die zulässige Minimalspannung v_{ZLI} und die zulässige Maximalspannung v_{ZLA} festzulegen.

Für die Minimalspannung gilt, dass aktive Gleichrichter an einer Netzkoppelstelle gegebenenfalls nur oberhalb der passiven Gleichrichterspannung betrieben werden können. In diesem Fall ist die Minimalspannung abhängig von der Netzspannung der Wechselstromseite. Da die Netzspannung auf der

Wechselstromseite schwanken kann, sollte die Minimalspannung oberhalb des höchsten möglichen Werts der passiven Gleichrichtspannung liegen.

Weiterhin ist von Bedeutung, dass jeder Teilnehmer eine bauartbedingte Stromgrenze $i_{SGA,n}$ besitzt. Damit ergibt sich ein maximaler Strom $i_{SGA,\Sigma}$, der in Summe von allen Teilnehmern in das Netz eingespeist werden kann (84). Die maximale Einspeiseleistung $P_{PE,\Sigma}$ ist die Summe der Leistung aller Geräte, die Leistung einspeisen können (85).

$$i_{SGA,\Sigma} = \sum_{n=1}^n i_{SGA,n} \quad (84)$$

$$P_{NE,\Sigma} = \sum_{n=1}^n P_{NE,n} \quad (85)$$

Damit $P_{NE,\Sigma}$ übertragen werden kann, muss die Minimalspannung höher als der Quotient aus maximaler Übertragungsleistung und maximalem Strom gewählt werden (86). Für die Festlegung der Maximalspannung v_{ZLA} sollte hauptsächlich die Spannungsfestigkeit der Komponenten beachtet werden.

$$v_{ZLI} > P_{NE,\Sigma}/i_{SGA,\Sigma} \quad (86)$$

5.5.2 Bestimmen der Nennsteigung

Die Auslegung der Steigung wird von der Vorstellung einer Summencharakteristik bestimmt, die sich ergibt, wenn alle Regelkennlinien addiert werden (Abbildung 5.18). Die prospektive maximale Einspeiseleistung $P_{NE,\Sigma}$ sowie die prospektive maximale Rückspeiseleistung $P_{NR,\Sigma}$ bestimmen die Stromdifferenz, die über alle Zustände hinweg überwunden werden muss. Es ergibt sich die Nennverstärkung G_{NDC} nach Gleichung (88).

$$P_{NR,\Sigma} = \sum_{n=1}^n P_{NR,n} \quad (87)$$

$$G_{NDC} = \frac{\frac{P_{NR,\Sigma}}{v_{ZLA}} - \frac{P_{NE,\Sigma}}{v_{ZLI}}}{v_{ZLA} - v_{ZLI}} \quad (88)$$

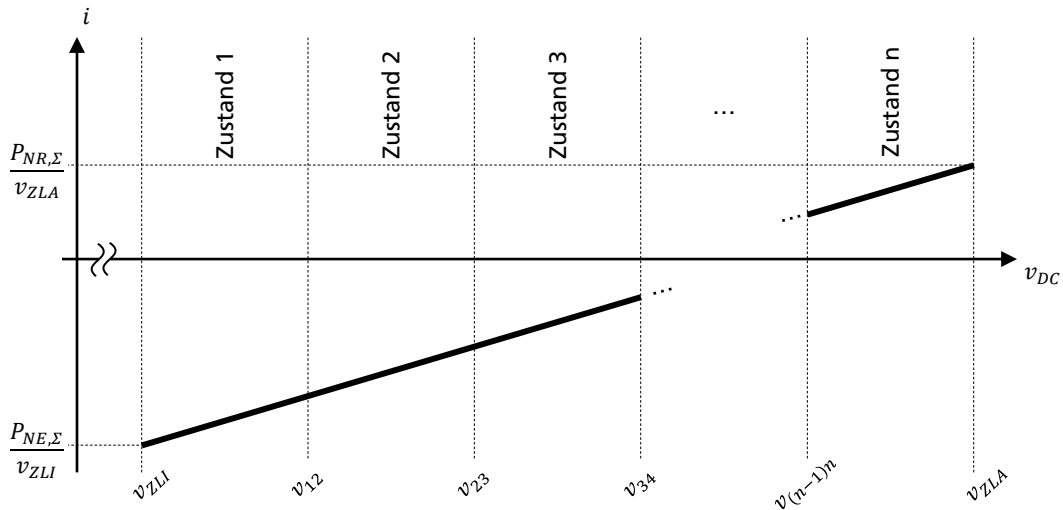


Abbildung 5.18: Summencharakteristik

5.5.3 Bestimmen der Spannungsgrenzen

Die Spannungsgrenzen zwischen den Zuständen können iterativ ausgehend von der Maximal- oder Minimalspannung bestimmt werden. Dazu wird zunächst die Leistungsänderung $\Delta P_{NB,i}$ des netzbildenden Teilnehmers k im aktuellen Zustand i aus der Zustandsbeschreibungstabelle ermittelt (89).

$$\Delta P_{NB,i} = P_{NBA,ki} - P_{NBI,ki} \quad (89)$$

Ausgehend von der vorherigen Spannungsgrenze $v_{(i-1)i}$ kann der Strom i_k anhand der Nennverstärkung, des Stromoffsets $i_{k,(i-1)i}$ und der Klemmenspannung v_k beschrieben werden (90, Abbildung 5.19).

$$i_k(v_k) = G_{NDC}(v - v_{(i-1)i}) + i_{k,(i-1)i} \quad (90)$$

Die Leistungsänderung ΔP_i ist gleich der Differenz der Leistung $P_{k,(i-1)i}$ am Übergang zwischen Zustand $(i-1)$ und Zustand i sowie der Leistung $P_{k,i(i+1)}$ am Übergang zwischen Zustand i und Zustand $(i+1)$ (91).

$$\Delta P_i = P_{k,(i-1)i} - P_{k,i(i+1)} \quad (91)$$

Ersetzt man in dieser Gleichung die Leistungen durch Spannung und Strom, ergibt sich Gleichung (92) für die gesuchte Spannungsgrenze $v_{i(i+1)}$. Weiter vereinfacht ergibt sich $v_{i(i+1)}$ als Lösung der quadratischen Gleichung (93).

$$\Delta P_i = v_{i(i+1)} i_k(v_{i(i+1)}) - v_{(i-1)i} i_{k,(i-1)i} \quad (92)$$

$$0 = G_{NDC} v_{i(i+1)}^2 + (i_{k,(i-1)i} - G_{NDC} v_{(i-1)i}) v_{i(i+1)} - (\Delta P_i + v_{(i-1)i} i_{k,(i-1)i}) \quad (93)$$

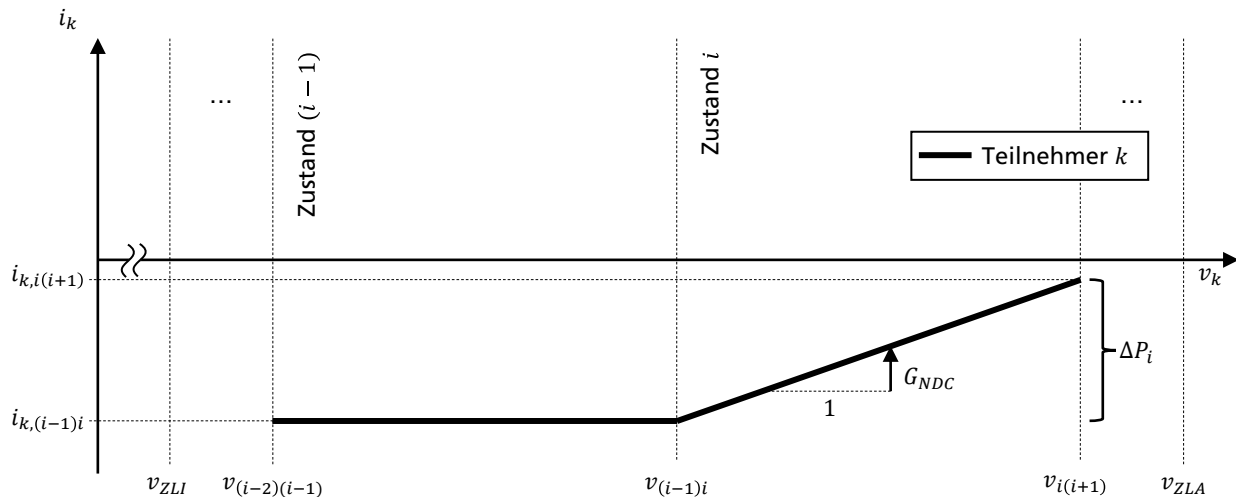


Abbildung 5.19: Iteratives Bestimmen der Spannungsgrenzen

5.5.4 Bestimmen der Regelkennlinienparameter

Im letzten Schritt gilt es, die gewonnenen Erkenntnisse in einen Regelkennlinienparametersatz für jeden Teilnehmer zu übersetzen. Dies passiert anhand der Spannungswerte, welche die Zustände jeweils voneinander abgrenzen, der Zustandsbeschreibungstabelle sowie der Nennverstärkung.

Es gelten folgende Gestaltungsregeln:

Die Nennverstärkung wird für alle Steigungsparameter G_{Q2} , G_{Q1} , G_{S1} und G_{S2} aller Teilnehmer im Netz übernommen.

Die Spannungsparameter v_{Q2} , v_{Q1} , v_{S1} und v_{S2} werden auf die ermittelten und zum Teilnehmerverhalten passenden Spannungsgrenzen gelegt.

Die Stromparameter i_{Q2} , i_{Q1} , i_{S1} und i_{S2} werden anhand der Zustandsbeschreibungstabelle passend vergeben. Dabei werden die in der Zustandsbeschreibungstabelle angegebenen Leistungswerte anhand der unteren Spannungsgrenze in einen Stromwert umgerechnet.

5.6 Primärregler entwerfen

Neben der Berechnung der quasistationären Kennlinien ist die dynamische Auslegung des Gesamtregelkreises wesentlich für stabiles Zeitverhalten des Netzes. Abbildung 5.20 zeigt den Ablauf der Auslegung.

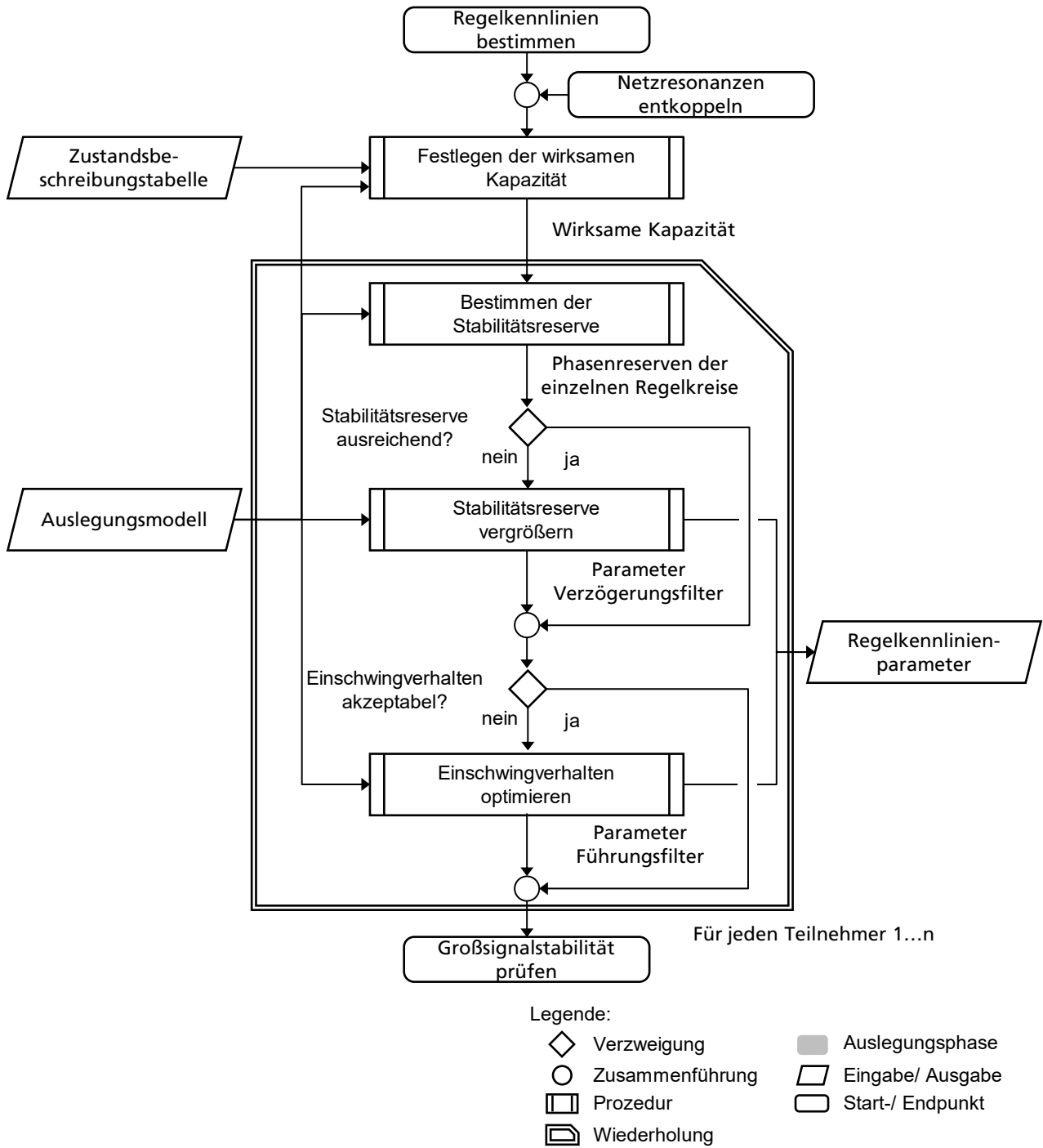


Abbildung 5.20: Vorgehensmodell Primärregler entwerfen

Zerlegt man das Netz in aktive Teilnehmer und passive Teilnehmer sowie das elektrische Netz (Abbildung 2.14), kann das Zeitverhalten des Netzes alleine durch die Reglereinstellungen der aktiven Teilnehmer beeinflusst werden. Die Idee dieses Verfahrens liegt darin, dass jeder aktive Teilnehmer nun einzeln ausgelegt wird.

Für die Auslegung des Primärreglers wird vereinfachend angenommen, dass keine Querkopplungen und Netzresonanzen im Regelkreis existieren.

Da eine kennlinienbasierte Regelung starke Querkopplungen besitzt, wird diese Annahme in Kapitel 5.9 im Detail analysiert und diskutiert. Ähnlich verhält es sich mit den Netzresonanzen, die gesondert in Kapitel 5.8 betrachtet werden.

Das dynamische Verhalten wird wesentlich durch den Spannungsfiler, die Steigung der Regelkennlinien, dem Übertragungsverhalten der Leistungswandler als auch der wirksamen Kapazität beeinflusst.

Es wird angenommen, dass das Übertragungsverhalten die Hardware des Leistungswandlers zum Zeitpunkt der Auslegung nicht verändert.

Diese Annahme wird getroffen, da der Leistungswandler eine Komponente ist die in der Projektierung mit zugekauft wird. Damit kann zwischen den Eigenschaften marktverfügbarer Leistungswandler gewählt werden, das Übertragungsverhalten aber nicht oder nur durch externe Bauteile angepasst werden. Der industrielle Anwender wird die internen Regelschleifen oder den Aufbau der Leistungswandler nicht verändern. Falls es doch dazu kommt, kann das erzielte Ergebnis als Eingangsgröße dieses Verfahrens dienen.

Als Auslegungsparameter für das dynamische Verhalten dienen die Parameter des Spannungsfilters und die Kapazität.

Die Anforderungen an die Leistungsspeisung und das verfügbare Spannungsband legen die Steigung der Regelkennlinien fest (vgl. Abschnitt 5.5.2). So verbleiben der Spannungsfiler und die Kapazität als Stellparameter, um das dynamische Verhalten des Netzes anzupassen.

Da das Übertragungsverhalten der Leistungswandler nicht festgelegt ist, kann keine allgemeine Lösung eines Primärreglers für einen beliebigen Anwendungsfall gefunden werden. Daher werden im Folgenden die wesentlichen Schritte erklärt, die den Entwurf bestimmen. Diese bestehen darin, zunächst die wirksame Kapazität des jeweiligen Regelkreises festzulegen. Mit dieser kann die Stabili-

tätsreserve für den einzelnen Teilnehmer bestimmt werden. Diese kann durch einen Verzögerungsfilter verbessert werden. Zuletzt wird das Einschwingverhalten geprüft und ggf. mit einem Führungsfilter optimiert.

5.6.1 Festlegen der wirksamen Kapazität

Unter den oben getroffenen Annahmen muss der in Abbildung 5.21 gezeigte Regelkreis ausgelegt werden. Anstelle der gesamten Netzimpedanz werden nur die Kapazitäten im Netz berücksichtigt (94).

$$G_{CA} = \frac{1}{\sum_{i=1}^n C_n \cdot s} \quad (94)$$

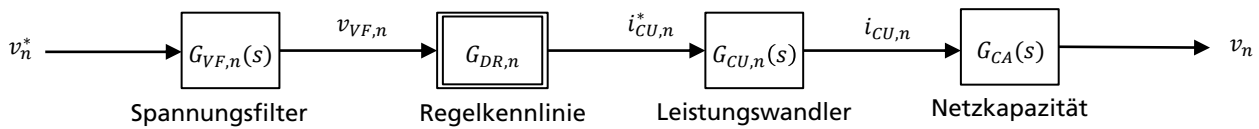


Abbildung 5.21: Offener Regelkreis für die Primärreglerauslegung

Da die Kapazität einen wesentlichen Einfluss auf das Verhalten des Regelkreises hat, muss zunächst festgelegt werden, welche Kapazitäten zur Verfügung stehen (Tabelle 5.5).

Als wirksame Kapazität wird die Summe aller Kapazitäten verstanden, auf die der Strom eines Leistungswandlers in der aktuellen Betriebssystemung wirkt. Diese ist davon abhängig,

1. welche Teilnehmer zugeschaltet sind und
2. ab welcher Frequenz Induktivitäten die Kapazitäten voneinander entkoppeln.

Die minimale wirksame Kapazität $C_{DCmi,n}$ ist ein teilnehmerspezifischer Wert. Sie leitet sich aus der Betriebssystemung mit der geringsten Anzahl an zugeschalteten Teilnehmern ab und ist daher für jeden Teilnehmer einzeln zu ermitteln (95). Beim Ermitteln sollte berücksichtigt werden, dass Teilnehmer ausfallen können oder Lastzonen durch Fehler vom Netz getrennt werden.

$$C_{DCmi,n} = \sum_{j=1}^n \gamma_n(j) \cdot C_j \quad (95)$$

mit $\gamma_n(j) = \begin{cases} 1 & \text{Teilnehmer } j \text{ immer zugeschaltet, wenn Teilnehmer } n \text{ aktiv} \\ 0 & \text{sonst} \end{cases}$

Tabelle 5.5: Kapazitätstabelle

	Prozessparameter		
	interne Kapazität	minimal wirksame Kapazität	wirksame Nennkapazität
Teilnehmer 1	C_1	$C_{DCmi,1}$	C_{DC}
Teilnehmer 2	C_2	$C_{DCmi,2}$	
...			
Teilnehmer n	C_3	$C_{DCmi,n}$	

Die untere Schranke für die minimal wirksame Kapazität ist die Zwischenkreiskapazität C_n des jeweiligen Teilnehmers. Zumeist ist der Wert höher anzusetzen, da der Teilnehmer meist nicht ohne zusätzliche Teilnehmer betrieben wird. Um einen geeigneten Wert zu ermitteln, können zum Beispiel Redundanzen betrachtet werden. Dazu werden Annahmen dazu formuliert, welcher Prozentsatz der Lasten immer verbunden ist und/ oder ob eine bestimmte Anzahl an Teilnehmern ausgefallen ist.

Die wirksame Nennkapazität C_{DC} setzt sich aus der Kapazität aller Teilnehmer zusammen (96), es sei denn, es wird vorgesehen, dass ein bestimmter Prozentsatz der Anlagen für Wartungszwecke vom Netz getrennt ist.

$$C_{DC} = \sum_{j=1}^{n_{ma}} C_j \quad (96)$$

Induktivitäten (z. B. Kabel) führen zu einer Entkoppelung der Kapazitäten im Netz. Allerdings kommt es erst im Bereich der Resonanzfrequenzen zur Entkopplung, sodass die Kapazitätswerte aufaddiert werden können, wenn die Resonanzen nicht unterhalb der Bandbreite des jeweiligen Stromreglers liegen. Die Resonanzen des elektrischen Netzes werden in Abschnitt 5.8 bestimmt. Werden Entkopplungen festgestellt, so muss die wirksame Kapazität aufgrund dieser Betrachtungen erneut angepasst werden.

5.6.2 Bestimmen der Stabilitätsreserve

Die folgenden Betrachtungen gehen davon aus, dass das Übertragungsverhalten der Leistungswandler mit einem Modell 2. Ordnung abgebildet werden kann, wie in Gleichung (74) dargestellt. Abbildung 5.22 zeigt das Pol-Nullstellen-Diagramm des offenen Regelkreises $G_{OL,n}$ ohne Spannungsfiler (97). Die Übertragungsfunktion besitzt in diesem Fall eine Nullstelle und drei Polstellen.

Die Verstärkung κ des offenen Regelkreises (98) steigt mit der Kennliniensteigung und sinkt mit steigender Kapazität $C_{DC,mi,n}$. Wie die Wurzelortskurve zeigt, nimmt die Dämpfung des Systems mit

steigender Verstärkung ab und wird letztlich instabil, wenn das komplexe Polpaar die rechte Halbebene erreicht.

$$G_{OL,n} = G_{CU,n} \cdot G_{NDC} \cdot G_{CA,n} = \frac{G_{NDC}}{C_{DC,mi,n}} \cdot \frac{G_{CU,n}}{s} \quad (97)$$

$$\kappa = \frac{G_{NDC}}{C_{DC,mi,n}} \quad (98)$$

Die minimal wirksame Kapazität eines Teilnehmers und die Nennsteigung bestimmen den minimalen Stabilitätsgrad.

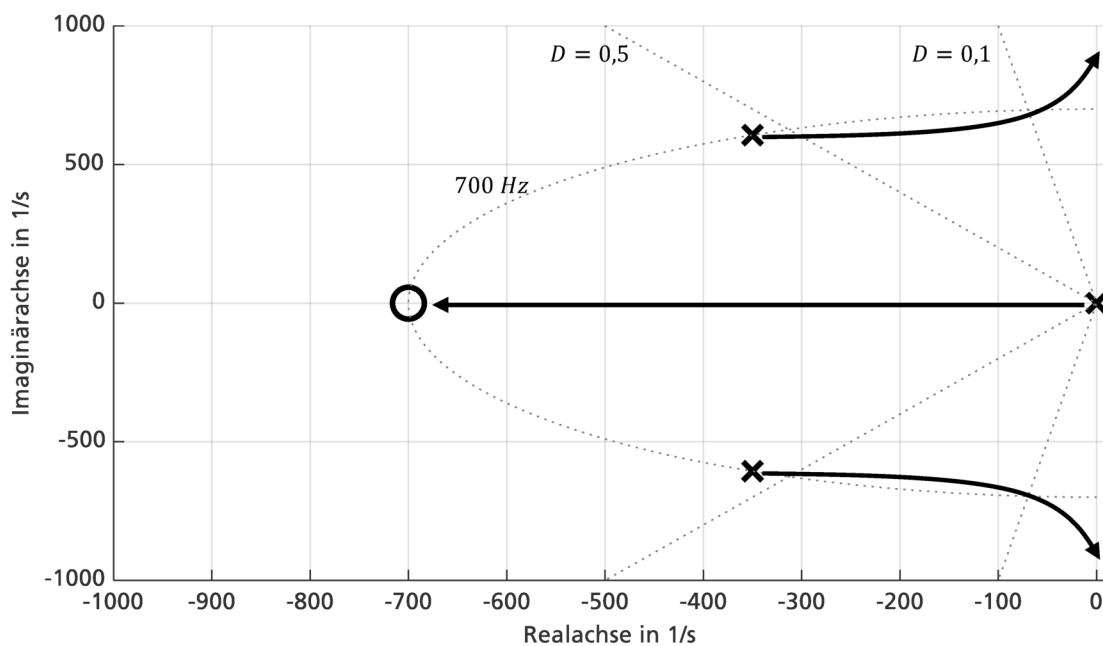


Abbildung 5.22: Pol-Nullstellen-Diagramm der Teilnehmerregelung ohne Spannungsfiler

Der offene Regelkreis besitzt einen Pol im Ursprung und zwei auf der linken Halbebene, sodass das Nyquist-Kriterium angewendet werden kann. Abbildung 5.23 zeigt in Abhängigkeit der Frequenz die Phasenlage und die Verstärkung des offenen Regelkreises. Die Phasenlage des offenen Regelkreises fällt im hohen Frequenzbereich durch die Totzeit stark ab.

Für eine Verstärkung von 2.000 schneidet der Regelkreis die Verstärkung von 1 bei 400 Hertz und es ergibt sich eine Phasenreserve von 60 °. Das System ist stabil. Wird die Verstärkung erhöht, sinkt die Phasenreserve. Für die Verstärkung von 10.000 ist das System klar instabil, da die Signalanteile mit einer Phasenverschiebung von -180 mit dem Faktor 2 verstärkt zurückgekoppelt werden.

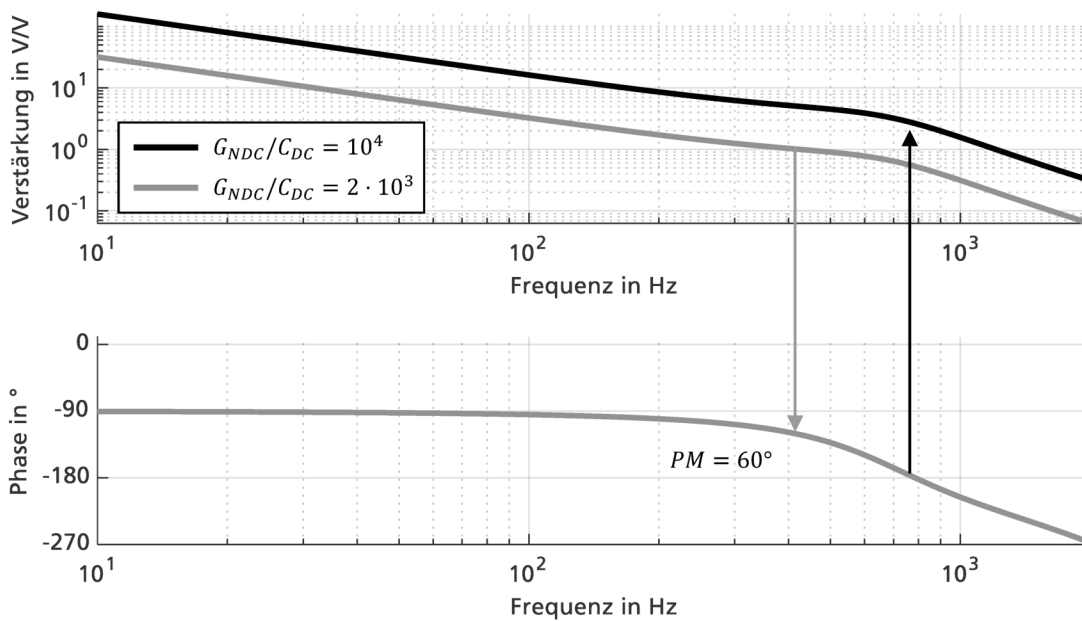


Abbildung 5.23: Übertragungsverhalten des offenen Regelkreises

Die Verstärkung des Regelkreises verschiebt sich proportional zu κ , während die Phasenlage sich nicht ändert. Ist eine bestimmte Phasenreserve gefordert, kann die maximale Verstärkung des Regelkreises aus diesem Diagramm bestimmt werden. Die Auslegung der Phasenreserve sollte nur die minimal wirksame Kapazität berücksichtigen, da im Gesamtsystem die wirksame Nennkapazität steigt und die Phasenreserve sich erhöht.

Ein geeigneter Auslegungspunkt für die Phasenreserve gefährdet die Stabilität nicht, führt aber auch nicht zu einer zu konservativen Auslegung.

Es wird vorgeschlagen, das System auf eine minimale Phasenreserve von 20° auszulegen.

5.6.3 Stabilitätsreserve vergrößern

Mit dem Spannungsfiler kann die Phasenreserve erhöht werden. Damit können auch höhere Regelkennlinienverstärkungen erreicht werden, ohne die Kapazität erhöhen zu müssen. Die Übertragungsfunktion des offenen Regelkreises ergibt sich in Gleichung (99).

$$G_{OL} = G_{VF} \cdot G_{CU} \cdot G_{NDC} \cdot G_{CA} \quad (99)$$

Abbildung 5.24 zeigt das Übertragungsverhalten des Spannungsfilters mit führender Polstelle. Der Filter schwächt das Signal beginnend mit der Eckfrequenz $\omega_{VF,P,n}$ ab. Mit der Eckfrequenz $\omega_{VF,N,n}$

nimmt die Abschwächung nicht weiter zu. Der Spannungsfiler führt zum Abfallen der Phase zwischen den beiden Eckfrequenzen, während sie im niedrigen und hohen Bereich null Grad beträgt.

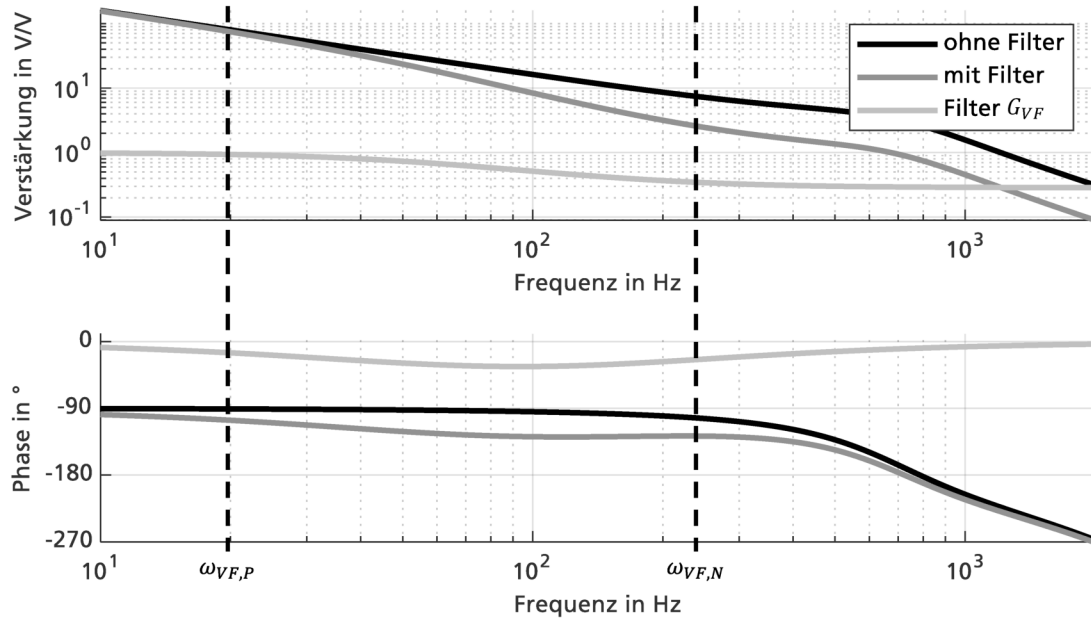


Abbildung 5.24: Übertragungsverhalten mit Spannungsfiler

Als Beispiel wird nun das instabile System mit der Verstärkung von 10.000 gewählt. Für dieses Beispiel wird eine Abschwächung der Verstärkung um 0,3 bei der Frequenz von 700 Hertz benötigt, um die geforderte Phasenreserve zu erreichen. Die Abschwächung des Filters ist alleine vom Verhältnis von $\omega_{VF,N,n}$ zu $\omega_{VF,P,n}$ abhängig und kann aus Abbildung 5.25 abgelesen werden. Die untere Eckfrequenz des Filters muss nun so gewählt werden, dass die Abschwächung an der gewünschten Frequenz voll zum Tragen kommt, während die Phasenreserve des Systems durch den Filter nicht weiter abgesenkt wird.

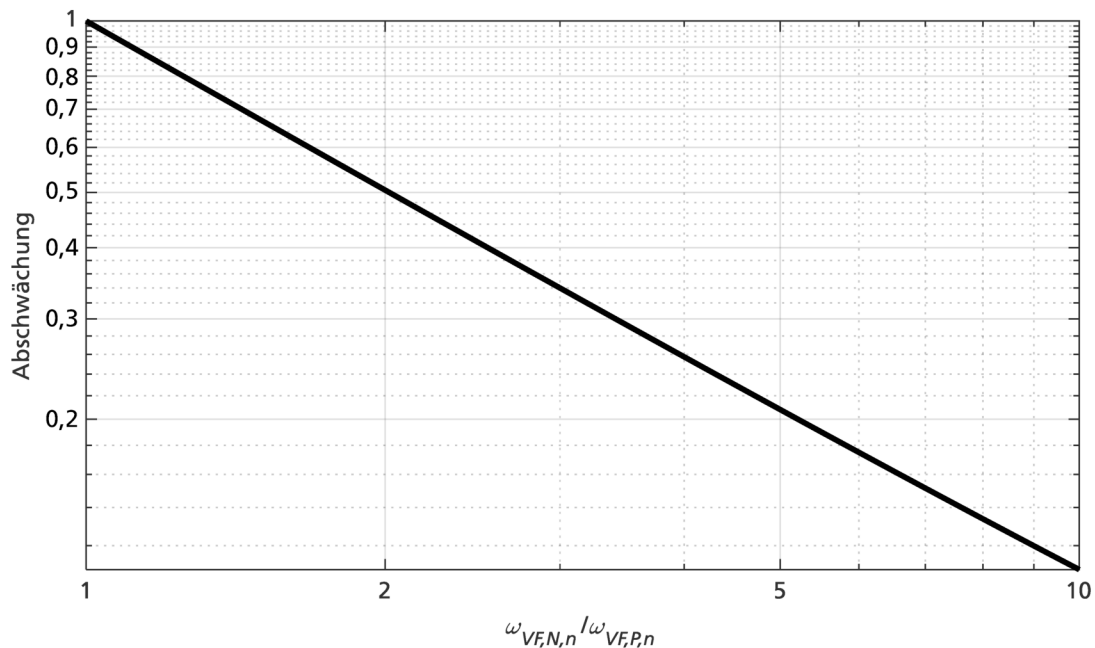


Abbildung 5.25: Abschwächung des Filters

5.6.4 Einschwingverhalten optimieren

Die bisherigen Betrachtungen fokussieren die Stabilität des Regelkreises. Zusätzlich sollen Oszillationen der Spannung und Ströme im Netz vermieden werden. Dies wird erreicht, wenn die Primärregelung jedes Teilnehmers so eingestellt ist, dass dieser keine Resonanzstelle oder aber eine Resonanz mit hoher Dämpfung zeigt.

In diesem Fall wird davon ausgegangen, dass im Nennbetrieb die gesamte Kapazität des Netzes zur Verfügung steht. Dies führt wie oben erläutert zu einer höheren Phasenreserve und einer besseren Dämpfung des Regelkreises.

Das Schwingverhalten des Netzes wird anhand der wirksamen Nennkapazität C_{DC} ausgelegt.

Auf das Netz wirkt die Impedanz des Teilnehmers mit geschlossenem Regelkreis $Z_{CL,n}$ (123). Abbildung 5.26 zeigt das Bode-Diagramm der Impedanz $Z_{CL,n}$ ohne Spannungsfilter für unterschiedliche Verhältnisse aus Nennverstärkungen G_{NDC} und wirksamer Nennkapazität C_{DC} .

$$Z_{CL,n} = \frac{G_{CA}}{1 + G_{VF,n} G_{NDC} G_{CU,n} G_{CA}} \quad (100)$$

Das typische Ausgangsverhalten besteht in ohm'schen Verhalten im niedrigen Frequenzbereich und kapazitiven Verhalten im hohen Frequenzbereich. Das ohm'sche Verhalten wird durch die Steigung

der Regelkennlinie und das kapazitive Verhalten durch die Ausgangskapazität bestimmt. Mit steigender Nennverstärkung sinkt die Impedanz im niedrigen Frequenzbereich, während im Übergangsbereich zwischen ohm'schen und kapazitiven Verhalten eine Resonanzstelle auftritt.

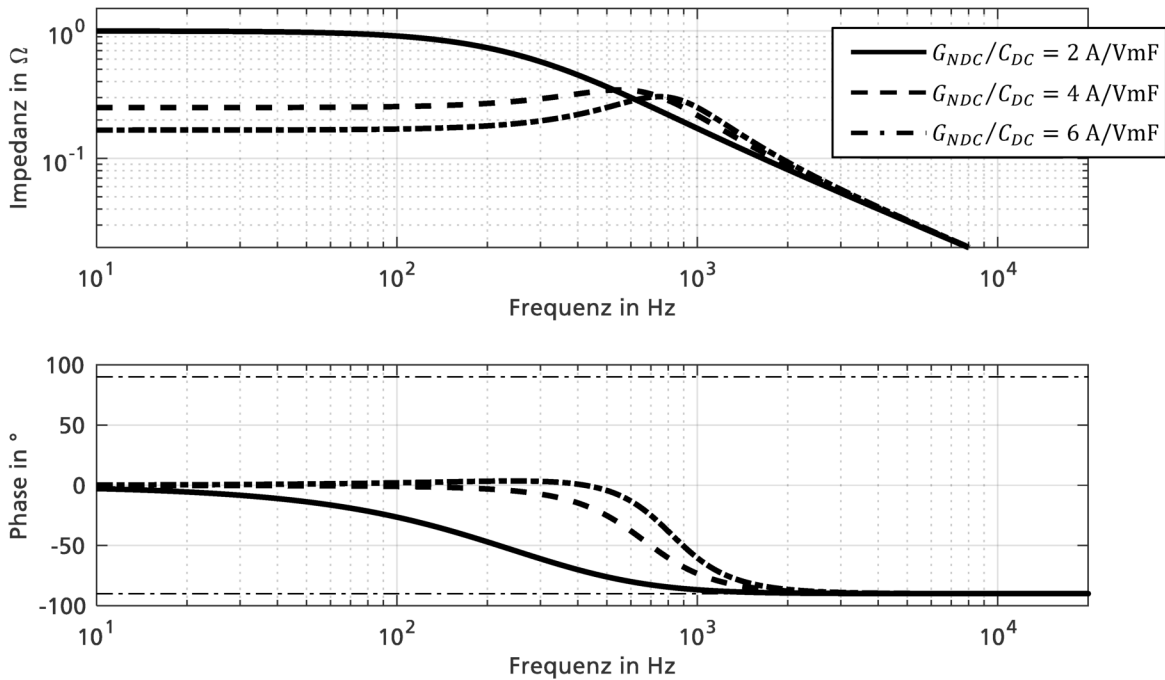


Abbildung 5.26: Einfluss der Nennverstärkung

Ist der Spannungsfiler deaktiviert, vernachlässigt man die Totzeit der Strecke und approximiert man das Übertragungsverhalten des Leistungswandlers mit einem Verzögerungsglied erster Ordnung, kann das in Gleichung (101) gezeigte vereinfachte Modell hergeleitet werden. Dieses entspricht bis auf die Nullstelle bei der Frequenz ω_{CU} einem Verzögerungsglied 2. Ordnung (102).

$$Z_{2.ord,n} = \frac{\left(\frac{s}{\omega_{CU}} + 1\right)}{\frac{C_{DC}}{G_{NDC}\omega_{CU}}s^2 + \frac{C_{DC}}{G_{NDC}}s + 1} \quad (101)$$

$$G_{PT2} = \frac{1}{\frac{s^2}{\omega_0^2} + 2\zeta\frac{s}{\omega_0} + 1} \quad (102)$$

Vernachlässigt man den Einfluss der Nullstelle, kann die Resonanzfrequenz ω_0 (103) sowie die Dämpfung ζ (104) anhand der Kapazität C_{DC} , der Stromreglereckfrequenz ω_{CU} und der Nennsteigung G_{NDC} näherungsweise berechnet werden. Mit sinkender Dämpfung des Systems wird der Einfluss der

in der Vereinfachung vernachlässigten Systempole größer, die Näherung damit schlechter. Bis in etwa zu einer Dämpfung von 0,5 werden geeignete Aussagen über das Regelungssystem erzielt.

$$\omega_0 = \sqrt{\frac{\omega_{CU} G_{NDC}}{C_n}} \quad (103)$$

$$\zeta = \frac{1}{2} \sqrt{\frac{\omega_{CU} C_n}{G_{NDC}}} \quad (104)$$

Die Stromreglereckfrequenz ω_{CU} ist ein bekannter Prozessparameter und die gewünschte Nennverstärkung G_{NDC} aus dem vorherigen Auslegungsschritt bekannt. Es gilt nun zu prüfen, ob eine ausreichende Dämpfung erreicht wird. Wird diese nicht erreicht, muss zusätzliche Kapazität im Netz vorgesehen werden.

Für eine Dämpfung größer als eins, kommt es bei einer sprunghaften Anregung des Systems zu keiner Oszillation: man spricht hier von einem überkritisch gedämpften System. Bei einer Dämpfung von eins spricht man von einem kritisch gedämpften System. Sinkt die Dämpfung auf einen Wert zwischen null und eins bildet sich eine Resonanzüberhöhung aus, die bei sprunghafter Anregung zum Überschwingen führt. Mit sinkender Dämpfung steigt die Resonanzschärfe und die Oszillationen klingen über einen wachsenden Zeitraum ab.

Ideal ist eine Dämpfung von eins, dieser Auslegungspunkt führt jedoch zu hohen Kapazitätswerten, die im realen System zusätzliche Kosten verursachen. Tabelle 5.6 zeigt den Zusammenhang zwischen Dämpfungswert, Überschwingweite und der notwendigen Kapazität für das vereinfachte Modell unter Berücksichtigung der Nullstelle. Hier zeigt sich, dass ab einer Dämpfung von 0,7 die Überschwingweite \ddot{u} nur noch zu einem geringen Prozentsatz gesenkt wird, während die doppelte Kapazität notwendig wird.

Es wird eine Dämpfung von 0,7 als Auslegungspunkt für die Regelung empfohlen.

Tabelle 5.6: Überschwingweite in Abhängigkeit der Dämpfung

Dämpfung	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
Gütefaktor	1	0,83	0,71	0,62	0,56	0,5
Kapazität	25 %	36 %	50 %	65 %	82 %	100 %
Überschwingweite	21,2 %	13,1 %	6,6 %	2,3 %	0,2 %	0,0 %

Wird der Spannungsfiler aktiviert und/oder die Totzeit der Regelstrecke kann nicht vernachlässigt werden, kann Formel (104) nicht genutzt werden. Zielführender ist es in diesem Fall, den Gütefaktor zu nutzen, um das Schwingverhalten zu beurteilen. Der Gütefaktor Q ist proportional zum Kehrwert der Dämpfung und kann numerisch aus dem Phasenverlauf φ des vollständigen Modells ermittelt werden. Dazu wird die Gruppenlaufzeit τ_{GLZ} (105) als negierte Ableitung des Phasenverlaufs bestimmt (Kapitel 3.2.3). Der Gütefaktor ergibt sich aus Gleichung(106).

$$\tau_G = -\frac{d\varphi(\omega)}{d\omega} \quad (105)$$

$$Q = \max\left(\left|\tau_{GLZ} \cdot \frac{\omega}{2}\right|\right) \quad (106)$$

Abbildung 5.27 zeigt die Impedanz des geschlossenen Regelkreises mit Spannungsfiler für eine Netzkapazität von zehn Millifarad und eine Verstärkung von zehn Ampere pro Volt. Der Impedanzverlauf zeigt ein ähnliches Verhalten, nur dass die Resonanzfrequenz durch den Filter gesunken ist. Zusätzlich ist der Gütefaktor dargestellt. Dieser wird im Bereich der Resonanz maximal und bewertet das Überschwingverhalten des Netzes. Dieser Zusammenhang ist in Tabelle 5.6 dargestellt.

Ist der Gütefaktor zu hoch und das Schwingverhalten entspricht nicht den Anforderungen, kann der Gütefaktor durch eine höhere Geschwindigkeit des unterlagerten Stromregelkreises, eine Erhöhung der Netzkapazität und durch Einführen eines Führungsfilters verbessert werden.

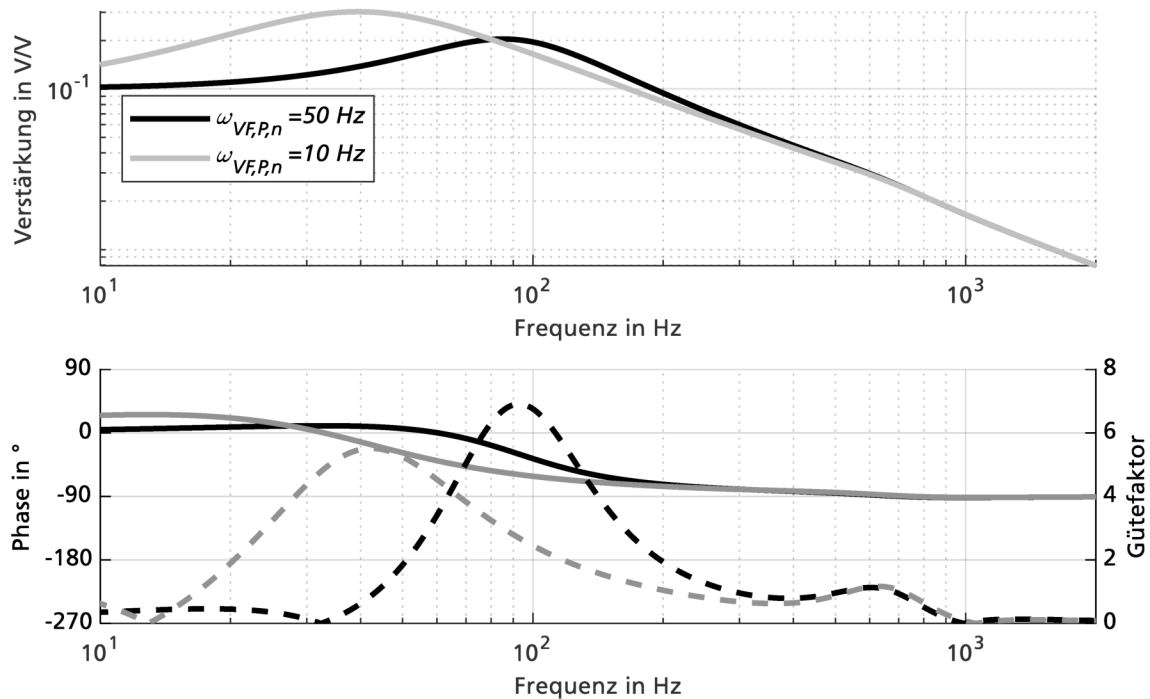


Abbildung 5.27: Gütefaktor des geschlossenen Regelkreises

Abbildung 5.28 zeigt das System ohne Verzögerungsfiler, das keine ausreichende Phasenreserve besitzt. Der Verzögerungsfiler führt zu einem Gewinn an Phasenreserve, reduziert gleichzeitig die Durchtrittsfrequenz und somit die Bandbreite des Regelkreises. Mit dem Führungsfiler kann dieser Effekt ausgeglichen werden. Zum Einen hebt der Führungsfiler die Verstärkung im Bereich der Durchtrittsfrequenz an, hebt aber gleichzeitig die Phasenreserve an.

Der Führungsfiler soll die Verstärkung des Regelkreises mit Verzögerungsfiler so anheben, dass die Durchtrittsfrequenz der des Regelkreises ohne Filter entspricht. Die Spreizung zwischen der führenden Null- und der Polstelle $\Delta\omega_{VF,lead}$ bestimmt die eingebrachte Verstärkung. Die Frequenz mittig zwischen der Null- und der Polstelle $\bar{\omega}_{VF,lead}$ erfährt die größte Phasenhebung. An dieser Stelle ist die Verstärkung des Filters auf etwa die Hälfte angestiegen.

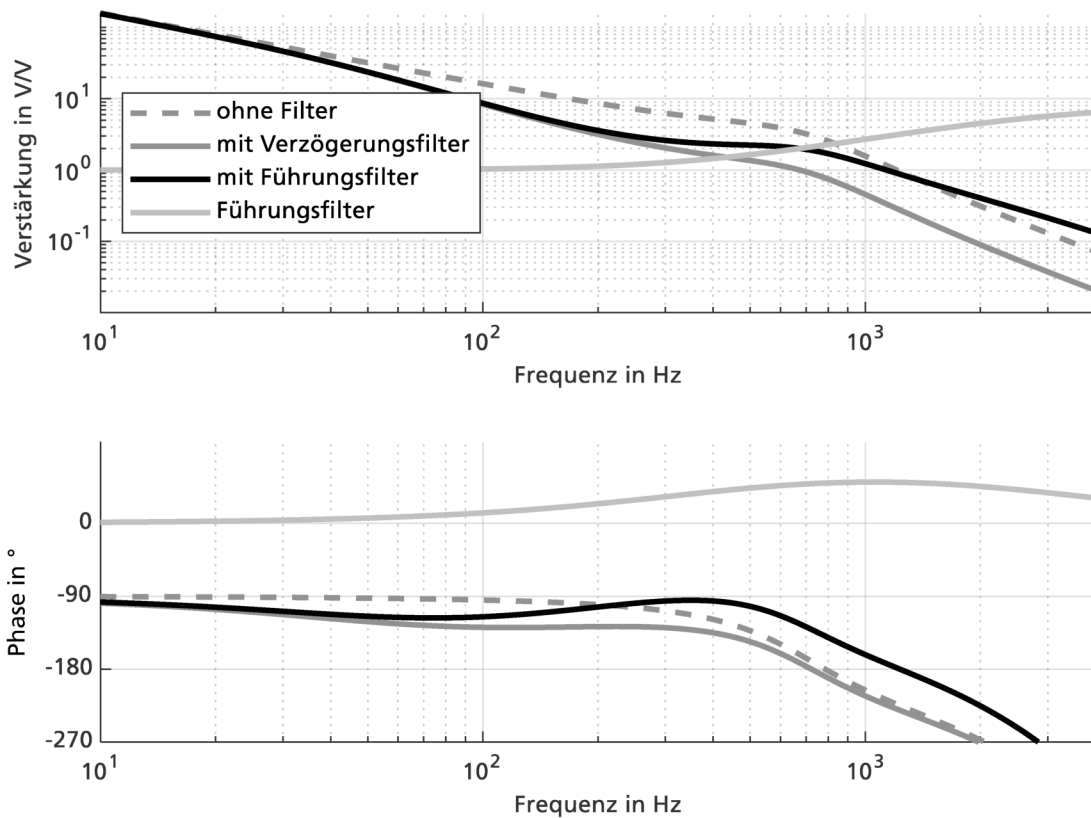


Abbildung 5.28: Offener Regelkreis mit und ohne Verzögerungs- und Führungsfilter

Der optimale Auslegungspunkt legt $\bar{\omega}_{VF,lead}$ oberhalb der Durchtrittsfrequenz fest und bestimmt die Spreizung aus der notwendigen Verstärkung zwischen des offenen Regelkreises ohne Filter und dem mit Verzögerungsfilter. Die Spreizung kann aus Abbildung 5.29 abgelesen werden. Die bestimmte notwendige Verstärkung muss verdoppelt werden, da der Filter an der Durchtrittsfrequenz erst die Hälfte der Verstärkung einbringt.

Abbildung 5.28 zeigt beispielhaft die Wirkung des Führungsfilters. Der Regelkreis mit Führungsfilter besitzt die gleiche Durchtrittsfrequenz, wie der Regelkreis ohne Filter. Die Phasenreserve hingegen ist positiv und der Regelkreis somit stabil.

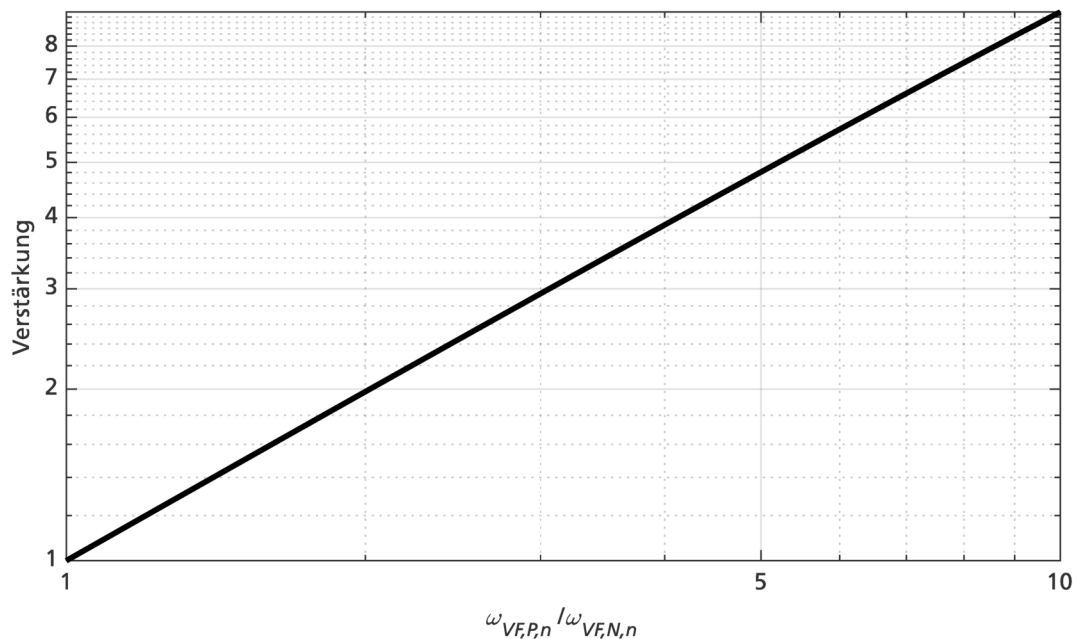


Abbildung 5.29: Verstärkung des Führungsfilters

Die Wirkung auf eine ideale Sprunganregung wird in Abbildung 5.30 gezeigt. Der Verzögerungfilter führt zu einem hohen Überschwingen, da das System die hohen Frequenzanteile der Sprunganregung nicht kompensiert. Mit Führungsfilter kann die Zeit bis der Regler wirkt, halbiert werden. Das Überschwingen reduziert sich um den Faktor 2 im Verhältnis zum stationären Endwert.

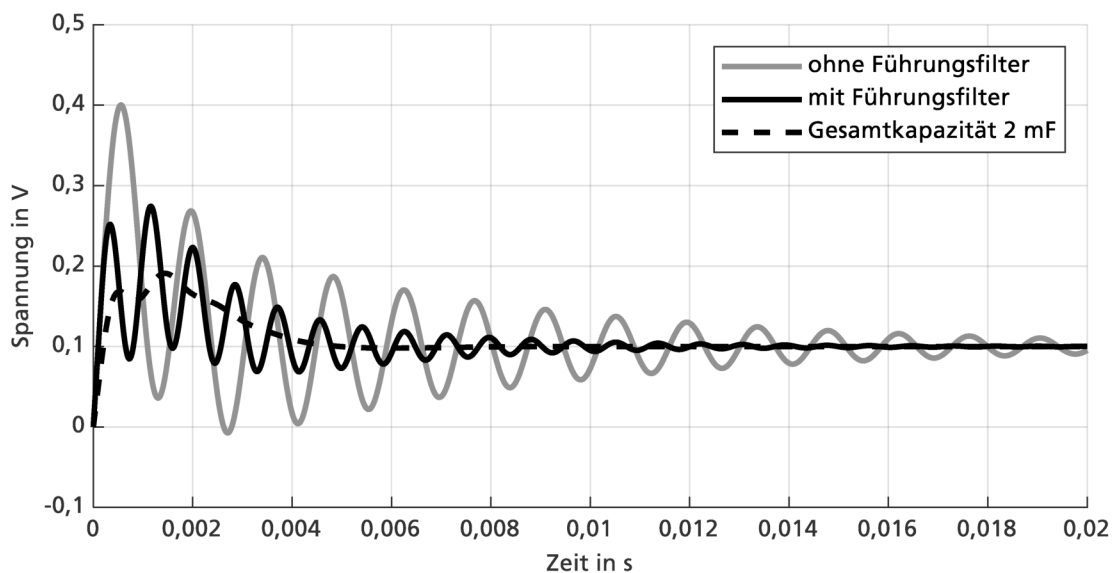


Abbildung 5.30: Zeitverhalten des Regelkreises mit Filter

Das Zeitverhalten zeigt auch, dass die Phasenreserve des Regelungssystems sehr klein ist und eine hohen Gütefaktor besitzt. Diese Betrachtung zeigt auch, dass der Kompensation durch Filter Grenzen gesetzt sind. Eine weitere Verbesserung des Verhaltens kann durch zusätzliche Kapazität erreicht werden. So zeigt Abbildung 5.30, dass das Überschwingen in der Kombination eines Führungsfilters mit einer Verdoppelung der Kapazität, um den Faktor drei im Verhältnis zum stationären Endwert sinkt.

Für die Bewertung des Zeitverhaltens muss berücksichtigt werden, dass das hier gezeigte Verhalten für einen Teilnehmer mit einer Gesamtleistung von 40 kW gilt. Dieser wird einen maximalen Strom von 60 A erreichen. Mit der hier betrachteten Regelkennlinienverstärkung von 10 A/V wird der maximalstrom nach 6 Volt erreicht. Ein Überschwingen von 100 % entspricht in diesem Fall etwa 12 Volt und kann je nach Anforderung und Auslegung akzeptabel sein.

5.7 Großsignalstabilität prüfen

Im Gleichstromnetz werden eine Reihe von geregelten Lasten eingesetzt, welche den Leistungsbezug konstant halten. Im Gegensatz zu ohm'schen Lasten oder Lasten mit einem konstanten Strombezug ist dieses Verhalten nichtlinear.

Es gilt, das Netz für den gesamten verfügbaren Spannungsbereich auszulegen. Für diese Auslegung soll zunächst betrachtet werden, wie die Spannung sich auf die Stabilität des Netzes auswirkt. Und anschließend notwendige Stabilitätskriterien geprüft werden. Abbildung 5.31 zeigt den Ablauf der Überprüfung.

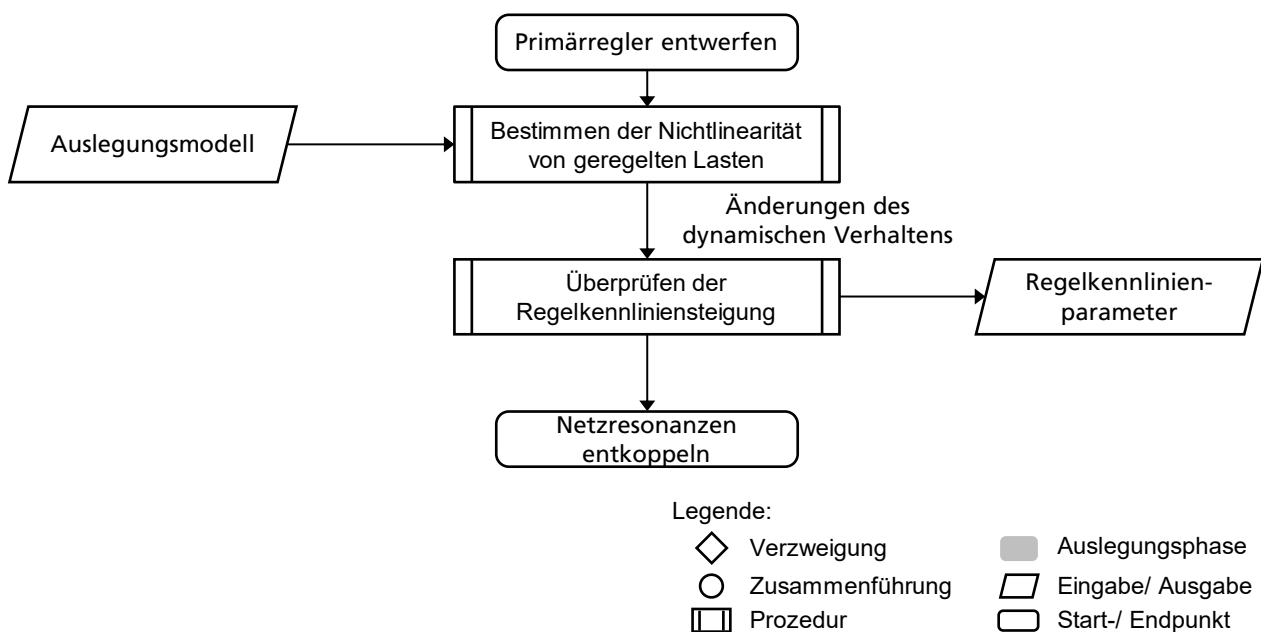


Abbildung 5.31: Vorgehensmodell Großsignalstabilität prüfen

Abbildung 5.32 zeigt das negative ohm'sche Verhalten im niedrigen Frequenzbereich, während mit steigender Frequenz kapazitives Ausgangsverhalten überwiegt. Das Verhalten ist abhängig von der Betriebsspannung v_0 . Damit ist der Stabilitätsgrad des Netzes von der aktuellen Betriebsspannung abhängig.

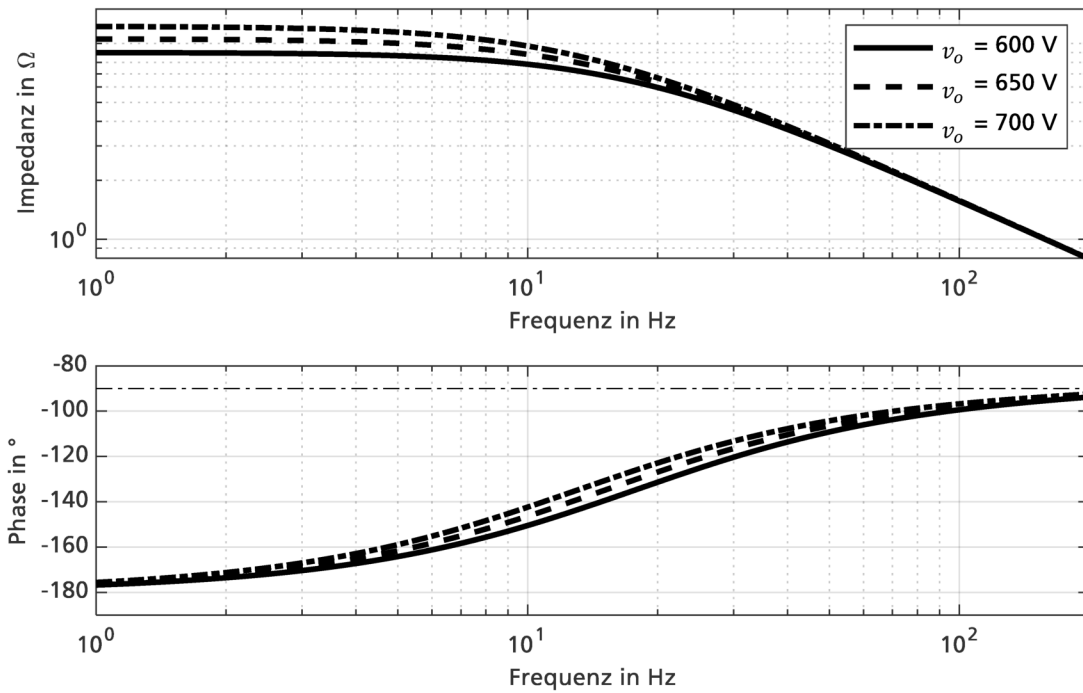


Abbildung 5.32: Ausgangsimpedanz geregelter Lasten

Für den ersten Schritt wird das Gleichstromnetz vereinfacht als Parallelschaltung eines netzbildenden Teilnehmers und einer geregelten Last dargestellt (Abbildung 5.33). Weiterhin wird angenommen, dass die Leistung P_{GL} der geregelten Last einem realistischen Leistungswert für die gleichzeitig im Netz anliegende Last im Höchstlastszenario darstellt.

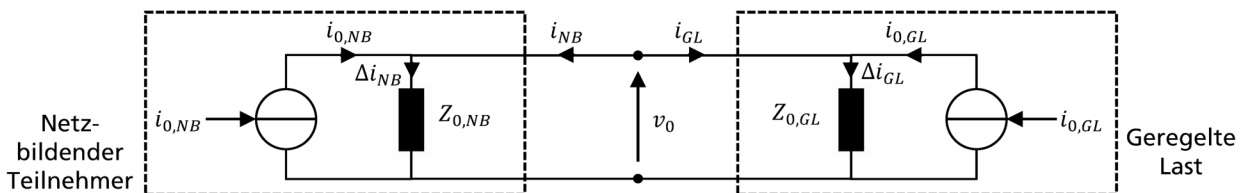


Abbildung 5.33: Ersatzsystem

Die Ersatzimpedanz des netzbildenden Teilnehmers lässt sich nach Gleichung (107), die der geregelten Last in Abhängigkeit der Betriebsspannung v_0 mit Gleichung (57) darstellen.

$$Z_{0,NB} = \frac{G_{CA}G_{OF}}{1 + G_{VF}G_{DR}G_{CU}G_{CA}} \quad (107)$$

Da der Zähler der Lastimpedanz $Z_{CL,GL}$ und der Teiler der Quellenimpedanz $Z_{CL,NB}$ keine Nullstellen rechts der Imaginärachse der komplexen Halbebene besitzen, hängt die Stabilität von dem Verhältnis der Quellen- zur Lastimpedanz ab (108). Man kann den Minor Loop Gain nutzen, um die Stabilität

des Systems für unterschiedliche Spannungswerte zu bewerten. Umschließt der Minor Loop Gain den kritischen Punkt $(-1 \ 0)$ auf der komplexen Ebene, ist das System instabil.

$$MLG = \frac{Z_{0,NB}(j\omega)}{Z_{0,GL}(j\omega)} \quad (108)$$

Abbildung 5.34 zeigt den Verlauf für unterschiedliche Betriebsspannungen. Mit sinkender Spannung erhöht sich die Amplitude in Richtung der negativen Imaginärachse, bis der Minor Loop Gain den kritischen Punkt umschließt. Dieser Instabilität kann durch eine höhere Nennverstärkung des netzbildenden Teilnehmers entgegengewirkt werden.

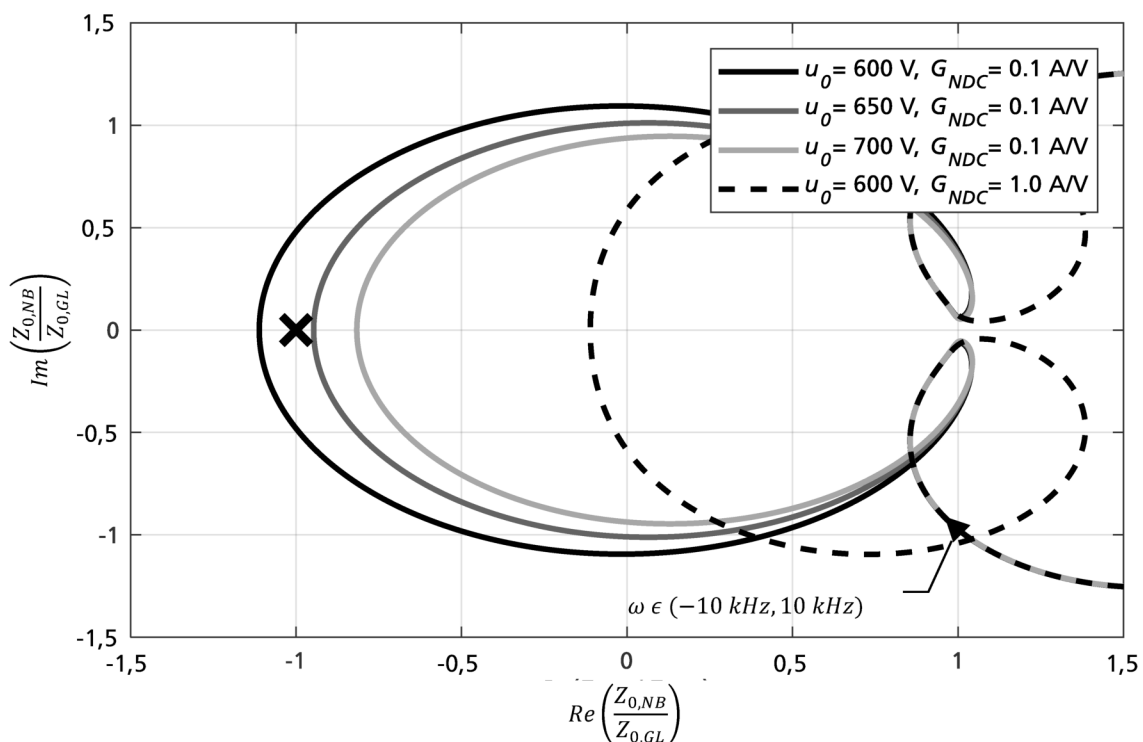


Abbildung 5.34: Minor Loop Gain in Abhängigkeit der Spannung

Für die Auslegung kann minimale Nennverstärkung G_{NDC} in Abhängigkeit der Leistung P_{GL} und der Minimalspannung v_{ZLI} bestimmt werden, die eine Instabilität aufgrund der Nichtlinearität vermeidet. Umgekehrt kann aber auch die minimale Spannungsgrenze auf einen höheren Wert gesetzt werden (111).

$$v_{ZLI}^2 G_{NDC} > P_{GL} \quad (109)$$

Zum Vermeiden einer Instabilität aufgrund der mit der Spannung sinkenden Impedanz von geregelten Lasten muss die Nennverstärkung des Netzes für den maximalen Lastfall Gleichung (109) erfüllen.

5.8 Netzresonanzen entkoppeln

Die bisherige Auslegung vernachlässigt die Wechselwirkungen der Teilnehmer mit dem elektrischen Netz. Im Folgenden soll die Auslegung der Teilnehmerregelung unter Berücksichtigung dieser Wechselwirkungen untersucht werden. Die Auslegung identifiziert zunächst die Resonanzfrequenzen des elektrischen Netzes und prüft in Verbindung mit dem Übertragungsverhalten der jeweiligen Regelschleife, ob ein kritischer Fall auftritt. Sollte dies der Fall sein, werden mögliche Anpassungen des Regelkreises berechnet. Abbildung 5.35 zeigt den Ablauf der Auslegung.

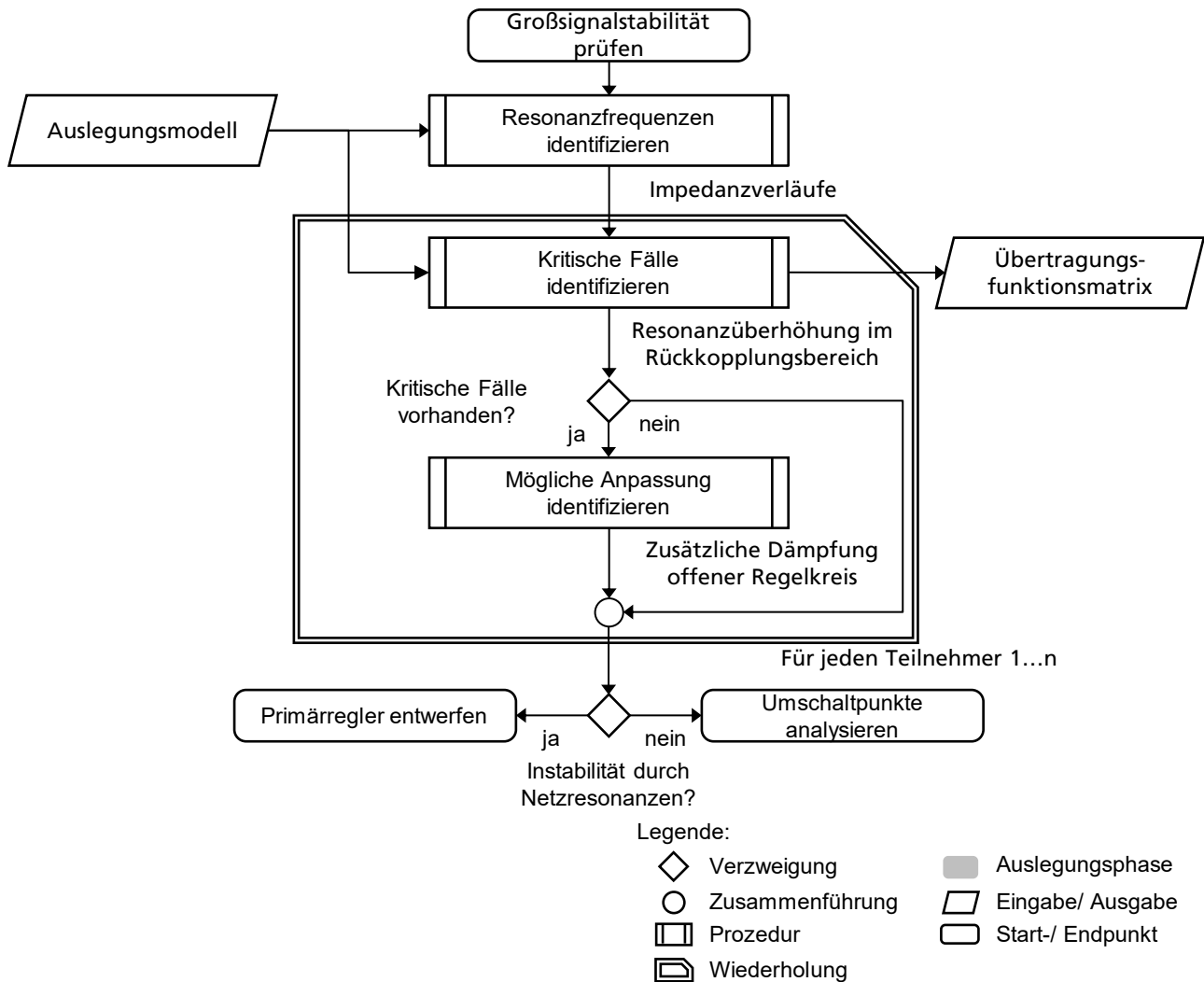


Abbildung 5.35: Vorgehensmodell Netzresonanzen entkoppeln

5.8.1 Resonanzfrequenzen identifizieren

Abbildung 5.36 zeigt die offene Regelschleife eines Teilnehmers im netzbildenden Modus. Im geschlossenen Regelkreis wird die Spannung v_n gemessen und in das Eingangssignal v_n^* zurückgeführt. Im Unterschied zu den Betrachtungen in 5.6 werden die Wechselwirkungen aller kapazitiven und induktiven Speicherelemente im Diagonalelement $Z_{DC,nn}$ der Netzimpedanzmatrix berücksichtigt. Der Ausgangsstrom $i_{CU,n}$ wirkt auf die Ausgangsschaltung und führt zu der am Wandler anliegenden Spannung v_n .

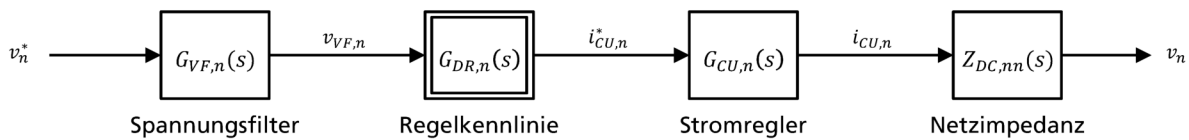


Abbildung 5.36: Offene Regelschleife

Diese Darstellung zeigt, dass die Netzimpedanz auf das Verhalten der Teilnehmerregelung zurückwirkt. Im Fall der Netzimpedanz führen die induktiven und kapazitiven Speicherelemente zu Resonanzstellen in der Ausgangsschaltung. Als Beispiel kann das elektrische Netz in Abbildung 5.37 dienen. Dieses besteht aus vier Kabelknoten, wobei an Knoten 1, 3 und 4 ein Teilnehmer angeschlossen ist. Die Teilnehmer 1, 2 und 3 bringen jeweils eine Admittanz y_1, y_2, y_3 in das Netz ein. Das elektrische Netz besitzt drei Eingänge von $i_{CU,1}$ bis $i_{CU,3}$.

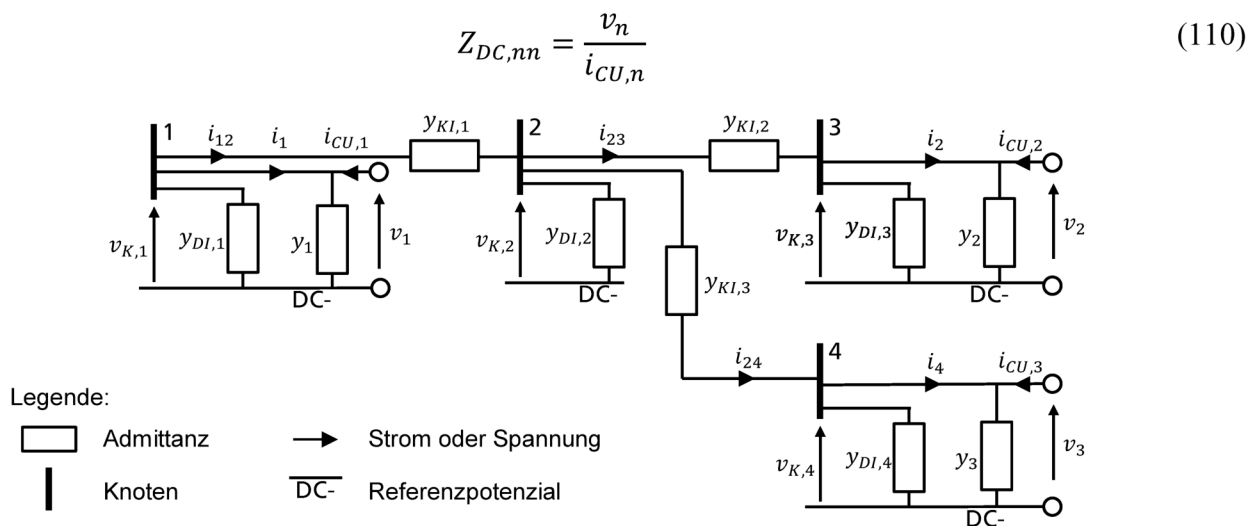


Abbildung 5.37: Elektrisches Netz

Abbildung 5.38 zeigt das Verhalten der Ausgangsschaltungen in Abhängigkeit der Frequenz. Im niedrigen Frequenzbereich wirkt die Summe aller im Netz installierten Kapazitäten. Anschließend kommt es zur induktiven Entkopplung der Netzkapazitäten von der Teilnehmerkapazität. Es kommt zu einer Impedanzüberhöhung.

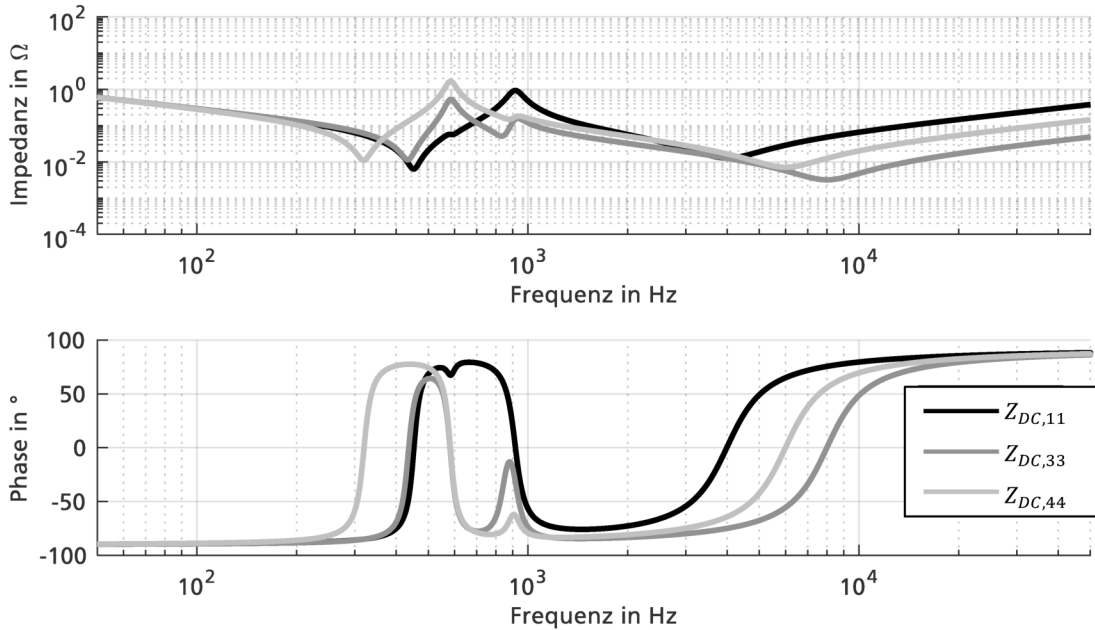


Abbildung 5.38: Impedanz der Ausgangsschaltungen

5.8.2 Kritische Fälle identifizieren

Die Übertragungsfunktion des offenen Regelkreises $G_{OL,n}$ (113), besitzt für keine Konfiguration eine Polstelle mit positivem Realteil. Der geschlossene Regelkreis ist daher stabil, wenn die Ortskurve des offenen Regelkreises den kritischen Punkt nicht umschließt. Dies ist der Fall, wenn die Impedanz eine Amplitude größer eins und eine positive Phasenreserve besitzt. Abbildung 5.39 zeigt, dass diese Bedingung durch eine im elektrischen Netz entstehende Resonanzüberhöhung gefährdet werden kann, wenn zwei notwendige Kriterien erfüllt sind:

Eine Resonanzüberhöhung führt im offenen Regelkreis zu einer Verstärkung größer eins.

Die kritische Frequenz liegt unterhalb der Abtastfrequenz des digitalen Regelkreises.

$$G_{OL,n} = G_{VF,n} \cdot G_{NDC,n} \cdot G_{CU,n} \cdot Z_{DC,nn} \quad (111)$$

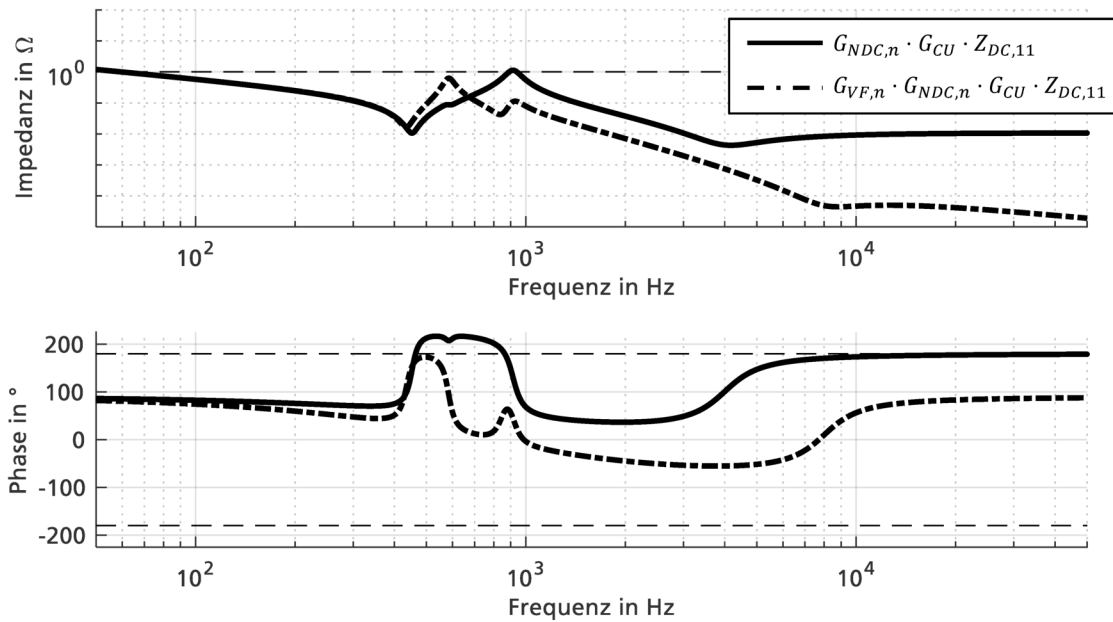


Abbildung 5.39: Übertragungsverhalten des offenen Regelkreises

Eine Instabilität kann vermieden werden, wenn die Verstärkung des offenen Regelkreises, für alle m Resonanzfrequenzen $\omega_{RF,n,1\dots m}$ auf einen Verstärkungswert kleiner eins begrenzt wird (112).

$$|G_{OL,n}(i\omega)| < 1 \quad \forall \omega \in [\omega_{RF,n,1} \dots \omega_{RF,n,m}] \quad (112)$$

Zur Identifikation der kritischen Fälle, werden in einem ersten Schritt werden die Frequenzen $\omega_{RF,n}$ der Resonanzmaxima aus dem Amplitudenverlauf der Ausgangsschaltung $Z_{DC,nn}$ ermittelt (113).

$$\omega_{RF,n} = \max(|Z_{DC,nn}|) \quad (113)$$

Für alle unterkritisch gedämpften Resonanzfrequenzen $\omega_{P,n}$ wird die Verstärkung des offenen Regelkreises $|G_{OL,n}|$ ohne Anpassung mit den Ergebnissen der Primärreglerauslegung bestimmt (114).

$$|G_{OL,n}(\omega_{P,n,i})| = |G_{VF,n}(\omega_{P,n,i}) \cdot G_{NDC,n}(\omega_{P,n,i}) \cdot G_{CU,n}(\omega_{P,n,i}) \cdot Z_{DC,nn}(\omega_{P,n,i})| \quad \forall \omega \in [1 \dots m] \quad (114)$$

Liegt nun eine dieser Verstärkungen über eins ist weiterhin notwendig, dass der Regelkreis diese verstärken kann. Die hier verwendete Modellierung vernachlässigt Anti-Aliasing Filter, die Aliasing-

Effekte im Bereich der Abtastfrequenz des digitalen Regelkreises vermeiden. Diese schwächen Frequenzanteile der Spannungsmessung oberhalb der Abtastfrequenz weiter ab, so dass nur kritische Frequenzen unterhalb der Abtastfrequenz als relevant angesehen werden.

5.8.3 Mögliche Anpassungen identifizieren

Ist die Verstärkung des offenen Regelkreises an allen Resonanzfrequenzen kleiner eins, ist keine Instabilität aufgrund der Netzresonanzen zu erwarten.

Ist dies hingegen nicht der Fall, ist das kein hinreichendes Kriterium für Instabilität. Es gilt zu prüfen, ob die Phasenlage des Regelkreises -180° unterschreitet. Zeigt sich in dieser Überprüfung eine geringe Phasenreserve kann diese durch den Verzögerungsfilter verbessert werden. Der Spannungsfilterschwächt die Verstärkung des Regelkreises im Bereich der Resonanzüberhöhung. Dazu kann erneut Abbildung 5.25 herangezogen und der Abstand zwischen Polstelle und Nullstelle des Filters vergrößert werden. Die Auslegung der Phasenreserve ist in diesem Fall erneut zu prüfen.

Im Bereich des Möglichen liegt zusätzlich eine Verschiebung der Resonanzen durch Anpassung der Kapazitäten und Induktivitäten im Netz. Die Komplexität einer solchen Anpassung steigt schnell an, so dass sich hauptsächlich auf eine Veränderung des Zwischenkreiskondensators des jeweiligen Geräts fokussiert wird. Diese schwächt auch die Verstärkung des Regelkreises ab, bewirkt aber gleichzeitig eine Verschiebung der Resonanzfrequenzen.

5.9 Umschaltunkte analysieren

Sowohl die Kennlinienregelung als auch das Lastverhalten sind nichtlinear. Beide Phänomene werden durch die zuvor eingeführten Stabilitätsanalysen nicht berücksichtigt. In der Auslegung werden kritische Anregungen identifiziert und wenn diese existieren, die daraus entstehenden Grenzschnwingungen simuliert. Sollte eine Instabilität auftreten, kann diese durch Anpassung der Regelkennlinien vermieden werden. Abbildung 5.40 zeigt den Ablauf der Auslegung.

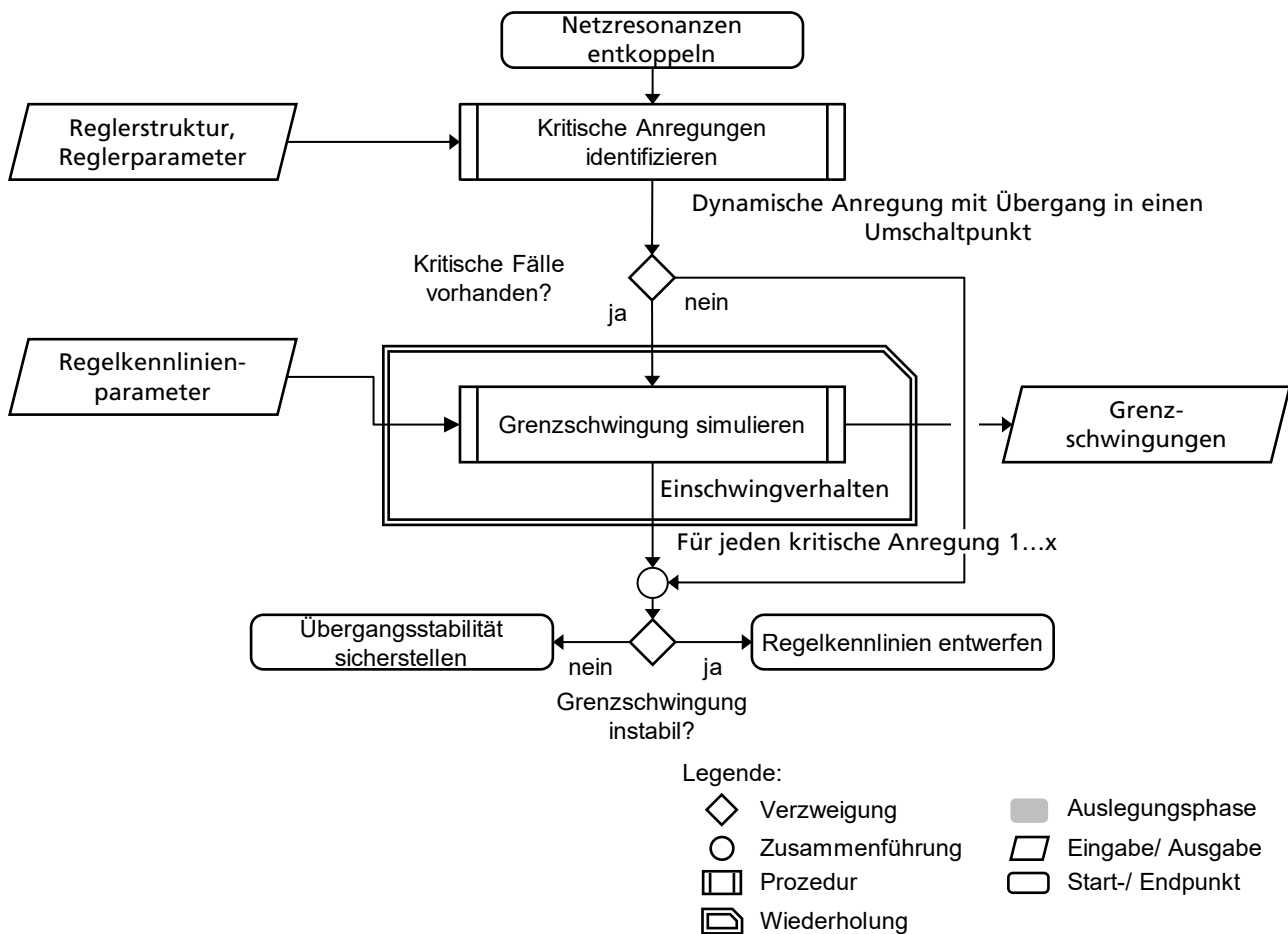


Abbildung 5.40: Vorgehensmodell Umschaltunkte analysieren

Teilnehmer im netzbildenden Zustand führen die Klemmenspannung zurück und ermitteln anhand der Regelkennlinie den Sollwert für den Ausgangsstrom. Da die Spannung jedes Teilnehmers über das elektrische Netz mit der Spannung der anderen Teilnehmer gekoppelt ist, sind auch die Regelkreise im Gesamtsystem stark miteinander gekoppelt.

Diese Eigenschaft wird bei der Auslegung der Regelkennlinien genutzt, da durch die starke Kopplung eine Priorisierung der Teilnehmer in Abhängigkeit der Spannung erst möglich wird. Ein Teilnehmer

kann durch eine hohe Induktivität in der Zuleitung vom Netz entkoppelt werden. In diesem Fall funktioniert eine Aufteilung der Leistung mit Regelkennlinien nicht, da dieser Teilnehmer nicht den gleichen Spannungswert wie alle anderen Teilnehmer misst.

Diese Kopplung spiegelt sich in Koppelimpedanzen $z_{DC,ij}$. Sie modellieren die Wirkung des Stroms $i_{CU,i}$ von Teilnehmer i auf die Spannung v_j von Teilnehmer j . Arbeiten zwei Teilnehmer netzbildend, müssen Rückkopplungseffekte wie in Abbildung 5.41 berücksichtigt werden. Es ist abzusehen, dass dies die Komplexität der Auslegung beliebig erhöht.

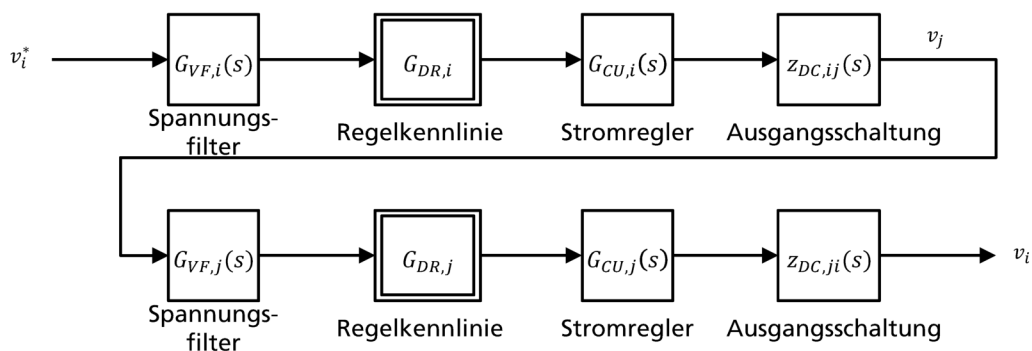


Abbildung 5.41: Rückkopplung zwischen zwei Teilnehmern

Wird die Regelkennlinie, wie in Kapitel 5.4 beschrieben, so ausgelegt, dass immer nur ein Teilnehmer netzbildend arbeitet, werden die Regelkreise voneinander entkoppelt. Für jede Spannung führt nur der netzbildende Teilnehmer die gemessene Klemmenspannung in den Regelkreis zurück und die Auslegung kann auf voneinander getrennte Betrachtungen der Regelkreise reduziert werden (Kapitel 5.6)

Diese Entkopplung steht einzig an den Grenzspannungen der Zustände zur Diskussion, da dort die netzbildende Funktion zwischen zwei Teilnehmern wechselt. Hier kann es durch Spannungsabfälle über den Leitungen, Ungenauigkeiten oder Offsets in der Spannungsmessung sowie einer zu geringen Dämpfung zur instabilen Rückkopplung zwischen Teilnehmern kommen. Abbildung 5.42 zeigt diesen Effekt für ein Netz mit zwei Teilnehmern, die einzeln stabiles Verhalten am elektrischen Netz zeigen. Der erste Teilnehmer wird mit der Regelkennlinie bei einer Spannung von 648 V auf minus zehn Ampere begrenzt, während der zweite Teilnehmer unterhalb von 648 V netzbildend arbeitet. Das System wird durch einen Lastsprung von 6,5 kW zum Zeitpunkt 2 ms angeregt. In diesem Fall bildet sich eine Dauerschwingung im Netz aus.

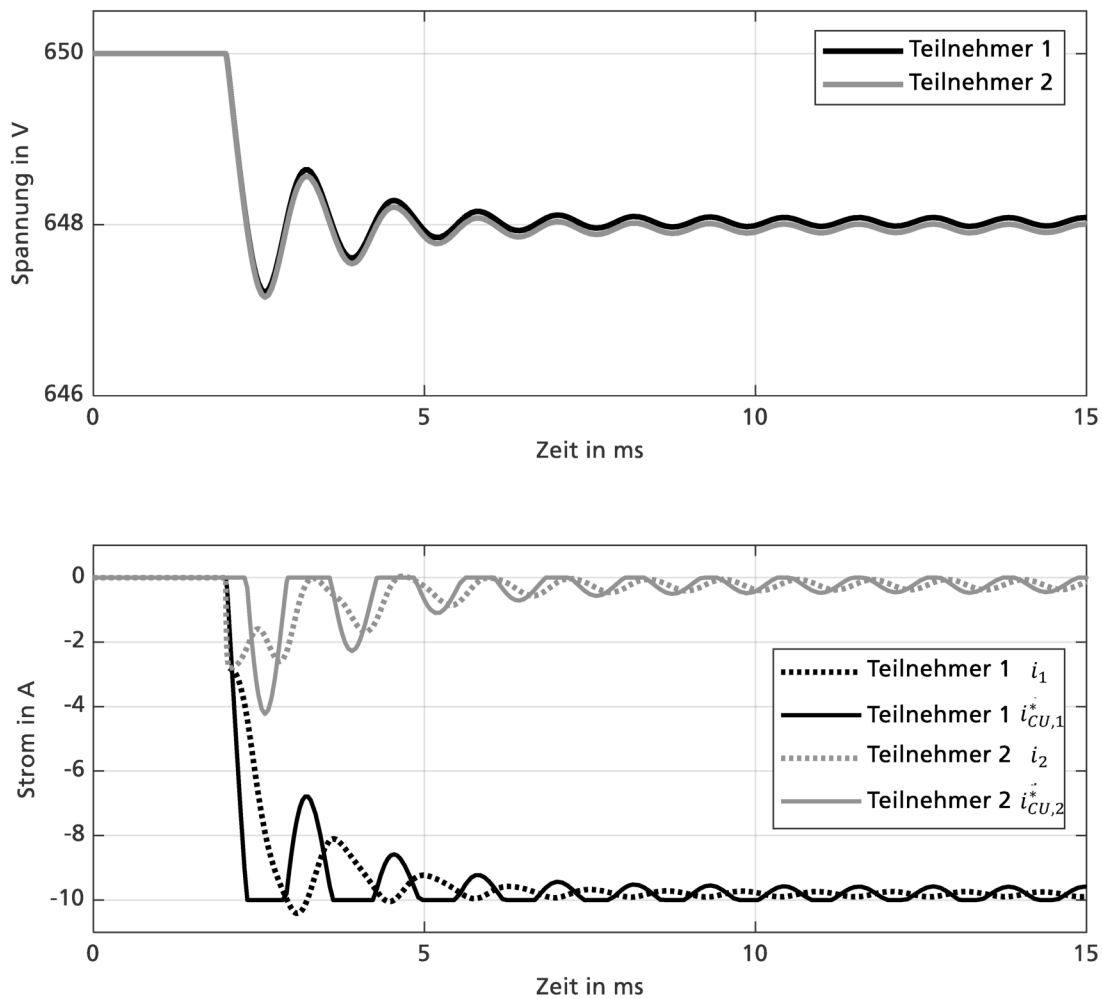


Abbildung 5.42: Instabile Rückkopplung an der Grenzspannung

Abbildung 5.43 zeigt das gleiche System für einen leicht höheren Lastsprung von 6,7 kW. In diesem Fall kommt es auch zur Rückkopplung, aber die Schwingung nimmt mit zunehmender Zeit ab. Für die Auslegung des Systems spielt eine instabile Rückkopplung daher nur eine Rolle, wenn ein dauerhafter Betrieb in der Nähe einer Grenzspannung aufgrund des Lastverhaltens abzusehen ist. In diesem Fall sollte die Grenzspannung verschoben oder eine Lücke im Spannungsband zwischen zwei Zuständen vorgesehen werden.

Wird die Regelung dauerhaft an einer Spannungsgrenze zwischen zwei Zuständen betrieben, können Instabilitäten durch eine Lücke im Spannungsband vermieden werden.

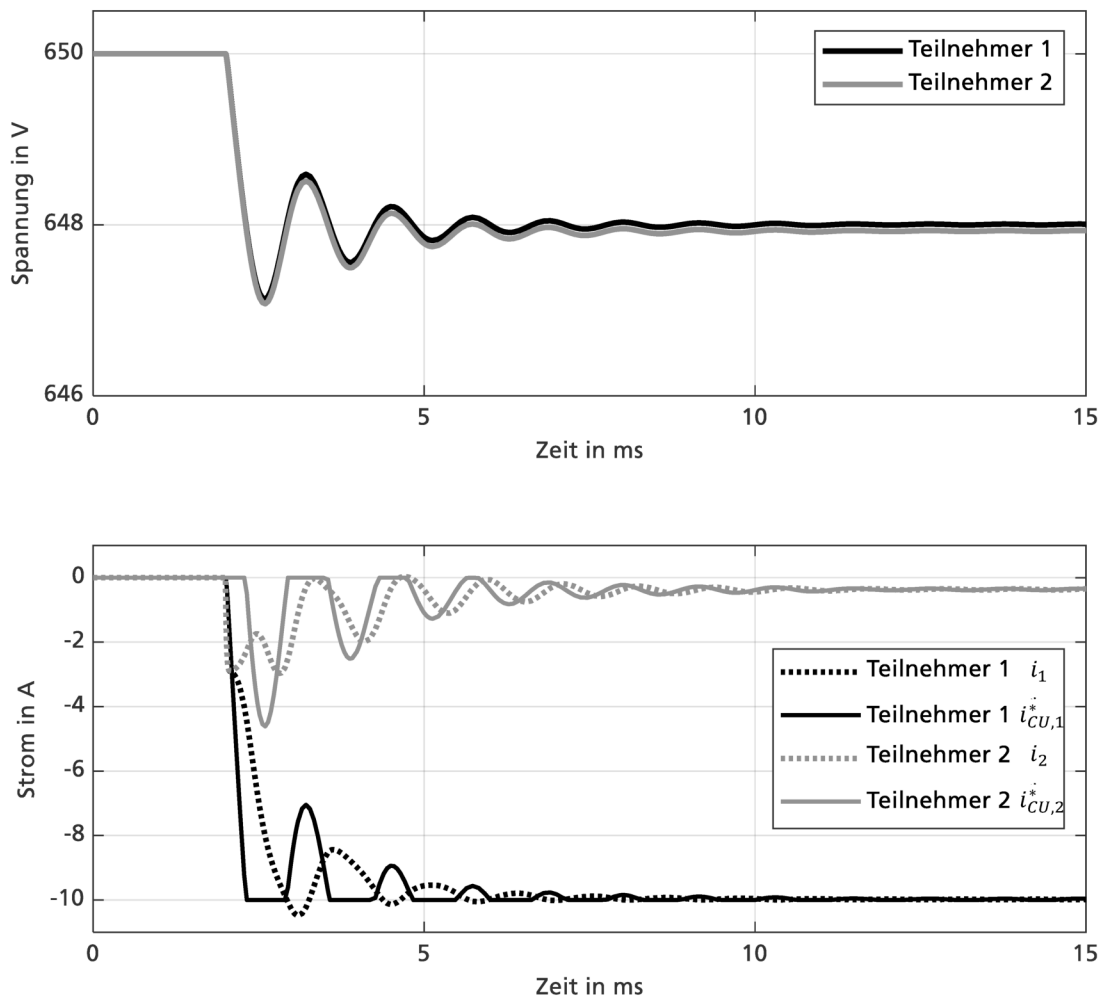


Abbildung 5.43: Abklingende Rückkopplung an der Grenzspannung

5.10 Übergangsstabilität sicherstellen

Im Gleichspannungs-Mikronetz kommt es zu dynamischen Übergängen zwischen quasistationären Betriebspunkten. Diese Übergänge entstehen zum einen durch einen Lastwechsel, zum anderen durch Abschalten oder Abtrennen von Lasten oder Erzeugern. In der Auslegung sind die kritischen Anregungs- und Fehlerszenarien zu identifizieren und das Übergangsverhalten anschließend gegenüber den Anforderungen zu prüfen. Abbildung 5.44 zeigt den Ablauf der Auslegung.

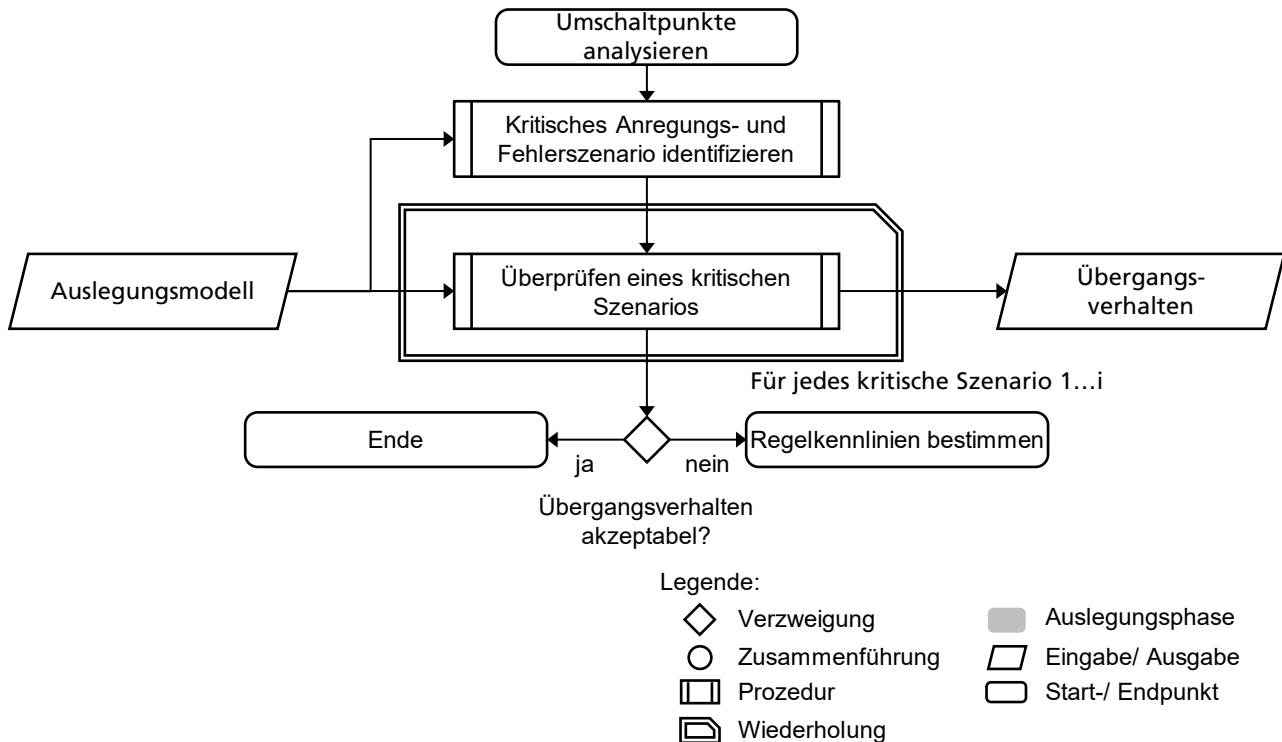


Abbildung 5.44: Vorgehensmodell Übergangsstabilität sicherstellen

5.10.1 Kritische Anregungs- und Fehlerszenaren identifizieren

Die Anforderungen an das Regelungssystem beinhalten den Betrieb innerhalb eines geforderten Spannungsbereichs. Dies wird unter anderem durch die Festlegung der quasistationären Spannungsgrenzen (Kapitel 5.5) sichergestellt. Diese Festlegung ist nicht ausreichend, da Kapitel 5.6 zeigt, dass die Regelkreise der Teilnehmer ein ausgeprägtes Einschwingverhalten zeigen können. Grundsätzlich ist ein Einschwingen der Spannung auf einen neuen Betriebspunkt nicht kritisch, wenn dieser Vorgang innerhalb der spezifizierten Spannungsgrenzen verläuft. Daher ist für die Betrachtung der Übergangsstabilität neben dem Schwingverhalten selbst die Dynamik und die Amplitude der Anregung ausschlaggebend.

Die Betrachtung des Übergangsverhaltens unterscheidet Anregungs- und Fehlerszenarien. Anregungsszenarien treten aufgrund einer Änderung des Energiebezugs von Lasten auf. Diese Änderungen sind abhängig von den Produktionsprozessen und treten daher regelmäßig und vorhersehbar auf. Das dynamische Verhalten folgt den physikalischen Eigenschaften der Last. Die Ursachen für ein Fehlerszenario liegen in der Pulssperre eines Leistungswandlers oder dem Auftrennen des Strompfads durch einen Schalter. Gründe dafür liegen zum Beispiel in der Notabschaltung durch den Bediener oder der Überstrombegrenzung eines Schutzgeräts. Dies wird selten bis nie auftreten und ist nicht vorhersehbar. Für die Dynamik eines solchen Szenarios ist im kritischen Fall von einem idealen Sprung auszugehen.

Die Anforderungen an das Übergangsverhalten unterscheiden sich für die beiden Fälle. Für Anregungsszenarien muss die Kennlinienregelung so ausgelegt werden, dass das Netz die festgelegten Spannungsgrenzen für den Normalbetrieb ausschließlich nach der geforderten Spezifikation überschreitet. Für die Fehlerszenarien wird diese Anforderung abgeschwächt. Zulässig ist der Spannungsbereich, in dem keine Geräte zerstört werden. Es gilt, durch diese Abschwächung eine unnötige Überdimensionierung zu vermeiden. Die Einhaltung dieser Anforderung wird durch ergänzende nichtlineare Beschränkungen der Kennlinienregelung erreicht (Tabelle 5.7).

Tabelle 5.7: Ursachen für Übergänge

Eigenschaft	Anregungsszenarien	Fehlerszenarien
Ursache	Änderung des Energiebezugs von Lasten	Pulssperre, trennen eines Schalters
Auftreten	regelmäßig, vorhersehbar	selten bis nie, unvorhersehbar
dynamisches Verhalten	Abhängig vom physikalischen Verhalten der Last	im kritischen Fall ein idealer Sprung
Anforderung an Spannungsstabilität	Überschwingen darf Spannungsbereich für den Normalbetrieb nur kurzzeitig überschreiten.	Überschwingen der Spannung darf nicht zur Zerstörung von Geräten im Netz führen
Auslegungsobjekt	Kennlinienregelung	Kennlinienregelung und nichtlineare Beschränkungen

Die Kritikalität eines Anregungsszenarios ist abhängig von der Amplitude des Leistungssprungs und der Höhe der Eckfrequenz $\omega_{P,i}$ eines Teilnehmers i (81). Das Überschwingen der Spannung $\Delta v_{\text{üb},i}$ ist proportional zur Amplitude des Leistungssprungs $\Delta P_{ma,i}$ und kann anhand der maximalen Überschwingweite der aktiven Teilnehmer \ddot{u}_{ma} abgeschätzt werden (122).

Diese Schätzung vernachlässigt das dynamische Verhalten der Teilnehmer. Liegt die Eckfrequenz unterhalb der minimalen Durchtrittsfrequenz $\omega_{DU,mi}$ der aktiven Teilnehmer, kann das Regelungssystem die Änderung ausregeln und es kommt nicht zum Überschwingen. Das Überschwingen sinkt für ein kleiner werdendes Kreisfrequenzverhältnis κ_i . Sowohl die Überschwingweite als auch die Bandbreite werden beim Entwurf des Primärreglers bestimmt (Kapitel 5.6).

$$\Delta v_{\ddot{u}b,i} = \ddot{u}_{ma} \cdot \Delta P_{ma,i} \quad (115)$$

$$\kappa_i = \omega_{P,i} / \omega_{DU,mi} \quad (116)$$

In der Auslegung entsteht eine Tabelle nach dem Beispiel der Tabelle 5.8. Aus den darin gelisteten Fälle sollten jene mit der maximalen Leistungsänderung und dem höchsten Kreisfrequenzverhältnis geprüft werden.

Tabelle 5.8: Identifikation des kritischen Anregungsszenarios

Teilnehmer	Maximale Leistungsänderung	Kreisfrequenzverhältnis Regelung
Teilnehmer 1	$\Delta P_{ma,1}$	$\omega_{P,1} / \omega_{DU,mi}$
...		
Teilnehmer n	$\Delta P_{ma,n}$	$\omega_{P,n}$

Die Kritikalität eines Fehlerszenarios ist unabhängig vom Kreisfrequenzverhältnis. Weiterhin kann die Amplitude der Leistungsänderung unabhängig von der Leistung einzelner Teilnehmer sein, zum Beispiel, wenn ein Netzabschnitt mit mehreren Teilnehmern durch einen Schalter getrennt werden kann. Es muss der Fall identifiziert werden, der zu einem maximalen Leistungsabwurf führt.

5.10.2 Prüfen des Anwendungsszenarios

Abbildung 5.45 zeigt den Übergang des Regelungssystems von dem Betriebspunkt B0 in den Betriebspunkt B1 im Fall einer Erhöhung der Last. Die Trajektorien verlaufen aufgrund der dynamischen Beschränkung der Leistungssteller nicht entlang der Regelkennlinie. In zwei Fällen ist der Übergang nicht zulässig. Trajektorie \ddot{u}_3 ist nicht zulässig, da das Netz den Bereich der dynamischen Unterspannung unterschreitet. Trajektorie \ddot{u}_2 erfüllt die Anforderungen an die Spannung, überschreitet aber die zulässige Zeit, die das Regelungssystem im Normalbetrieb unterschreiten darf.

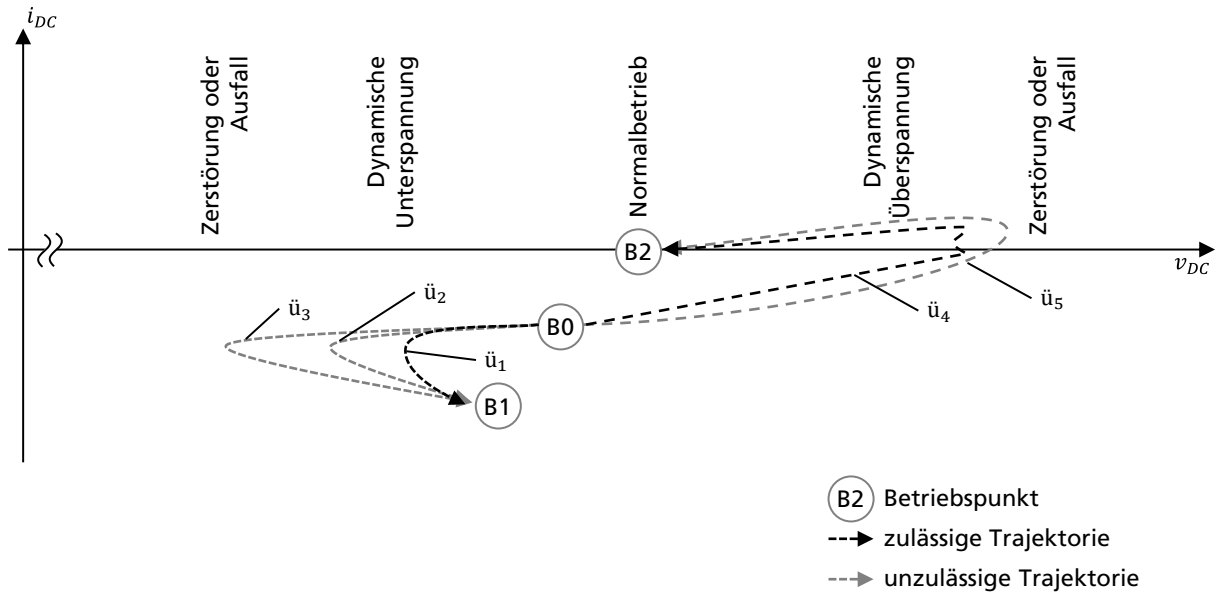


Abbildung 5.45: Übergangverhalten

Abbildung 5.46 zeigt den Signalfluss für zwei gekoppelte Teilnehmer im Netz. Das Übergangsverhalten $G_{\ddot{u}}$ am Punkt der Laständerung kann als Faltung der Übertragungsfunktion des aktiven Teilnehmers und des Lastverhaltens $G_{LO,j}$ bestimmt werden. Das Übergangsverhalten betrachtet die Sprungantwort der Spannung v_j am Teilnehmer j und der Spannung v_i am Teilnehmer i aufgrund einer Änderung von i_{LO}^* . Damit wird die Spannungsantwort am netzbildenden Teilnehmer sowie die Spannungsantwort am Punkt der Laständerung abgebildet.

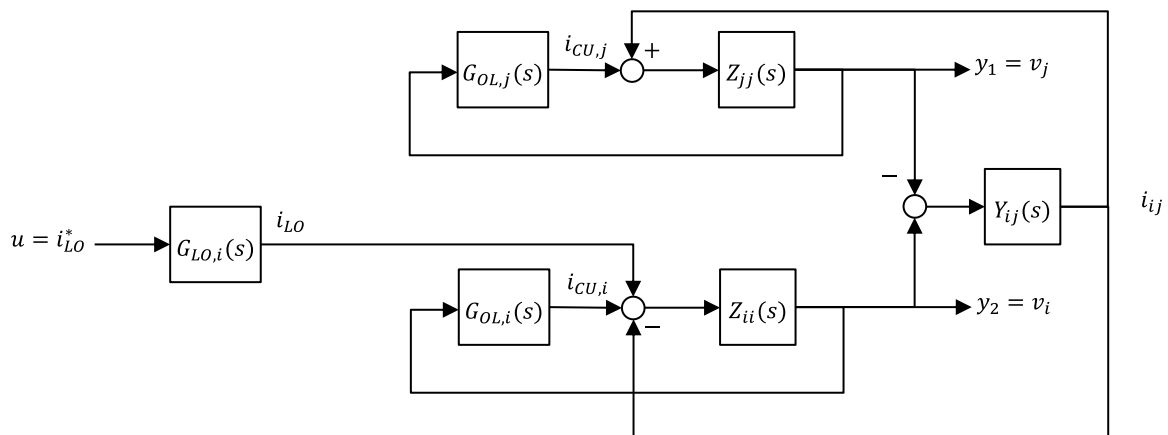


Abbildung 5.46: Signalfluss für zwei gekoppelte Teilnehmer

Zunächst kann diese Darstellung vereinfacht werden, wenn die Übertragungsfunktion G_{CL} für die beiden Teilnehmer i und j als Gleichung (117) dargestellt wird.

$$G_{CL,i} = \frac{Z_{ii}}{1 - G_{OL,i}Z_{ii}} \quad (117)$$

Abbildung 5.47 zeigt die vereinfachte Darstellung des Signalflusses für Teilnehmer j . Der innere Regelkreis $G_{IL,j}$ lässt sich mit Gleichung (118) darstellen. Das Übertragungsverhalten ergibt sich für Teilnehmer j zu Gleichung (119) und lässt sich analog für Teilnehmer i zu Gleichung (120) herleiten.

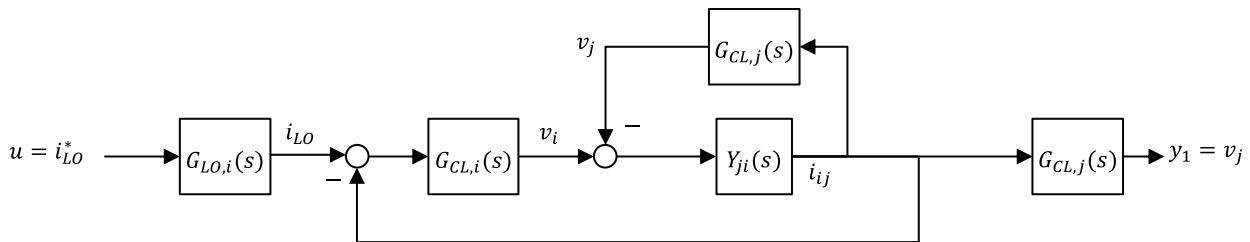


Abbildung 5.47: Eingangs-/ Ausgangsdarstellung für Teilnehmer j

$$G_{IL} = G_{CL,i} \cdot \frac{Y_{ij}}{1 + G_{CL,j}Y_{ij}} \quad (118)$$

$$G_{\ddot{u},j} = \frac{v_j}{i_{LO}^*} = G_{LO,i} \cdot \frac{G_{IL}}{1 + G_{IL}} \cdot G_{CL,j} \quad (119)$$

$$G_{\ddot{u},i} = \frac{v_i}{i_{LO}^*} = G_{LO,i} \cdot \frac{G_{CL,i}}{1 + G_{IL}} \quad (120)$$

Für den offenen Regelkreis sind hier die Parameter des Teilnehmers i einzusetzen, der am unteren und am oberen Ende des Normalbetriebsbereichs im netzbildenden Betriebsbereich arbeitet. Induktivitäten zwischen Last und netzbildendem Teilnehmer beeinflussen das Übergangsverhalten, sodass die Netzadmittanz $Y_{DC,ij}$ zwischen den Knoten i und j berücksichtigt werden muss. Das Zeitverhalten der Spannung ergibt sich als Sprungantwort von $G_{\ddot{u}}$.

Ergibt sich ein unzulässiges Einschwingverhalten, kann das Einschwingverhalten beim Entwurf des Primärreglers optimiert werden. Hier können die in Kapitel 5.6.4 beschriebenen Anpassungsmaßnahmen genutzt werden. Darüber hinaus kann die Verstärkung der Regelkennlinie in den Außenbereichen abgesenkt und dafür in der Mitte des Spannungsbandes angehoben werden. Das Übergangsverhalten an der Stelle der Laständerung kann durch zusätzliche Kapazität oder eine geringere Lastdynamik verbessert werden.

Fehlerszenarien können nicht linear abgebildet werden. Sollen diese Szenarien dennoch abgebildet werden, ist das nichtlineare Verhalten der Regelkennlinie an den Spannungsgrenzen abzubilden (Ta-

belle 5.1). Hier reduzieren die aktiven Teilnehmer ihren Ausgangsstrom auf null. Zusätzliche nicht-lineare Übertragungselemente können das Antwortverhalten verbessern und ein Schwingen beim Wiedereintritt in den Bereich der Regelkennlinie vermeiden. Die Erweiterung des Regelungssystems um diese Funktionen wird in dieser Arbeit nicht vertiefend dargestellt.

Zusätzlich ist zu beachten, dass die Trajektorie den netzbildenden Spannungsbereich mehrerer Teilnehmer durchlaufen kann. Soll die Simulation nicht das gesamte System abbilden, kann das Systemverhalten näherungsweise mit dem aktiven Teilnehmer der geringsten Dynamik bestimmt werden.

5.11 Zwischenfazit

Das vorhergehende Kapitel stellt eine Methode zur Auslegung des Regelungssystem industrieller Gleichstrom-Mikronetze vor. Dieses unterteilt sich in drei Auslegungsphasen: die Systemanalyse, der präskriptive Reglerentwurf und die Analyse des Gesamtsystems.

Der Fokus der Systemanalyse liegt im Aufbau eines geeigneten Auslegungsmodells. Die Modellstruktur wird aus dem Stand der Technik entlehnt und ermöglicht es, das dynamische Systemverhalten für die Auslegung des Regelungssystems zu beschreiben. Die Parameter des Modells ergeben sich aus den Herstellerangaben. Diese können im Fall durch Messungen ergänzt werden, wenn bestimmte Parameter unbekannt sind.

Der präskriptive Reglerentwurf fokussiert den Entwurf der Regelkennlinien in zwei Stufen. Zunächst wird das gewünschte Verhalten des Netzes in eine Zustandsbeschreibungstabelle übersetzt. Im zweiten Schritt wird diese dazu genutzt, die Parametereinstellungen für die Regelkennlinien zu bestimmen. Das dynamische Verhalten der Regelung wird in dieser Phase ausschließlich für den Regelkreis des einzelnen Teilnehmers betrachtet. Damit wird das Regelungssystem zunächst so ausgelegt, als würde keine Kopplung im Gesamtsystem existieren.

Die durch die Kopplung verursachten Wechselwirkungen werden in der Analyse des Gesamtsystems adressiert. Insbesondere der Einfluss geregelter Lasten, die Resonanzüberhöhung, das Verhalten in Umschaltpunkten und der Übergang zwischen zwei Betriebspunkten wird betrachtet. Die Auslegung entkoppelt die Regelkreise über das Spannungsband, sodass keine komplexeren Wechselwirkungen aufgrund einer Rückkopplung über zwei Regelschleifen entstehen.

Es gilt nun, diese Auslegungsmethode in der Praxis zu erproben.

6 Prüfen der Methode

Idealerweise erreicht die in Kapitel 5 vorgestellte Methode alle in Kapitel 4.1 geforderten Ziele im definierten Betrachtungsrahmen für industrielle Gleichstrom-Mikronetze. Die Methode ist zum einen deduktiv aus den Prämissen des Stands der Technik und Forschung geschlossen und zum anderen aus Experimenten induziert worden. Es handelt sich also um keine reine Deduktion, deren Erkenntnis sich aus der Gültigkeit der Prämissen ergibt. Es ist zudem weder möglich, alle Auslegungsszenarien zu ermitteln, noch die Methode gegen all diese zu prüfen.

Die Wissenschaftlichkeit dieser Arbeit soll sich daher auf den Falsifikationismus von Popper stützen (Popper et al. 2009, S. 56–57). In der realen Anwendung kann die Methode sowie die Auslegung gegenüber den Anforderungen in Kapitel 4.1 geprüft werden. Damit sind Methode und Ergebnis der Auslegung falsifizierbar. Außerdem soll die Verifikation der Methode anhand möglichst „riskanter Vorhersagen“ geprüft werden (Popper et al. 2009, S. 56–57).

Für diese Überprüfung wird ein Prüfraum durch sechs Einflussfaktoren definiert: die *Anzahl der Teilnehmer*, die *Leistungsklasse des Netzes*, die *Anzahl der Funktionen*, das *Übertragungsverhalten der Leistungswandler*, die *Dynamik der Lasten* und die *räumliche Ausdehnung*. Diese Einflussfaktoren wirken auf die Zielgrößen der Auslegung und beeinflussen somit die Auslegung (Tabelle 6.1).

Mit der *Anzahl der Teilnehmer* variiert die Priorisierung der Leistungseinspeisung und verändert die Anzahl der gekoppelten Regelkreise. Die *Leistungsklasse des Netzes* wirkt auf die Verstärkung des Regelkreises und beeinflusst somit das stabile Systemverhalten. Die *Anzahl der Funktionen* verändert die Regelkennlinien und wirkt auf die Priorisierung der Leistungseinspeisung. Das *Übertragungsverhalten der Leistungswandler* ist Teil der Regelschleife und wirkt damit auf das stabile Systemverhalten. Die *Dynamik der Lasten* beschreibt die Störanregung und wirkt somit auf dauerhafte Schwingungen und ein geeignetes Einschwingen. Die *räumliche Ausdehnung* wiederum wirkt auf die Induktivität im Netz, die Resonanzen verschiebt und somit das stabile Systemverhalten beeinflusst. Netzknoten werden durch Induktivitäten frequenzabhängig entkoppelt, wodurch das Einschwingverhalten beeinflusst wird. Die Laufzeit wiederum wirkt sich auf die stabile Kopplung mehrerer Regelkreise aus.

Tabelle 6.1: Einfluss der gewählten Einflussfaktoren

	Einfluss auf das Zielsystem				Einfluss auf Auslegungsschritt								
	stabiles Systemverhalten	Priorisierung der Leistungseinspeisung	dauerhafte Schwingungen, Geeignetes Einschwingen	Stabile Kopplung	Auslegungsmodell erzeugen	Systemverhalten identifizieren	Funktionale Zustände entwerfen	Regelkennlinien bestimmen	Primärregler entwerfen	Großsignalstabilität prüfen	Netzresonanzen entkoppeln	Umschaltpunkte analysieren	Übergangsstabilität sicherstellen
A: Anzahl der Teilnehmer		ja		ja	ja		ja						
B: Leistungsklasse des Netzes	ja								ja	ja			
C: Anzahl der Funktionen		ja					ja	ja				ja	
D: Übertragungsverhalten der Leistungswandler	ja					ja			ja				
E: Dynamik der Lasten			ja							ja			ja
F: Räumliche Ausdehnung	ja		ja	ja							ja		ja

Die Einflussfaktoren sind unabhängig voneinander, mit einer Ausnahme (Tabelle 6.2). Für einen Teilnehmer ist die Anzahl der Funktion gleich der Anzahl der Teilnehmer, da keine Priorisierung zwischen mehreren Quellen erfolgt.

Tabelle 6.2: Abhängigkeit der Einflussfaktoren

	Anzahl der Teilnehmer	Leistungs-klasse des Netzes	Anzahl der Funktionen	Übertragungsverhalten der Leistungswandler	Dynamik der Lasten	Räumliche Ausdehnung
Anzahl der Teilnehmer	--	unabhängig	unabhängig für Teilnehmer > 1	unabhängig	unabhängig	unabhängig
Leistungsklasse des Lasten		--	unabhängig	unabhängig	unabhängig	unabhängig
Anzahl der Funktionen			--	unabhängig	unabhängig	unabhängig
Übertragungsverhalten der Leistungswandler				--	unabhängig	unabhängig
Dynamik der Lasten					--	unabhängig
Räumliche Ausdehnung						--

Im Rahmen dieser Arbeit wird der Prüfraum anhand von zwei Anwendungsbeispielen geprüft (Tabelle 6.3). Im ersten Anwendungsfall wird das Regelungssystem für eine Fertigungszelle ausgelegt, die typische Produktionsprozesse für den Rohbau von Automobilen versorgt. Das zweite Fallbeispiel beschreibt die Auslegung der Regelung für eine in der Hallenversorgung integrierte Gleichstromverteilanlage. Beide Fallbeispiele sind realisiert worden und standen für Messungen zur Verfügung.

Mit sechs Energiequellen wird die *Anzahl der Teilnehmer* im ersten Fallbeispiel als hoch kodiert. Die Auslegung des zweiten Fallbeispiels umfasst ein Speichersystem und eine Netzkoppelstelle, die *Anzahl der Teilnehmer* wird als niedrig codiert.

Das erste Fallbeispiel besitzt eine Netzanschlussleistung von 50 Kilowatt und eine mittlere Last von etwa 5 Kilowatt, die *Leistungsklasse des Netzes* wird als niedrig kodiert. Im zweiten Fallbeispiel beträgt die Netzanschlussleistung 1 Megawatt mit einer mittleren Last von etwa 480 Kilowatt; die *Leistungsklasse des Netzes* wird als hoch kodiert.

Das erste Fallbeispiel umfasst zehn funktionale Anforderungen an das Regelungssystem; die *Anzahl der Funktionen* wird als hoch kodiert. Das zweite Fallbeispiel umfasst vier funktionale Anforderungen an das Regelungssystem; die *Anzahl der Funktionen* wird als niedrig kodiert.

Im ersten Fallbeispiel besitzen die Leistungswandler eine geringere Totzeit und Anregelverhalten als im zweiten Fallbeispiel. Das *Übertragungsverhalten der Leistungswandler* wird im ersten Fallbeispiel als hoch und im zweiten Fallbeispiel als niedrig kodiert.

Im ersten Fallbeispiel schwankt die Momentanleistung der Lasten im Millisekundenbereich zwischen -10 und 500 Kilowatt. Im zweiten Fallbeispiel beziehen die Lasten eine konstante Leistung, nachdem sie eingeschaltet wurden. Die *Dynamik der Lasten* wird für das erste Fallbeispiel als hoch und für das zweite Fallbeispiel als niedrig kodiert.

Die *räumliche Ausdehnung* der Zelle im ersten Fallbeispiel wird mit einer Fläche von neun auf neun Metern mit einer maximalen Leitungslänge von 50 Metern als niedrig kodiert. Die *räumliche Ausdehnung* im zweiten Beispiel wird mit einer Fläche von 200 mal 220 Meter und einer maximalen Leitungslänge von 470 Metern als hoch kodiert.

Tabelle 6.3: Ausprägungen der gewählten Fallbeispiele

Einflussfaktor	Fallbeispiel 1	Fallbeispiel 2
Anzahl der Teilnehmer	+	-
Leistungsklasse des Netzes	-	+
Anzahl der Funktionen	+	-
Übertragungsverhalten der Leistungswandler	+	-
Dynamik der Lasten	+	-
Räumliche Ausdehnung	-	+

6.1 Fallbeispiel Fahrzeugfertigung Rohbau

Bei diesem Fallbeispiel handelt es sich um eine Produktionszelle, welche die vier Fertigungsprozesse mit Gleichstrom versorgt. Darunter fallen das Kleben (R10), Stanznieten (R20), Handling von Blechteilen (R30) und Punktschweißen (R40). Vier Industrieroboter bewegen entweder Halbzeuge oder Werkzeuge zu dem Ort der Verarbeitung innerhalb der Zelle.

6.1.1 Auslegung

Der folgende Abschnitt beschreibt die Anwendung der in Kapitel 5 vorgestellten Auslegungsmethode für das Fallbeispiel Fahrzeugfertigung Rohbau.

Schritt 1: Auslegungsmodell erzeugen (Abbildung 6.1)

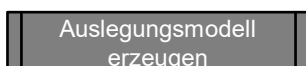


Abbildung 6.1: Auslegungsmodell erzeugen Fallbeispiel 1

Alle Lasten werden über eine Stromschiene (t1) mit Gleichstrom versorgt. Von der Stromschiene gehen Zuleitungen (t2 & t3) in Richtung der Leistungswandler (LW) ab.

Das Netz besitzt eine *Netzkoppelstelle*, die über einen Trenntransformator und einen aktiven Dreilevel-Gleichrichter mit einer Bemessungsleistung von 50 kW mit dem Niederspannungswechselspannungsnetz der *Produktionshalle* verbunden ist.

Zusätzlich wird die Anlage aus einer außen liegenden *Photovoltaikanlage* (20 kWp) mit Energie versorgt. Die Spannung der Photovoltaikmodule wird mit einem Gleichspannungsumrichter auf die Netzspannung gewandelt. Dabei führt der Gleichspannungsumrichter Maximum Power Point Tracking als sekundäre Regelung aus.

Die Anlage besitzt drei Stromspeichersysteme: Der erste ist ein Lithium-Ionen-Speicher der Firma *ADS-Tech* mit einer Speicherkapazität von 60 kWh und einer Bemessungsleistung von 32,5 kW, ein Gleichspannungsumrichter mit einer Bemessungsleistung von 60 kW, der die Speicherspannung auf Netzspannung anhebt.

Das zweite Speichersystem besteht aus Fahrzeugspeichern der Firma *Accumotive*. Das Speichersystem besitzt eine Speicherkapazität von 28 kWh und eine Bemessungsleistung von 240 kW.

Das dritte Speichersystem nutzt eine Asynchronmaschine als *Schwungmassenspeicher*. Die Asynchronmaschine wird über einem Wechselrichter mit einer Bemessungsleistung von 250 kW in das Netz eingebunden. Die Massenträgheit des Schwungmassenspeichers speichert eine Energie von 22 Wh.

Die räumliche Anordnung des Gesamtsystems mit den Lasten, der Photovoltaikanlage, den Speichersystemen, der Netzkoppelstelle sowie den Kabeltypen, Leitungslängen und die Position der Leistungswandler wird in Abbildung 6.2 gezeigt. Die Daten der Leistungswandler und Übertragungselemente sind in Tabelle 6.5, Tabelle 6.6 und Tabelle 6.7 aufgeführt.

Das Regelungssystem soll die in Tabelle 6.4 gezeigten, durch den Anwender definierten funktionalen Anforderungen erfüllen.

Nummer	Teilnehmer	Beschreibung
4	Energiespeicher-Accumotive	Der Energiespeicher Accumotive muss nachgeladen werden, wenn die Entnahmeleistung im Netz unterhalb 10 kW liegt
5	Schwungmassenspeicher	Der Schwungmassenspeicher muss nachgeladen werden, wenn die Entnahmeleistung im Netz unterhalb 30 kW liegt.
6	Netzkoppelstelle	Die Netzkoppelstelle soll die Leistungsbilanz ausgleichen, wenn die Erzeugungsleistung der Photovoltaikanlage nicht ausreicht.
7	Photovoltaikanlage	Die Photovoltaikanlage muss die maximale Erzeugungsleistung in das Netz einspeisen.
8	Schwungmassenspeicher	Der Schwungmassenspeicher muss die dynamischen Lastspitzen des Punktschweißens anhand Spannungsabweichung erkennen und bis zu seiner Nennleistung ausgleichen.
9	Energiespeicher-Accumotive	Der Energiespeicher Accumotive muss dynamische Lastspitzen anhand von Spannungsabweichung erkennen und bis zu seiner Nennleistung ausgleichen, wenn die Leistung oder Kapazität des Schwungmassenspeichers nicht ausreicht.
10	Energiespeicher ADS-Tech	Der Energiespeicher ADS-Tech soll die netzbildende Funktion übernehmen, wenn die Netzkoppelstelle ausfällt.

Tabelle 6.5: Modellparameter der aktiven Teilnehmer

Parameter	Netzkoppelstelle	Photovoltaikanlage	ADS-Tech	Accumotive	Schwungmassenspeicher
P_{NE}	-50 kW	-20 kW	$-32,5 \text{ kW}$	-200 kW	-230 kW
P_{NR}	50 kW	0 kW	-60 kW	-110 kW	-50 kW
i_{SGA}	85 A	30 A	100 A	400 A	550 A
G_{CU}	<i>unbekannt</i>	<i>unbekannt</i>	<i>unbekannt</i>	<i>unbekannt</i>	<i>unbekannt</i>
C_n	$1,25 \cdot 10^{-3} \text{ F}$	$1,2 \cdot 10^{-3} \text{ F}$	$80 \cdot 10^{-6} \text{ F}$	$2,4 \cdot 10^{-3} \text{ F}$	$3,6 \cdot 10^{-3} \text{ F}$
ω_{OF}	<i>kein Ausgangsfilter</i>	<i>kein Ausgangsfilter</i>	<i>kein Ausgangsfilter</i>	<i>kein Ausgangsfilter</i>	<i>kein Ausgangsfilter</i>
D					

Tabelle 6.6: Modellparameter der Lasten

Parameter	LZ EB1	LZ EB2	LZ EB3	LZ SK1
P_n	-26 kW	-13 kW	$-23,5 \text{ kW}$	-210 kW
C_n	$3,3 \text{ mF}$	$2,33 \text{ mF}$	$1,57 \text{ mF}$	15 mF
ω_{OF}	32 Hz	38 Hz	$46,6 \text{ Hz}$	<i>nicht vorhanden</i>
D	$0,0003$	$0,0003$	$0,0003$	<i>nicht vorhanden</i>

Tabelle 6.7: Modellparameter der Übertragungselemente

Symbol	Querschnitt	Widerstandsbelag	Induktivitätsbelag	Kapazitätsbelag
t1	2044 mm^2	$0,016 \text{ m}\Omega/\text{m}$	$0,048 \text{ }\mu\text{H}$	$29,5 \text{ pF}/\text{m}$
t2	50 mm^2	$0,393 \text{ m}\Omega/\text{m}$	$0,214 \text{ }\mu\text{H}/\text{m}$	$119 \text{ pF}/\text{m}$
t3	100 mm^2	$0,197 \text{ m}\Omega/\text{m}$	$0,211 \text{ }\mu\text{H}/\text{m}$	$119 \text{ pF}/\text{m}$

Das sich aus diesen Parametern ergebende Admittanzmodell ist in Abbildung 6.21 dargestellt. Die Admittanzwerte sind in Tabelle A 4 im Anhang zusammengefasst.

Schritt 2: Systemverhalten identifizieren (Abbildung 6.3)

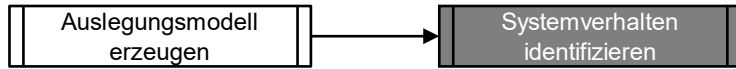


Abbildung 6.3: Systemverhalten identifizieren Fallbeispiel 1

Das Übertragungsverhalten der Leistungswandler wird mit einem Grey Box-Modell identifiziert. Dafür wird der in Abbildung 6.4 gezeigte geschlossene Regelkreis herangezogen. Für jeden Teilnehmer wird die Sprungantwort der Spannung v_n aufgrund eines Sprungs der Sollspannung v_n^* gemessen. Die Spannungsverstärkung wird variiert. Die Zwischenkreiskapazität C_n fließt als bekannter Prozessparameter in die Greybox-Modellierung ein.

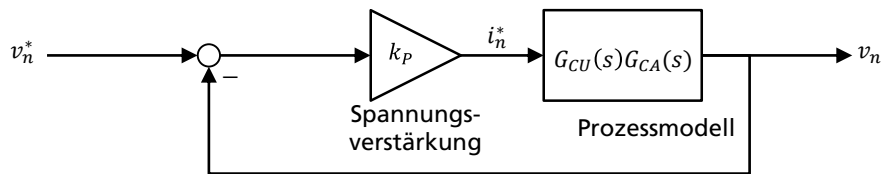


Abbildung 6.4: Messtechnischer Ansatz zur Identifikation

Für die Leistungswandler der Netzkoppelstelle, des Energiespeichers ADS-Tech und des Schwungmassenspeichers wird ein Verzögerungsglied erster Ordnung mit einer Totzeit als Grey Box-Modellansatz genutzt (121). Für die Leistungswandler der PV-Anlage und den Energiespeicher Accumotive wird eine zusätzliche Nullstelle in den Modellansatz eingeführt, um das Verhalten abbilden zu können (122).

$$G_{CU,n}G_{CA,n} = \frac{v_n}{i_n^*} = \frac{1}{s \cdot C_n} \cdot \frac{1}{s/\omega_{CU,n} + 1} \cdot e^{-s \cdot \tau_{t,n}} \quad (121)$$

$$G_{CU,n}G_{CA,n} = \frac{v_n}{i_n^*} = \frac{1}{s \cdot C_n} \cdot \frac{s/\omega_{N,n} + 1}{s/\omega_{CU,n} + 1} \cdot e^{-s \cdot \tau_{t,n}} \quad (122)$$

Die Ergebnisse der Identifikation sind in Tabelle 6.8 dargestellt. Zur Bewertung der Ergebnisse wird zum einen der grafische Vergleich zwischen Modellantwort und Messung in Abbildung 6.5 bis

Abbildung 6.8 genutzt. Zum anderen werden die Spannungsresiduen ε_i für die Spannungsmessungen $v_{EX,i}$ und den modellierten Spannungsverlauf $v_{MO,i}$ gebildet und auf eine Korrelation mit dem Eingangssignal v_i^* geprüft. Dies Ergebnisse dieser Prüfung sind in Tabelle 6.8 dargestellt.

$$\varepsilon_i = v_{EX,i} - v_{MO,i} \quad (123)$$

Tabelle 6.8: Ergebnisse der Systemidentifikation

Teilnehmer	Prozessmodell	Kovarianz der Residuen zum Eingangssignal		
		Messreihe a	Messreihe b	Messreihe c
Netzkoppelstelle	$G_{CU} = \frac{1}{1,59 \cdot 10^{-4} \cdot s + 1} \cdot e^{-s \cdot 125 \mu s}$	0,11	-0,08	-0,07
Accumotive/ PV-Anlage	$G_{CU} = \frac{0,0053 \cdot s + 1}{0,032 \cdot s + 1} \cdot e^{-s \cdot 16,7 ms}$	-0,14	-0,29	-0,09
ADS-Tech	$G_{CU} = \frac{1}{7,96 \cdot 10^{-4} \cdot s + 1} \cdot e^{-s \cdot 1 ms}$	0,13	-0,14	-0,42
Schwungmassenspeicher	$G_{CU} = \frac{1}{0,0016 \cdot s + 1} \cdot e^{-s \cdot 750 \mu s}$	-0,36	-0,07	0,04

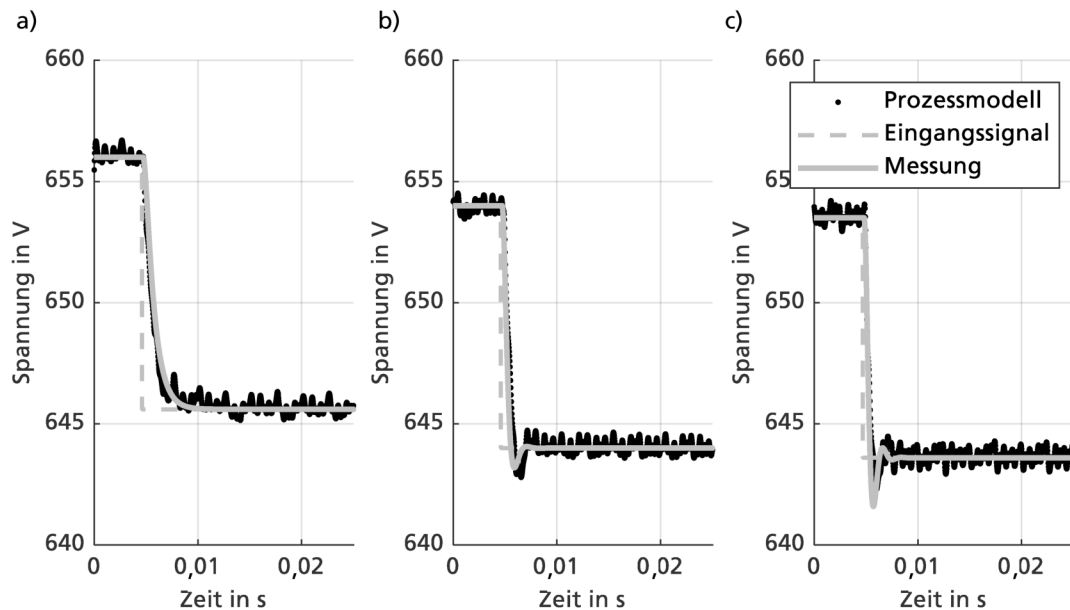


Abbildung 6.5: Ergebnis der Systemidentifikation für die Netzkoppelstelle mit a) $k_P=2$ A/V b) $k_P=5$ A/V und c) $k_P=7$ A/V

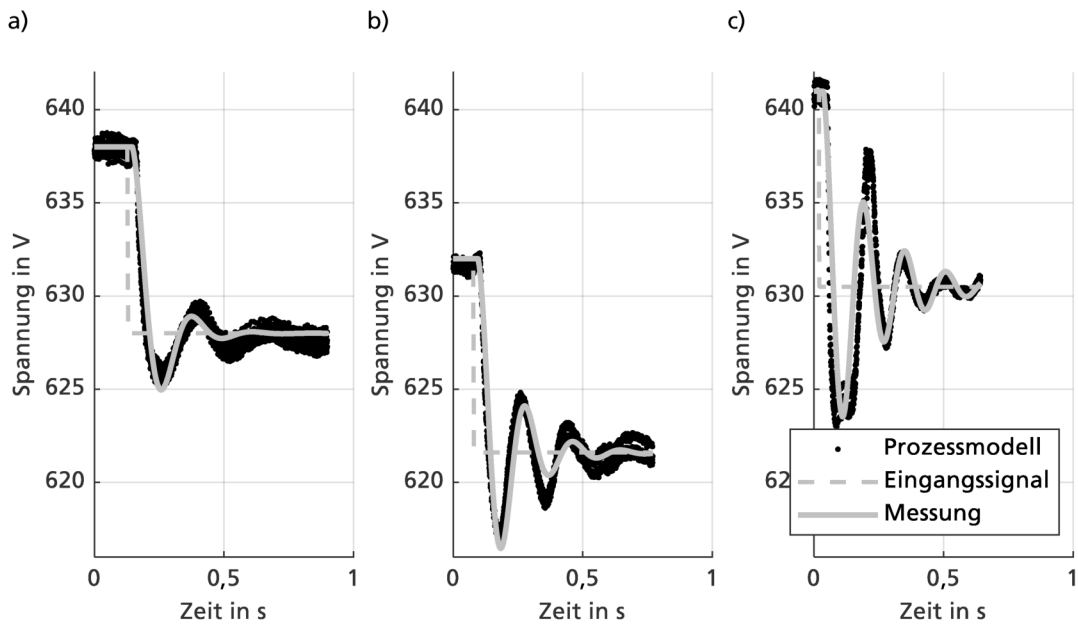


Abbildung 6.6: Ergebnis der Systemidentifikation für den Energiespeicher Accumotive mit einer Verstärkung k_p von a) 0,5 A/V, b) 0,75 A/V und c) 1 A/V.

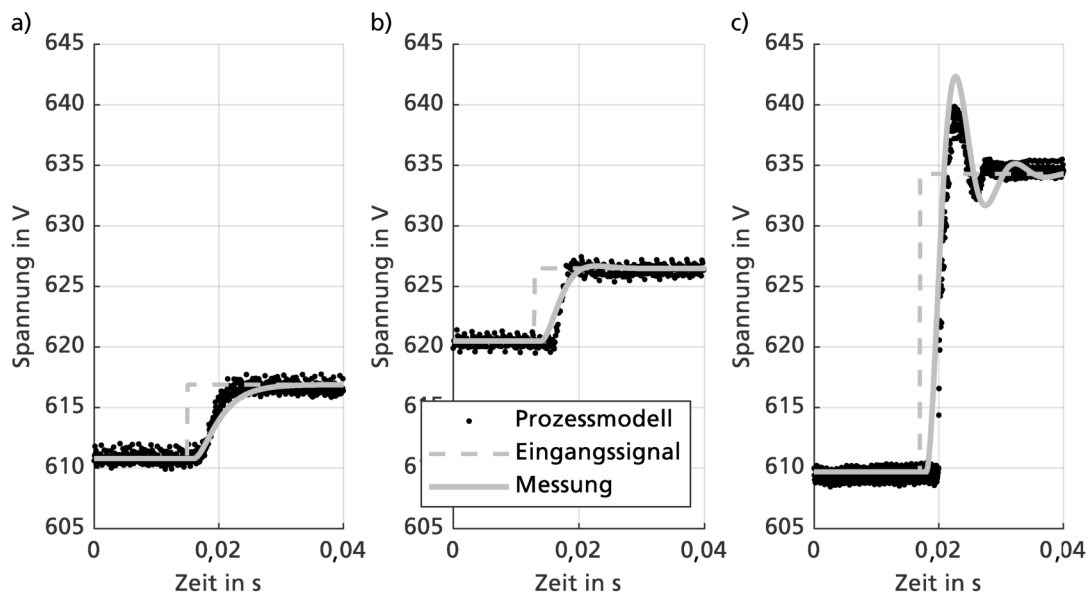


Abbildung 6.7: Ergebnis der Systemidentifikation für den Energiespeicher ADS-Tech mit einer Verstärkung k_p von a) 0,33 A/V, b) 0,5 A/V und c) 1 A/V.

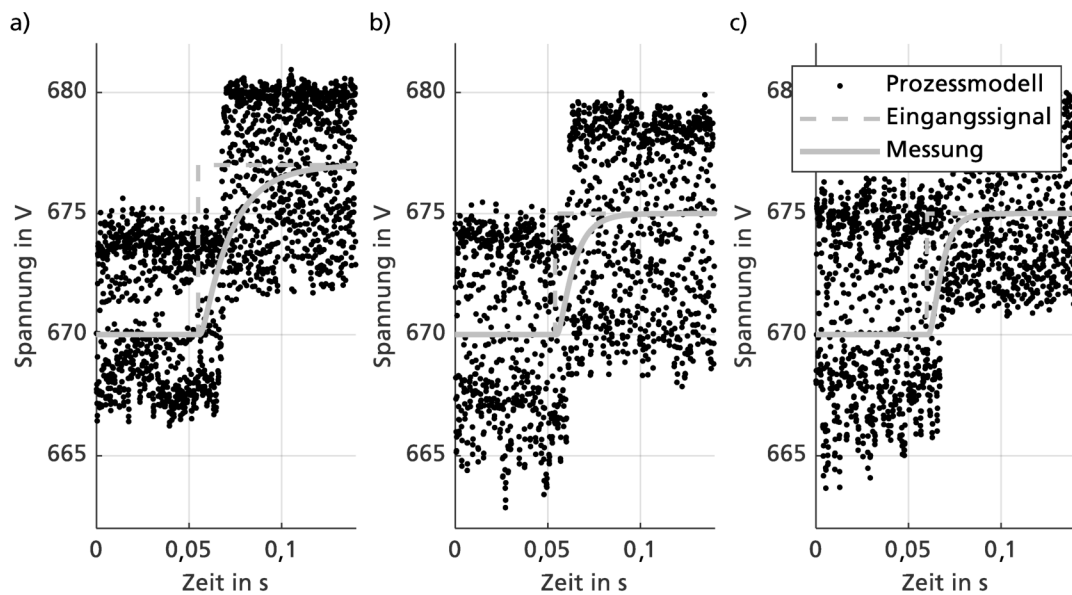


Abbildung 6.8: Ergebnis der Systemidentifikation für den Schwungmassenspeicher mit einer Verstärkung k_p von a) 7 A/V, b) 12 A/V und c) 15 A/V

Schritt 3: Funktionale Zustände entwerfen (Abbildung 6.9)

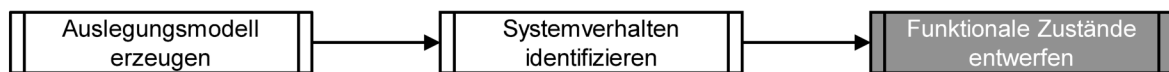


Abbildung 6.9: Funktionale Zustände entwerfen Fallbeispiel 1

Die funktionalen Zustände werden aus den Anforderungen des Anwenders in Tabelle 6.4 abgeleitet. Es entstehen neun Zustände, die jeweils einer Funktion und einem Teilnehmer zugeordnet sind (Abbildung 6.10).

Das Mikronetz besitzt eine Photovoltaikanlage, die nach Anforderung 1 im Fall einer Übererzeugung gedrosselt werden soll. Eine Drosselung ist erst zulässig, wenn kein anderer Teilnehmer die erzeugte

Energie aufnehmen kann. Daher wird der Zustand Erzeugungsstopp eingeführt und an das obere Ende des Spannungsbandes gesetzt.

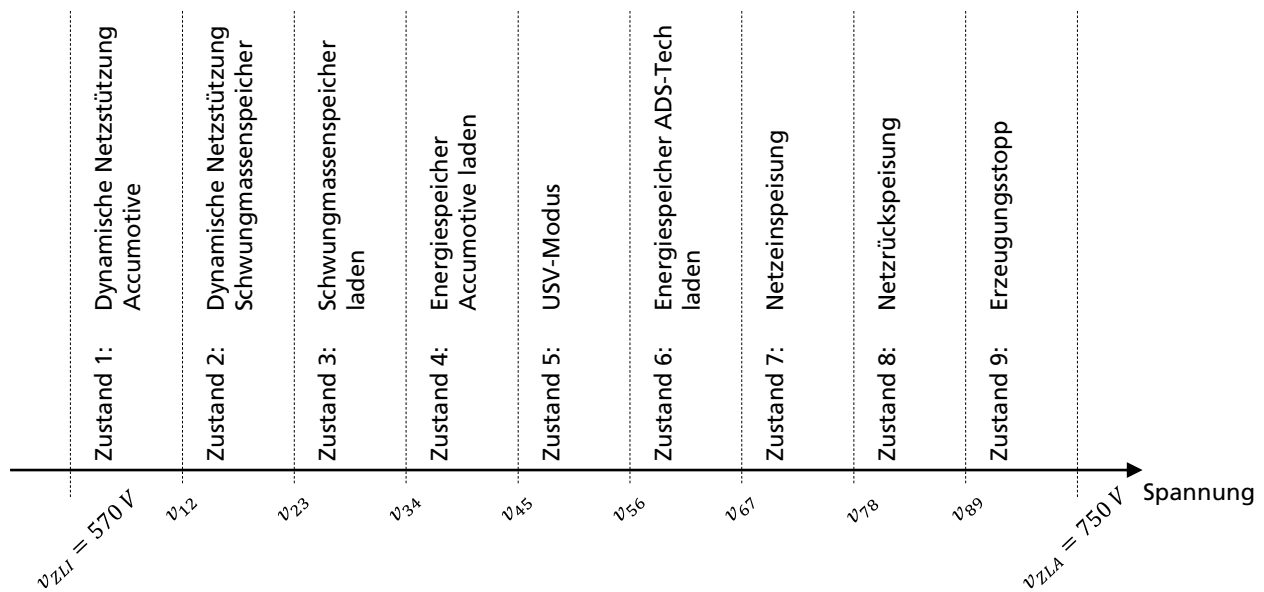


Abbildung 6.10: Funktionale Zustände für Fallbeispiel 1

Die Netzkoppelstelle ist rückspeisefähig, kann also überschüssige Energie aus dem DC-Netz in das externe Wechselstromversorgungsnetz zurückspeisen. Diese Funktion ist nach Anforderung 2 notwendig, wenn die Speichersysteme geladen sind und bevor es zu einer Drosselung der Photovoltaikanlage kommt. Der Zustand Netzurückspeisung wird eingeführt und direkt vor den Zustand Erzeugungsstopp gesetzt.

Die Anforderungen 4 bis 6 fordern das Nachladen der Speichersysteme mit folgender Priorität: 1. Schwungmassenspeicher laden, 2. Energiespeicher Accumotive laden und 3. Energiespeicher ADS-Tech laden. Daher werden die Zustände 4 bis 6 für das Nachladen der Speichersysteme anhand dieser Priorisierung auf dem Spannungsband angeordnet. Dabei gilt: Je niedriger der Zustand auf dem Spannungsband angeordnet ist, desto höher die Nachladepriorität.

Da die Speichersysteme aus der Photovoltaikanlage oder der Netzkoppelstelle nachgeladen werden sollen, entsteht unter Berücksichtigung von Anforderung 6 der den Ladezuständen 4 bis 6 vorgela-

gerte Zustand 7 Netzeinspeisung. Innerhalb dieses Zustands erhöht die Netzeinspeisung ihre Einspeisung mit sinkender Spannung, sodass diese zum Nachladen der Energiespeicher zur Verfügung steht.

Die Anforderungen 8 bis 10 priorisieren die Entladung der Speichersysteme in folgender Reihenfolge: 1. Schwungmassenspeicher, 2. Energiespeicher Accumotive und 3. Energiespeicher ADS-Tech. Steigt die Abnahmeleistung der Lasten, wird das Nachladen der Speichersysteme unterbrochen und die Spannung sinkt auf v_{34} . Kommt es zu einer höheren Leistungsanforderung, wird zunächst die Ladeleistung des Schwungmassenspeichers in Zustand 3, anschließend die Ladeleistung des Energiespeichers Accumotive in Zustand 2 und zuletzt die Leistung des Energiespeichers ADS-Tech erhöht.

Die Zustände und das Verhalten der einzelnen Teilnehmer werden anhand der Zustandsbeschreibungstabelle in Tabelle 6.9 spezifiziert. Die Photovoltaikanlage wird über die Zustände 1 bis 8 sekundärgeregelt. Die Regelung wird unabhängig von der Spannung im Netz die Einspeisung der Anlage maximieren. Erst in Zustand 9 schaltet die Photovoltaikanlage auf netzbildenden Betrieb um und fährt ihre Erzeugungsleistung von maximal 20 kW auf 0 kW zurück.

Die Netzkoppelstelle speist die maximal zu erwartenden Leistung der PV-Anlage in Zustand 9 in das Netz zurück. Sie wird konstantspeisend mit einer Leistung von 20 kW betrieben. In Zustand 8 übernimmt die Netzkoppelstelle die netzbildende Funktion und stellt, in Abhängigkeit der Erzeugungsleistung der Photovoltaikanlage, ihre Rückspeiseleistung zwischen 0 und 50 kW ein

Beziehen die Lasten mehr Leistung als die Photovoltaikanlage erzeugt, beginnt die Netzkoppelstelle, das Netz zu stützen. In Zustand 7 ist sie weiterhin netzbildend und stellt die Einspeiseleistung zwischen 0 und -50 kW ein. Steigt die Leistungsanforderung über die Einspeiseleistung von -50 kW, geht das Netz in die Zustände 1 bis 6 über. Die Netzkoppelstelle wirkt hier konstantspeisend mit ihrer maximalen Einspeiseleistung.

Der Energiespeicher ADS-Tech wirkt oberhalb von Zustand 6 konstantspeisend mit einer Leistungsaufnahme von 10 kW. Damit wird sichergestellt, dass der Speicher vollständig geladen ist. Ist dies der Fall, schaltet sich das System in den sekundärgeregelten Zustand und führt die Leistungsaufnahme in Abhängigkeit des Ladezustands. In Zustand 6 wird der Energiespeicher netzbildend und senkt seine Nachladeleistung mit sinkender Spannung von 10 auf 0 kW ab. Bei Eintritt in Zustand 5 wirkt der Energiespeicher erneut netzbildend und beginnt, seine Einspeiseleistung mit sinkender

Spannung von 0 auf -32,5 kW zu erhöhen. In den Zuständen 1 bis 4 wirkt der Speicher konstant speisend mit einer Leistung von -32,5 kW.

Nach derselben Logik sind die Zustände für den Accumotive Energiespeicher und den Schwungmassenspeicher aufgebaut. Die Ladeleistung ist bei diesen Systemen auf 10 bzw. 30 kW beschränkt. Die maximale Entladeleistung beträgt hingegen für den Schwungmassenspeicher -230 kW und für den Energiespeicher Accumotive -200 kW.

Tabelle 6.9: Zustandsbeschreibungstabelle für das Fallbeispiel Fahrzeugfertigung

	Zustand 1: Dynamische Netz- stützung Accumo- tive	Zustand 2: Dynamische Netz- stützung Schwung- massenspeicher	Zustand 3: Schwungmassen- speicher laden	Zustand 4: Energiespeicher Accumotive laden	Zustand 5: USV Modus	Zustand 6: Energiespeicher ADS-Tech laden	Zustand 7: Netzeinspeisung	Zustand 8: Netzurückspeisung	Zustand 9: Erzeugungsstopp
Photovoltaik- anlage	Sekundärgeregelt Maximale Leistungseinspeisung nach MPPT								Netzbildend Minimalleis- tung: $P_{NBI,89}$ $= -20 \text{ kW}$ Maximalleis- tung: $P_{NBA,9A}$ $= 0 \text{ kW}$
Netzkoppel- stelle	Konstantspeisend Speiseleistung: $P_{KE,37} = -50 \text{ kW}$						Netzbildend Minimalleis- tung: $P_{NBI,67}$ $= -50 \text{ kW}$ Maximalleis- tung: $P_{NBA,78} =$ 0 kW	Netzbildend Minimalleis- tung: $P_{NBI,78}$ $= 0 \text{ kW}$ Maximalleis- tung: $P_{NBA,89} =$ 20 kW	Konstant- speisend Speiseleis- tung: $P_{KE,37} =$ 20 kW
Energiespei- cher ADS-Tech	Konstantspeisend Speiseleistung: $P_{KE} = -32,5 \text{ kW}$ der sekundärgeregelt, wenn vollständig geladen				Netzbildend Minimalleis- tung: $P_{NBI,11}$ $= -32,5 \text{ kW}$ Maximalleis- tung: $P_{NBA,12} =$ 0 kW	Netzbildend Minimalleis- tung: $P_{NBI,56}$ $= 0 \text{ kW}$ Maximalleis- tung: $P_{NBA,67} =$ 10 kW	Konstantspeisend Speiseleistung: $P_{KE,37} = 10 \text{ kW}$ oder sekundärgeregelt, wenn vollständig gela- den		

	Zustand 1: Dynamische Netz- stützung Accumo- tive	Zustand 2: Dynamische Netz- stützung Schwung- massenspeicher	Zustand 3: Schwungmassen- speicher laden	Zustand 4: Energiespeicher Accumotive laden	Zustand 5: USV Modus	Zustand 6: Energiespeicher ADS-Tech laden	Zustand 7: Netzeinspeisung	Zustand 8: Netzurückspeisung	Zustand 9: Erzeugungstopp
Energiespei- cher Accumo- tive	Netzbildend Minimalleistung: $P_{NBI,12}$ $= -200 kW$ Maximalleistung: $P_{NBA,23} = 0 kW$	Konstantspeisend Speiseleistung: $P_{KE} = 0 kW$		Netzbildend Minimalleis- tung: $P_{NBI,45}$ $= 0 kW$ Maximalleis- tung: $P_{NBA,56} =$ $10 kW$	Konstantspeisend Speiseleistung: $P_{KE,37} = 10 kW$ oder sekundärgeregelt, wenn vollständig geladen				
Schwungmas- senspeicher	Konstantspeisend Speiseleistung: $P_{KE} = -230 kW$ oder sekundärgere- gelt, wenn voll- ständig entladen	Netzbildend Minimalleistung: $P_{NBI,34}$ $= -230 kW$ Maximalleistung: $P_{NBA,45} = 0 kW$	Netzbildend Minimalleistung: $P_{NBI,34} = 0 kW$ Maximalleis- tung: $P_{NBA,45} =$ $30 kW$	Konstantspeisend Speiseleistung: $P_{KE,37} = 30 kW$ oder sekundärgeregelt, wenn vollständig geladen					

Schritt 4: Regelkennlinien bestimmen (Abbildung 6.11)

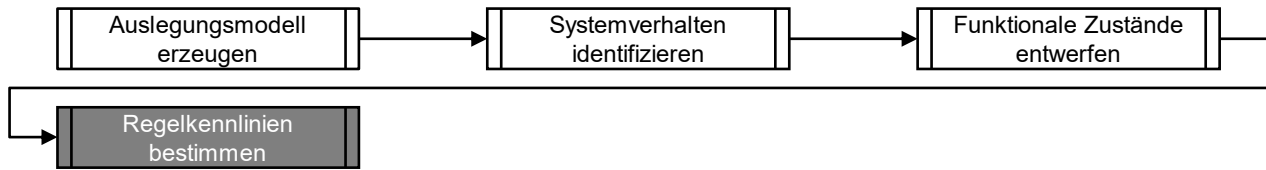


Abbildung 6.11: Regelkennlinien bestimmen Fallbeispiel 1

Aus der Zustandsbeschreibungstabelle können die Parameter für die Regelkennlinie abgeleitet werden. Dafür müssen zunächst die Spannungsgrenzen für das Regelungssystem festgelegt werden. Die minimal zulässige Grenze aufgrund der maximalen Stromgrenzen liegt bei 482 V (124). Es wird eine minimale Spannungsgrenze v_{ZLI} von 570 V gewählt. Diese liegt im Bereich der passiven Gleichrichterspannung. Als obere Grenzspannung v_{ZLA} wird ein Wert von 720 V gewählt, da dieser für alle im Netz installierten Komponenten zulässig ist.

$$v_{ZLI} = 570 \text{ V} > \frac{P_{NE,\Sigma}}{i_{SGA,\Sigma}} = 482 \text{ V} \tag{124}$$

$$v_{ZLA} = 720 \text{ V} \tag{125}$$

Mit einer Summeneinspeiseleistung von -562 kW und einer Summenrückspeiseleistung von 70 kW ergibt sich nach Formel (88) eine Nennsteigung G_{NDC} von 8,7 A/V. Wie beim Entwurf des Primärreglers noch gezeigt wird, wird den Anforderungen entsprechendes dynamisches Verhalten für den Energiespeicher Accumotive nur bis zu einer Nennsteigung von 7 A/V erreicht, wohingegen der Schwungmassenspeicher eine wesentlich höhere Verstärkungsgrenze besitzt. Somit werden die Spannungsgrenzen für alle Teilnehmer bis auf den Schwungmassenspeicher für einen Nennsteigung von 7 A/V ausgelegt. Der Schwungmassenspeicher wird mit einer Nennverstärkung von 11 A/V ausgelegt.

Die Spannungsgrenzen werden iterativ nach Gleichung (93) beginnend mit Zustand 1 ermittelt (Tabelle 6.10). Tabelle 6.11 zeigt die für die Berechnung notwendigen Rechengrößen Leistungsänderung und Stromoffset, die jeweils vor Berechnung der nächsten Spannungsgrenze ermittelt werden.

Tabelle 6.10: Spannungsgrenzen Fallbeispiel 1

Spannung	v_{ZLI}	v_{12}	v_{23}	v_{34}	v_{45}	v_{56}	v_{67}	v_{78}	v_{89}	v_{ZLA}
Wert	570 V	621 V	673 V	678 V	681 V	688 V	691 V	702 V	712 V	715 V

Tabelle 6.11: Iterativ ermittelte Rechengrößen

Zustand	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Leistungsänderung	200 kW	230 kW	30 kW	10 kW	32,5 kW	10 kW	50 kW	20 kW	20 kW
Stromoffset	-350 A	-564 A	0 A	0 A	-47 A	0 A	-72 A	0 A	-28 A

Aus der Nennverstärkung, den Spannungsgrenzen und den Stromoffsets können die Regelkennlinien der Teilnehmer, wie in Abbildung 6.12 dargestellt, ermittelt werden. Tabelle 6.12 zeigt die ermittelten Parametereinstellungen für die einzelnen Teilnehmer.

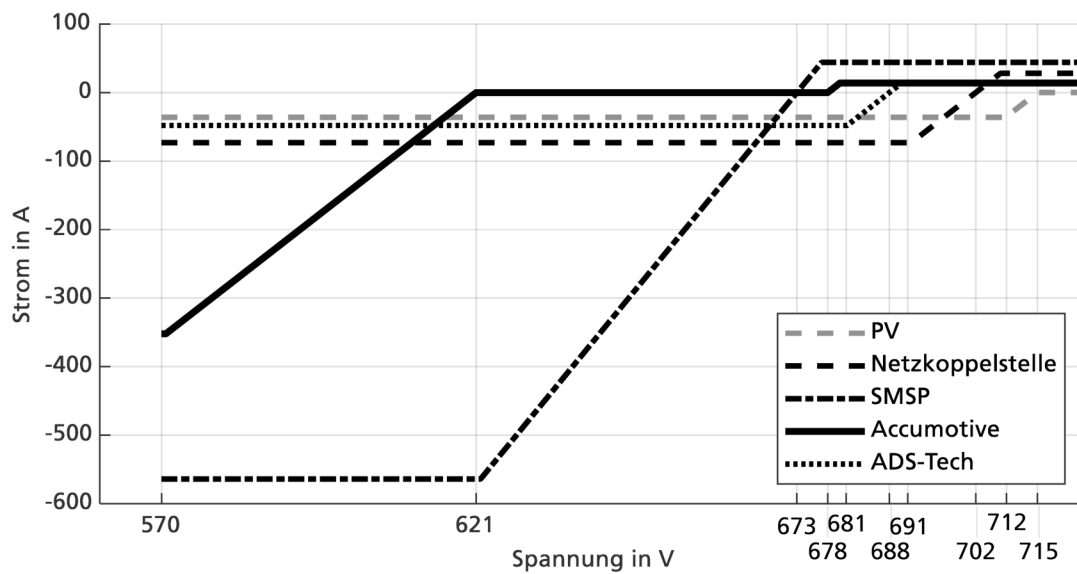
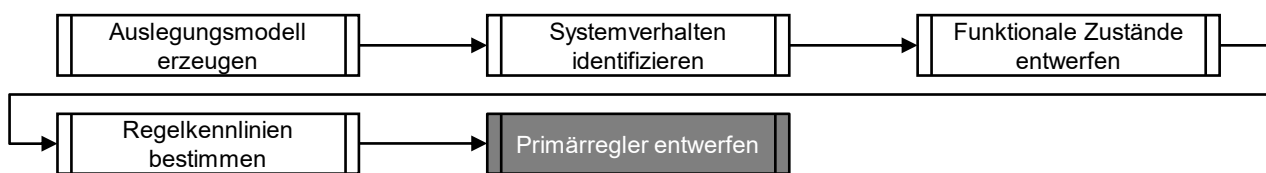


Abbildung 6.12: Darstellung der Regelkennlinien in Fallbeispiel 1

Tabelle 6.12: Parametereinstellungen Regelkennlinie im Fallbeispiel 1

Teilnehmer	Photovoltaikanlage	Netzkoppelstelle	Accumotive	ADS-Tech	SMSP
G_{Q2}	7 A/V				11 A/V
G_{Q1}					
G_{S1}					
G_{S2}					
i_{Q2}	-36 A	-73 A	-352 A	-48 A	-564 A
i_{Q1}	-36 A	-73 A	-352 A	-48 A	-564 A
i_{S1}	0 A	28 A	14 A	14 A	44 A
i_{S2}	0 A	28 A	14 A	14 A	44 A
u_{Q2}	707 V	570 V	570 V	570 V	570 V
u_{Q1}	712 V	702 V	621 V	688 V	673 V
u_{S1}	712 V	702 V	678 V	688 V	673 V
u_{S2}	720 V	720 V	720 V	720 V	720 V
u_{min}	570 V				
u_{max}	720 V				

Schritt 5: Primärregler entwerfen (Abbildung 6.13)**Abbildung 6.13: Primärregler entwerfen Fallbeispiel 1**

Für die Auslegung der Dynamik wird die wirksame Kapazität für jeden aktiven Teilnehmer benötigt. Im Fallbeispiel ergibt sich diese aus der Summe der internen Kapazität jedes Teilnehmers sowie der zugeschalteten externen Kapazitäten.

Die Lasten der betrachteten Rohbauzelle bringen mit 22,2 mF den größeren Teil der in den Geräten installierten Kapazität in das Netz ein. Diese stabilisieren das Gesamtsystem, wenn sie zugeschaltet sind. Für diese Anwendung muss allerdings davon ausgegangen werden, dass keine der Lastzonen zugeschaltet ist. Der Grund dafür liegt in der Anschaltreihenfolge. Beim Hochfahren der Zelle werden die Lastzonen erst vorgeladen und anschließend zugeschaltet, während ein Teil oder alle aktiven Teilnehmer das Netz mit Energie versorgen. Die Kapazitäten der Lastzonen werden daher nicht der minimal wirksamen Kapazität zugerechnet.

Die Netzkoppelstelle ist der erste Teilnehmer, der beim Anschalten zugeschaltet wird. Daher begrenzt sich die minimal wirksame Kapazität der Netzkoppelstelle auf die interne Kapazität von 1,25 mF.

Für die Photovoltaikanlage wird angenommen, dass mindestens die Netzkoppelstelle oder ein Energiespeicher mit hoher Kapazität zugeschaltet ist (Abbildung 6.14). Damit ergibt sich die minimal wirksame Kapazität von 1,28 mF für den Fall, dass ausschließlich die Photovoltaikanlage und der Energiespeicher ADS-Tech zugeschaltet sind.

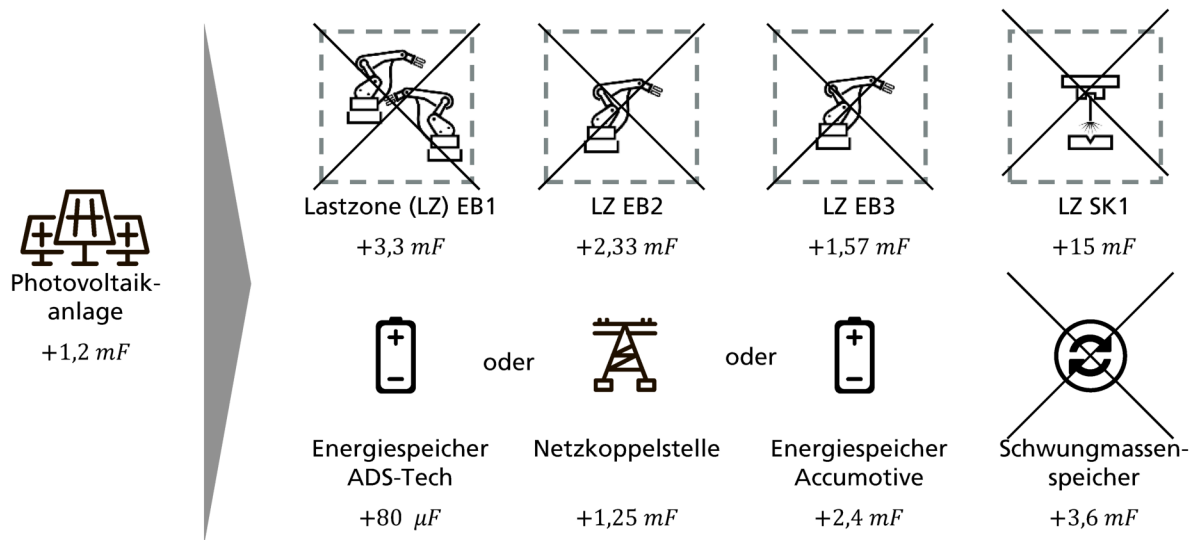


Abbildung 6.14: Minimal wirksame Kapazität am Beispiel der Photovoltaikanlage

Das Netz könnte auch allein durch einen der Energiespeicher ADS-Tech oder Accumotive betrieben werden. Damit ergibt sich die minimal wirksame Kapazität für den Energiespeicher ADS-Tech zu 80 µF und zu 2,4 mF für den Energiespeicher Accumotive.

Der Schwungmassenspeicher kann nur betrieben werden, wenn ein weiterer Teilnehmer dem Netz zugeschaltet ist, der die Verlustleistung des Antriebs ausgleicht. Der Fall mit der geringsten minimal wirksamen Kapazität entsteht in Kombination mit dem Energiespeicher ADS-Tech. Diese resultiert in einer minimal wirksamen Kapazität von 3,66 mF.

Die wirksame Nennkapazität ist für alle Teilnehmer gleich. Der Produktionsprozess der Rohbauzelle funktioniert nur, wenn alle Lasten mit dem Netz verbunden sind. Ein dauerhafter Betrieb erfordert, dass die Netzkoppelstelle dem Netz Energie zuführt. Der Schwungmassenspeicher und der Energiespeicher Accumotive sind dafür ausgelegt, die Spitzenlast des Punktschweißens auszugleichen. Der Energiespeicher ADS-Tech bevorratet Energie für den Ausfall der Netzkoppelstelle. Daher wird angenommen, dass im Nennbetrieb alle Teilnehmer mit dem Netz verbunden sind. Es ergibt sich in

Summe eine wirksame Nennkapazität von 31,3 mF. Tabelle 6.14 fasst die Ergebnisse für die minimal wirksame Kapazität und die wirksame Nennkapazität zusammen.

Die Übertragungsfunktion des offenen Regelkreises der Netzkoppelstelle wird in Abbildung 6.15 gezeigt. Die geforderte Kennliniensteigung von 7 A/V und führt in Kombination mit der minimal wirksamen Kapazität von 1,25 mF zu einer Phasenreserve von 22°. Der Regelkreis ist somit stabil, auch wenn keine weiteren Kapazitäten zugeschaltet sind.

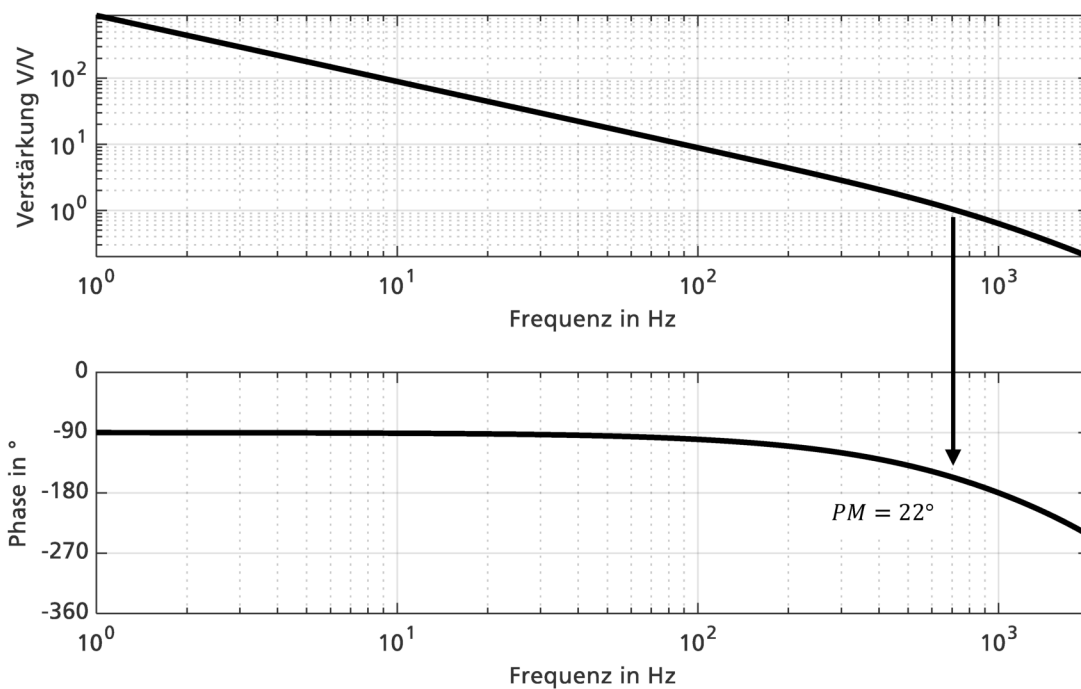


Abbildung 6.15: Übertragungsfunktion des offenen Regelkreises der Netzkoppelstelle

Der Energiespeicher Accumotive und die Photovoltaikanlage setzen den gleichen Leistungswandler ein. Daher gilt die gleiche Stabilitätsbetrachtung für beide Teilnehmer. Abbildung 6.16 zeigt, dass die Systeme für die geforderte Kennlinienverstärkung von 7 A/V und eine minimal wirksame Kapazität von 2,4 mF nicht stabil sind. Grenzstabiles Verhalten wird mit einer zusätzlichen Kapazität von 63,2 mF oder alternativ einer Kennlinienverstärkung von 0,11 A/V erreicht. Erst mit einer Kapazität von 132 mF wird für die geforderte Kennlinienverstärkung eine Phasenreserve von 19 ° erreicht.

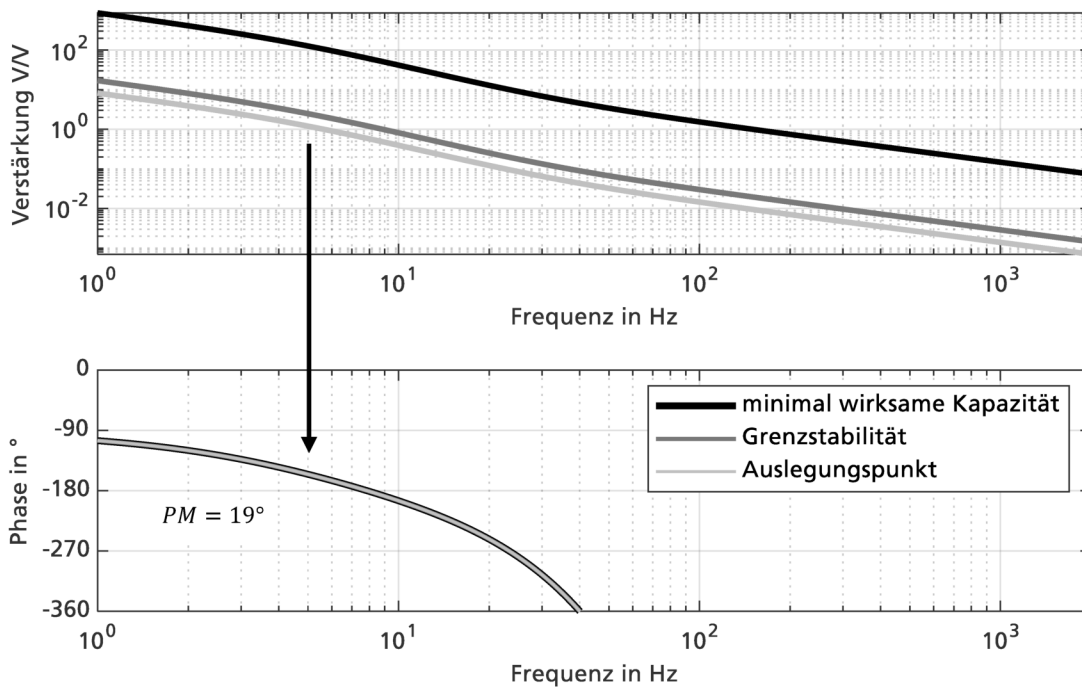


Abbildung 6.16: Übertragungsfunktion des offenen Regelkreises der Photovoltaikanlage und des Energiespeichers Accumotive

Der Regelkreis des Energiespeichers ADS-Tech ist nicht stabil für die geforderte Kennlinienverstärkung mit der minimal wirksamen Kapazität (Abbildung 6.17). Grenzstabiles Verhalten wird für eine Kapazität von 6 mF oder alternativ eine Kennlinienverstärkung von 1,17 A/V erreicht. Eine Kapazität von 10,1 mF führt zu einer Phasenreserve von 20 °.

Der Regelkreis des Schwungmassenspeichers ist für die geforderte Kennlinienverstärkung in Verbindung mit der minimal wirksamen Kapazität nicht stabil (Abbildung 6.18). Grenzstabiles Verhalten wird für eine Kapazität von 7,2 mF oder eine Kennlinienverstärkung von 5,5 A/V erreicht. Mit einer Kennliniensteigung von 11 A/V führt erst eine Kapazität von 16,8 mF zu der geforderten Phasenreserve von 20 °.

Eine Besonderheit in diesem Anwendungsszenario ist, dass die interne Reglerstruktur der Geräte nicht angepasst werden kann. Um das geforderte Spannungsband einzuhalten und die Teilnehmer über zugeordnete Spannungsbänder zu entkoppeln, ist es notwendig, die mittlere Kennlinienverstärkung auf 8,7 A/V zu setzen.

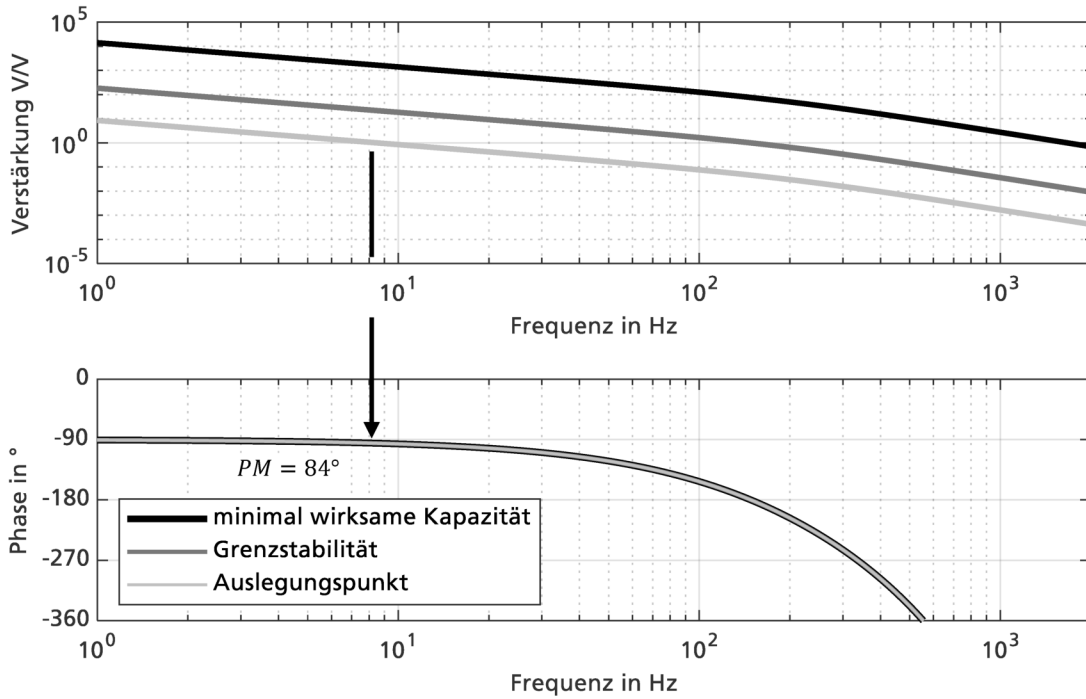


Abbildung 6.17: Übertragungsfunktion des offenen Regelkreises des Energiespeichers ADS-Tech

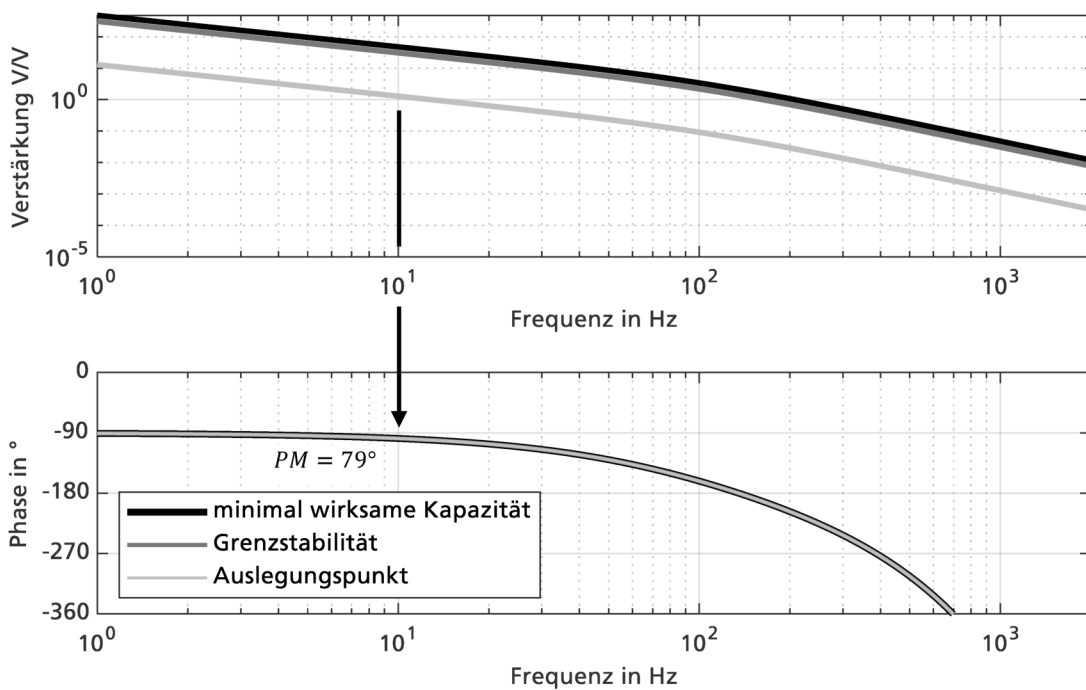


Abbildung 6.18: Übertragungsfunktion des offenen Regelkreises des Schwungmassenspeichers

Somit bleibt nur die Anpassung der Kapazität im Netz, um stabiles Verhalten zu gewährleisten. Abbildung 6.2 zeigt den zusätzlich vorgesehenen Kondensator mit einer Kapazität von 132 mF, der zum Einhalten der Stabilitätsgrenze notwendig ist.

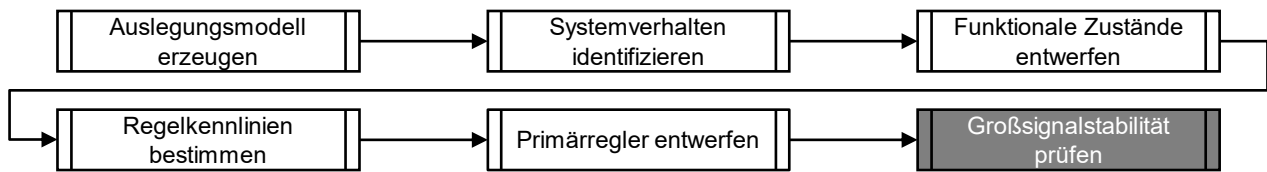
Das dynamische Verhalten der Teilnehmer wurde anhand der wirksamen Kapazität von 162,7 mF bewertet. Im Ergebnis wird erwartet, dass die Netzkoppelstelle, der Energiespeicher ADS-Tech und der Schwungmassenspeicher kritisch gedämpft sind und nicht überschwingen (Tabelle 6.13). Die Photovoltaikanlage und der Energiespeicher Accumotive dagegen zeigen eine hohe Ausgangsgüte und ein Überschwingverhalten von 85 %. Um für diese Regelstrecken den empfohlenen Gütefaktor von 0,7 zu erreichen, wäre eine Gesamtkapazität von 402,7 mF notwendig. Die Kapazität in der realen Zelle wurde nicht auf diesen Wert erhöht. In diesem Fall wird das Einschwingverhalten durch den Kunden akzeptiert.

Tabelle 6.13: Überschwingverhalten der Regelkreise

Parameter	Netzkoppelstelle	Photovoltaikanlage	ADS-Tech	Accumotive	Schwungmassenspeicher
Güte	0,25	2,1	0,25	2,1	0,26
Erwartete Überschwingweite	0 %	85 %	0 %	85 %	0 %

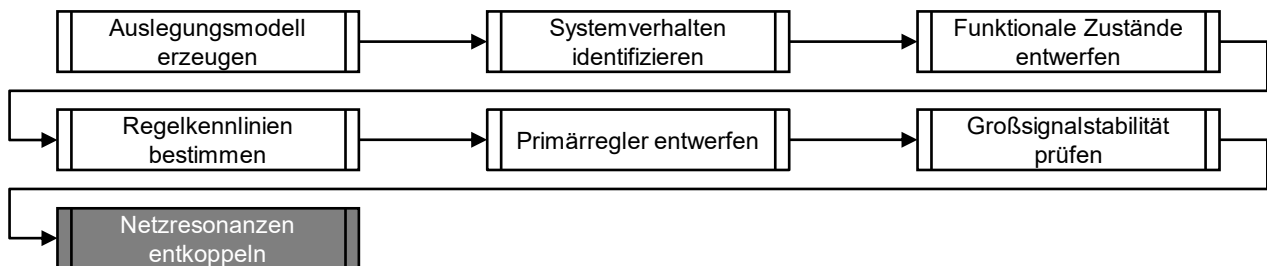
Tabelle 6.14: Kapazitätstabelle

	Prozessparameter			Auslegungsparameter	
	interne Kapazität	minimal wirksame Kapazität	wirksame Nennkapazität	Zusätzliche Kapazität zum Einhalten der Stabilitätsanforderung	Zusätzliche Kapazität zum Einhalten der Anforderungen an die Dynamik
Netzkoppelstelle	1,25 mF	1,25 mF	30,7 mF	0 mF	0 mF
Photovoltaikanlage	1,2 mF	1,28 mF		132 mF	0 mF
ADS-Tech	80 µF	80 µF		10,1 mF	0 mF
Accumotive	2,4 mF	2,4 mF		132 mF	270 mF
Schwungmassenspeicher	3,6 mF	3,68 mF		16,8 mF	0 mF

Schritt 6: Großsignalstabilität prüfen (Abbildung 6.19)**Abbildung 6.19: Großsignalstabilität prüfen Fallbeispiel 1**

Die Summe aller Lasten im Netz kommen auf eine Maximallast von 272,5 kW. Mit der gewählten Minimalspannung von 570 V ergibt sich eine minimale Steigung von 0,72 A/V, um die mit der Spannung sinkende Ausgangsimpedanz der geregelten Lasten zu kompensieren (123). Die gewählte Nennverstärkung von 7 A/V erfüllt dieses Kriterium.

$$G_{NDC} > \frac{P_{GL}}{v_{ZLI}^2} = 0,83 \text{ A/V} \quad (126)$$

Schritt 7: Netzresonanzen entkoppeln (Abbildung 6.20)**Abbildung 6.20: Netzresonanzen entkoppeln Fallbeispiel 1**

Für die Analyse der Wechselwirkungen wird das in Abbildung 6.21 gezeigte Admittanzmodell eingeführt. Die Stromschiene wird aufgrund ihrer geringen Kapazitäts-, Widerstands- und Induktivitätsbeläge vereinfachend mit zwei Knoten (1 und 7) im Abstand von sieben Metern approximiert.

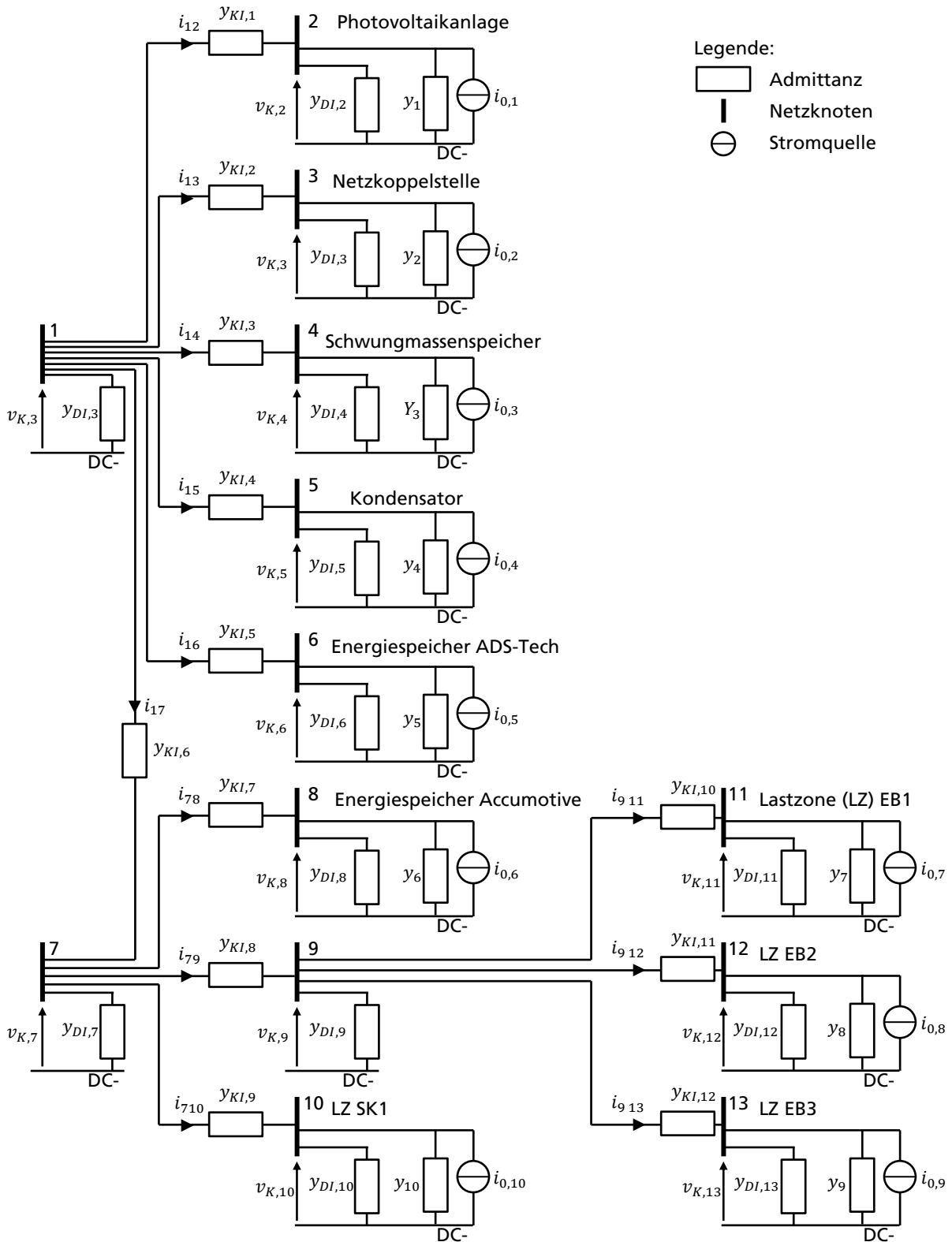


Abbildung 6.21: Admittanzmodell der Rohbauzelle

Abbildung 6.22 stellt die Impedanz der Ausgangsschaltung für jeden Teilnehmer über die Frequenz dar. Diese zeigt für alle Teilnehmer im niedrigen Frequenzbereich kapazitives Verhalten mit 162,7 mF. Anschließend kommt es zur Entkopplung der Teilnehmerkapazitäten vom Netz, durch die Induktivitäten der Übertragungselemente. Insgesamt sind fünf dominante Resonanzüberhöhungen zu erkennen. Tabelle 6.15 zeigt die Verstärkung des offenen Regelkreises für alle Teilnehmer über die fünf dominanten Resonanzüberhöhungen.

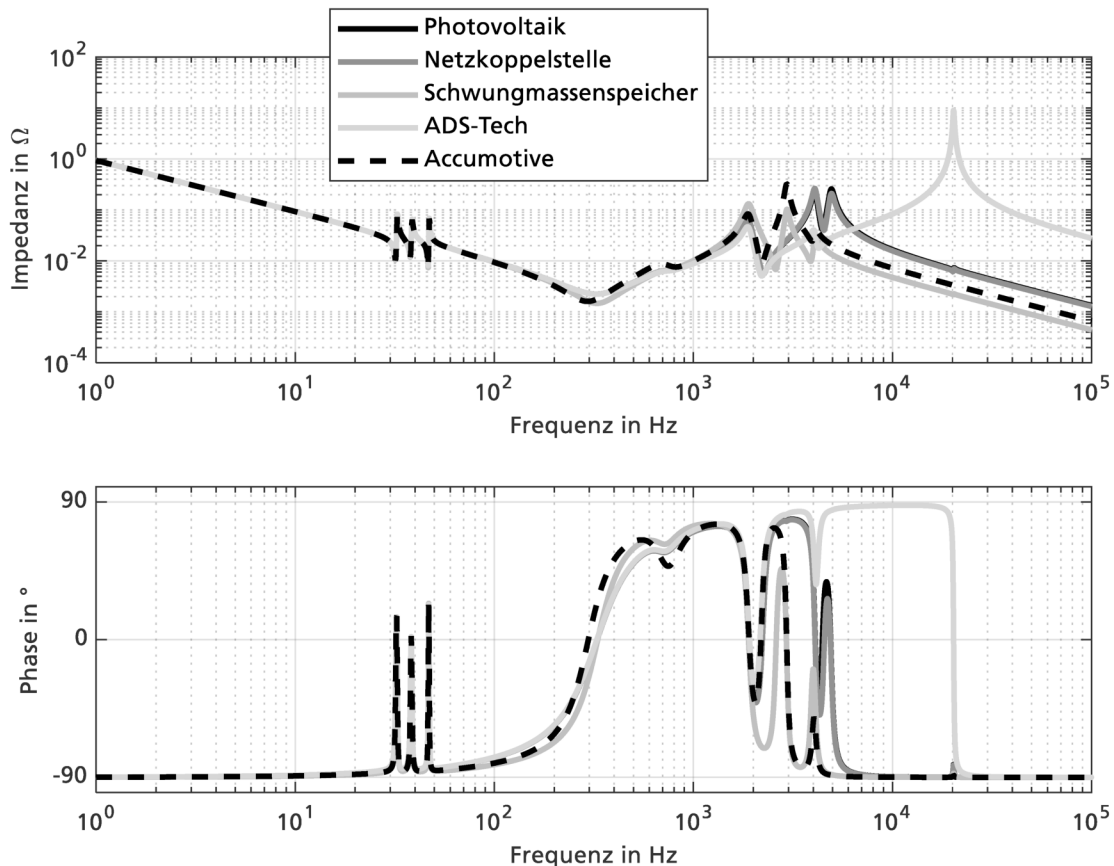


Abbildung 6.22: Netzimpedanz der Teilnehmer

Tabelle 6.15: Verstärkung des offenen Regelkreises in der Resonanzüberhöhung

Teilnehmer	Symbol	Resonanzüberhöhung				
		1,9 kHz	2,9 kHz	4,1 kHz	4,9 kHz	20,3 kHz
Photovoltaikanlage	$G_{OL,1}^I$	0,21	-	0,38	0,36	2,9
Netzkoppelstelle	$G_{OL,2}^I$	0,21	-	0,43	0,29	< 0,01
Schwungmassenspeicher	$G_{OL,3}^I$	0,43	0,23	0,05	-	< 0,01
ADS-Tech	$G_{OL,5}^I$	0,16	-	0,07	-	< 0,01

Teilnehmer	Symbol	Resonanzüberhöhung				
		1,9 kHz	2,9 kHz	4,1 kHz	4,9 kHz	20,3 kHz
Accumotive	$G_{OL,6}^I$	0,29	0,73	0,07	-	< 0,01

Die Analyse zeigt, dass hauptsächlich die Überhöhung bei 20,3 kHz für die Regelung des Energiespeichers ADS-Tech kritisch ist (Tabelle 6.15). Die hohe Verstärkung und die Lage der Resonanz im Verhältnis zu den anderen vier Resonanzen liegt in der geringen Kapazität des Leistungswandlers begründet.

Wenn die Spannungsmessung des ADS-Tech Leistungswandlers diese Frequenz noch erfassen würde, müsste eine Abschwächung um den Faktor 3 bei 20 kHz mit einem Filter erreicht werden. In diesem Fall liegt die Resonanzüberhöhung wesentlich über der Bandbreite des internen Regelkreises, sodass in der Modellierung nicht berücksichtigte Übertragungselemente diese Überhöhung abschwächen und daher kein Handlungsbedarf entsteht. Diese Entscheidung wird in Kapitel 5.8.2 detailliert erläutert.

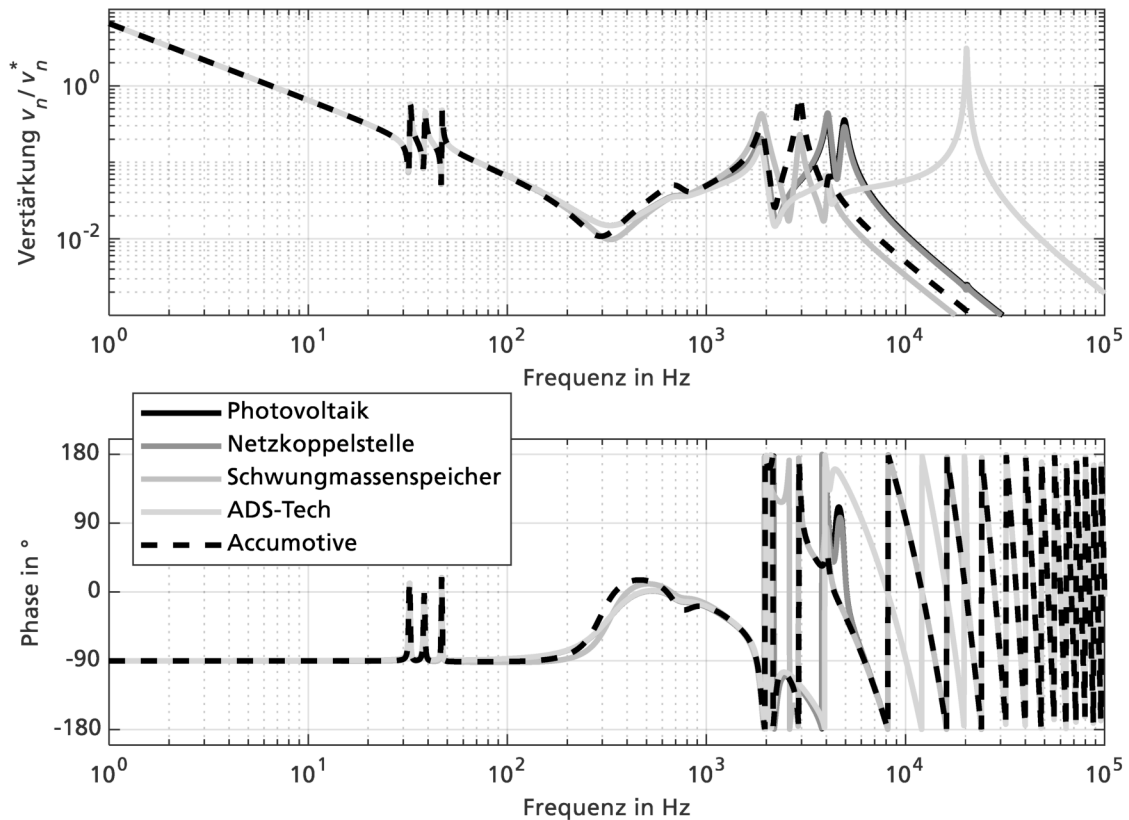
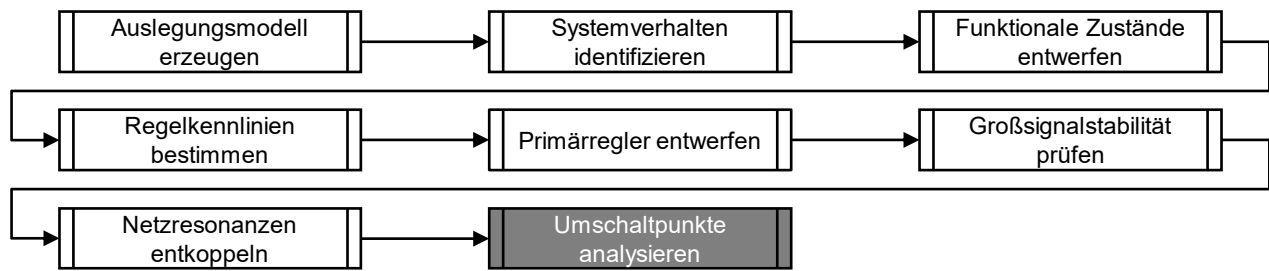
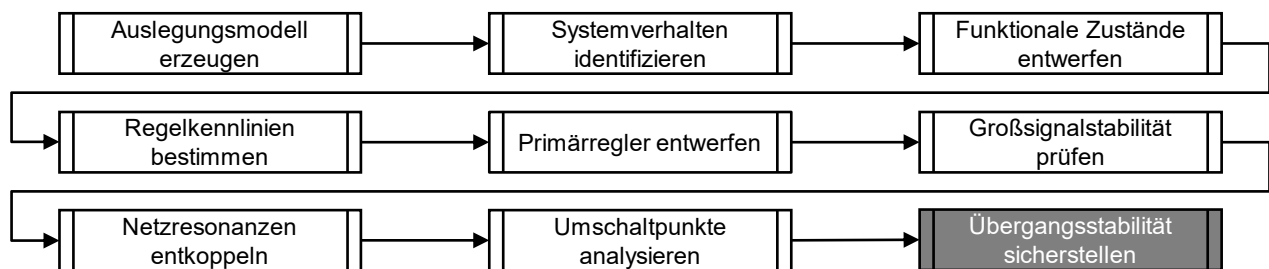


Abbildung 6.23: Verstärkung des offenen Regelkreises

Schritt 8: Umschaltunkte analysieren (Abbildung 6.24)**Abbildung 6.24: Umschaltunkte analysieren Fallbeispiel 1**

In diesem Fallbeispiel ist der Lastpunkt der Schweißanwendung bekannt. Der Schweißimpuls bezieht 550 A. Dieser Strom wird nach der Regelkennlinienauslegung bei einer Spannung von 630 V erreicht. In diesem Bereich liegt kein Umschaltunkt, sodass in dieser Auslegung keine Lücken im Spannungsbereich zwischen den Zuständen vorgesehen werden.

Schritt 9: Übergangsstabilität sicherstellen (Abbildung 6.25)**Abbildung 6.25: Übergangsstabilität sicherstellen Fallbeispiel 1**

Die niedrigste Durchtrittsfrequenz besitzt in diesem Fallbeispiel der Energiespeicher Accumotive mit 315 rad/s. Der Stromanstieg des Schweißkonverters entspricht etwa 500 A in 30 ms, daher wird eine Eckfrequenz von 210 rad/s angenommen. Die Roboter erreichen bei maximaler Beschleunigung ihren Maximalstrom von 40 A in etwa 20 ms. Damit ergibt sich eine Eckfrequenz von 315 rad/s. Die Photovoltaikanlage ändert die Leistung in einem MPPT-Zyklus in etwa einer Sekunde. Hier wird eine Eckfrequenz von 0,2 rad/s angesetzt.

Tabelle 6.16: Kritische Übergangsszenarien in Fallbeispiel 1

Teilnehmer	Maximale Leistungsänderung	Kreisfrequenzverhältnis Regelung
Schweißkonverter (LZ SK)	450 kW	0,66

Teilnehmer	Maximale Leistungsänderung	Kreisfrequenzverhältnis Regelung
R40 Punktschweißen (LZ EB3)	25 kW	1
R30 Handling (LZ EB1)	25 kW	1
R20 Stanznieten (LZ EB2)	25 kW	1
R10 Kleben (LZ EB1)	25 kW	1
Photovoltaikanlage	20 kW	< 0,1

Kritisch sind in diesem Fallbeispiel der Leistungsanstieg des Schweißkonverters und die maximale Beschleunigung eines Roboters. Der Lastanstieg wird mit einem Verzögerungsglied erster Ordnung approximiert. Für den Schweißkonverter gilt Gleichung (127), für den Roboter Gleichung (128).

$$G_{LO,SK} = \frac{1}{\frac{s}{210 \text{ rad/s}} + 1} \quad (127)$$

$$G_{LO,R} = \frac{1}{\frac{s}{315 \text{ rad/s}} + 1} \quad (128)$$

Abbildung 6.26 bis Abbildung 6.28 zeigen das simulierte Übergangsverhalten. Es ist jeweils die Spannung am Knoten der Last sowie am Knoten des netzbildenden Teilnehmers dargestellt. Zusätzlich wird der Strom zwischen den Knoten dargestellt. Zunächst ist zu erkennen, dass das Übergangsverhalten mit dem Accumotive Speicher zu starken Spannungsschwingungen neigt. Es kommt zu einem Überschwingen von über 100 Prozent, was nicht akzeptabel ist. Wie zuvor beschrieben, sind den technischen Anpassungen des realen Aufbaus Grenzen gesetzt, sodass keine weitere Optimierung möglich ist.

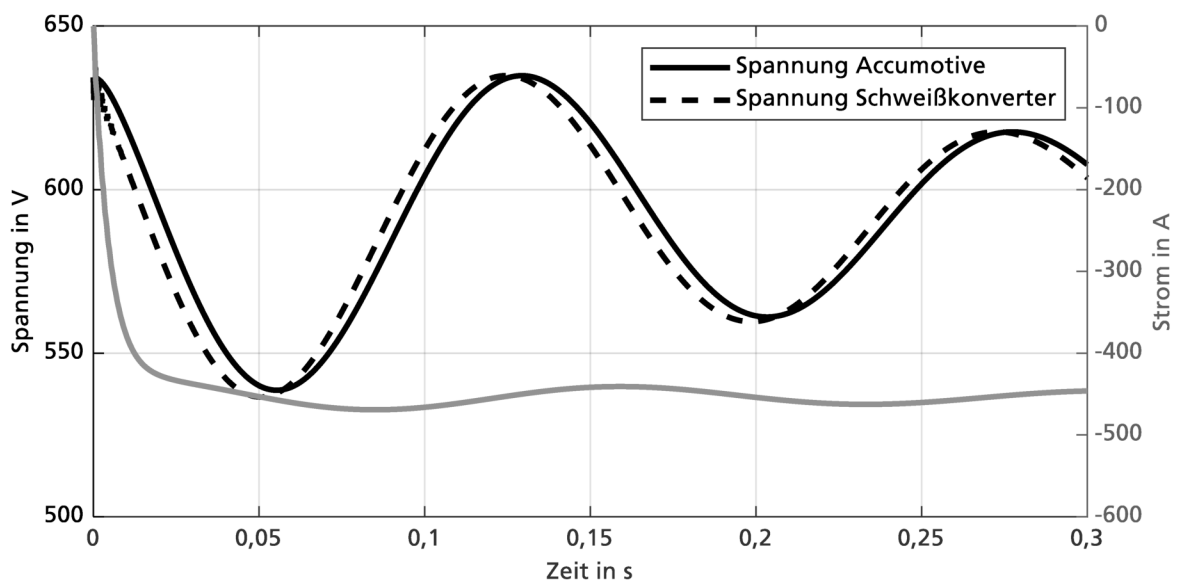


Abbildung 6.26: Übergangsverhalten Schweißimpuls mit Accumotive

Das Übergangsverhalten des Schwungmassenspeichers dagegen zeigt kein Überschwingen und kann somit die geforderten Spannungsgrenzen einhalten. Die Spannung an der Induktivität der Leitungen führt zu einem verzögerten Ansteigen des Stroms, während die Spannung in der Lastzone aufgrund des Ohm'schen Widerstands unterhalb der Spannung des aktiven Teilnehmers liegt. Die Spannung der Lastzone zeigt zu Beginn hochfrequente Schwingungen, die aufgrund der Netzresonanz entstehen.

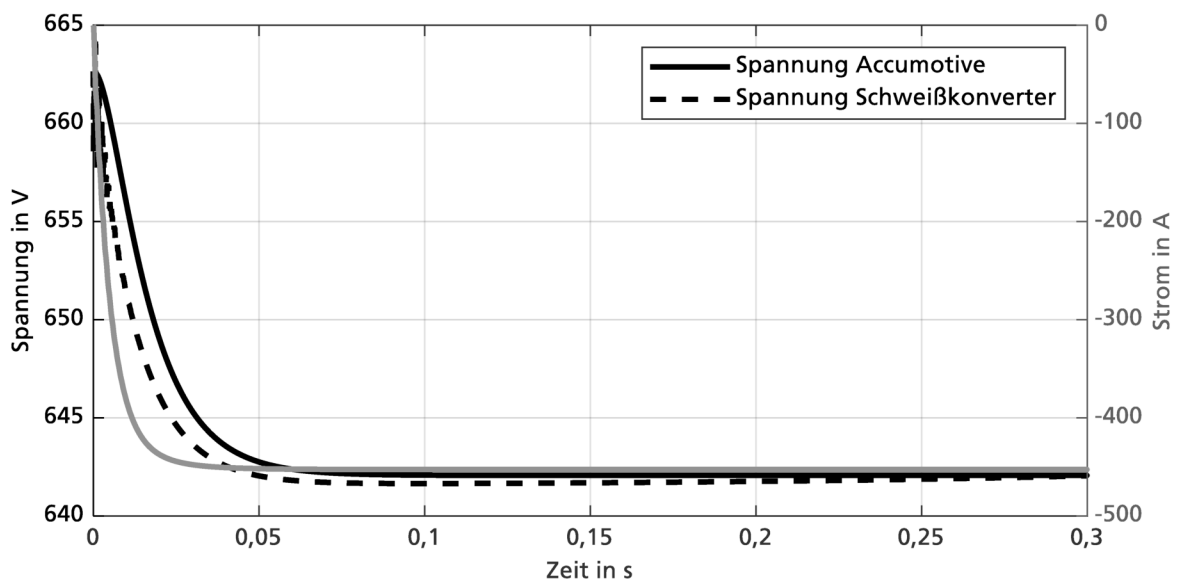


Abbildung 6.27: Übergangsverhalten Schweißimpuls mit Schwungmassenspeicher

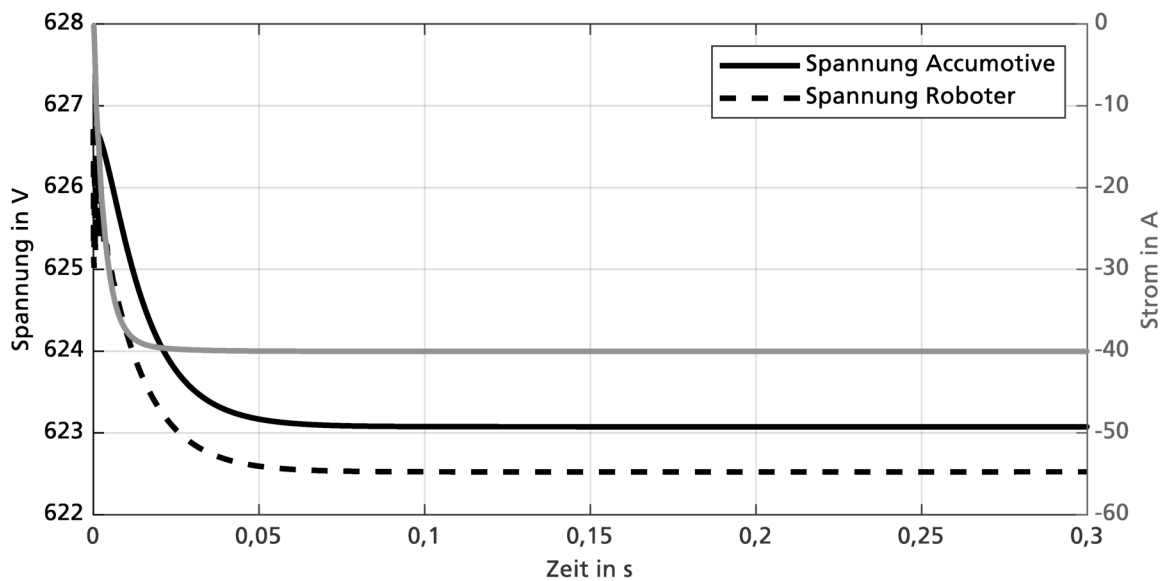


Abbildung 6.28: Übergangverhalten Roboter mit Schwungmassenspeicher

6.1.2 Experimentelle Validierung

Zur Validierung der Auslegung wurde das Verhalten des beschriebenen Versorgungssystems vermessen. Es soll im Folgenden hinsichtlich der Erfüllung des Zielsystems bewertet werden.

Abbildung 6.29 zeigt die Messung des Netzes für den Betriebsfall des Schweißens. In a) ist die Netzspannung am Kondensator, in b) der Strom des Schweißprozesses sowie des Roboters dargestellt. Die Speicherströme der Netzkoppelstelle, des Energiespeichers ADS-Tech sowie der PV-Anlage sind in c) dargestellt. Zuletzt werden die Ströme des Schwungmassenspeichers und des Energiespeichers Accumotive in d) gezeigt. Abbildung 6.30 stellt einen Detailausschnitt der Messung für einen Schweißimpuls vergrößert dar.

Der Lastzyklus kann in drei Bereiche unterteilt werden: Positionieren, Vorwärmphase und Verschweißen. Zwischen den Schweißpulsen wird das Werkzeug durch einen Roboter positioniert. Dies führt zu Lastströmen im Bereich von -10 bis 35 A. Wenn die Schweißzange geschlossen ist, kommt es zur Vorwärmphase, in der der Schweißprozess etwa 40 A für 500 ms bezieht. Darauf folgt das Verschweißen der Bleche, währenddessen der Strom für etwa 18 ms auf 550 A ansteigt.

Die Erzeugungsleistung der Photovoltaikanlage kann den Energiebedarf im Netz zum Zeitpunkt der Messung nicht decken. Das Netz wird bis zu einem Strom -85 Ampere durch die Netzkoppelstelle gespeist. Daher wird das Netz in der Vorwärmphase durch die Netzkoppelstelle gespeist. Nach 6,3 s sinkt die Einspeiseleistung ab, während die Erzeugungsleistung der Photovoltaikanlage ansteigt. Die

Messungen bestätigen somit, dass Anforderung 6 erfüllt wird, da die Netzkoppelstelle die Leistungsbilanz ausgleicht, wenn die Erzeugungsleistung der Photovoltaikanlage nicht ausreicht.

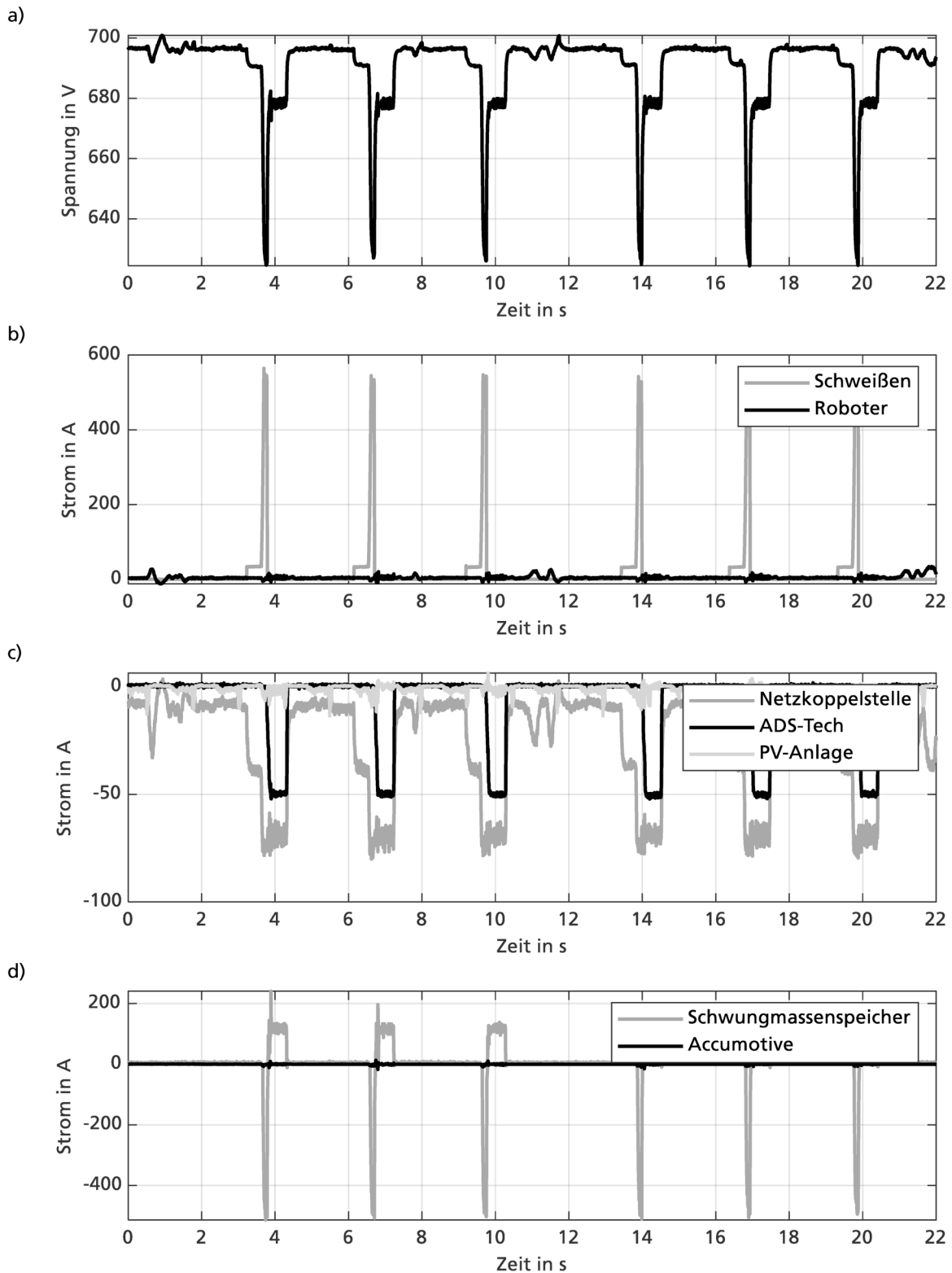


Abbildung 6.29: Messdaten für das Punktschweißen a) Spannungsverlauf, b) Lasten, c) Netzkoppelstelle, ADS-Tech, PV-Anlage sowie d) Schwungmassenspeicher und Accumotive

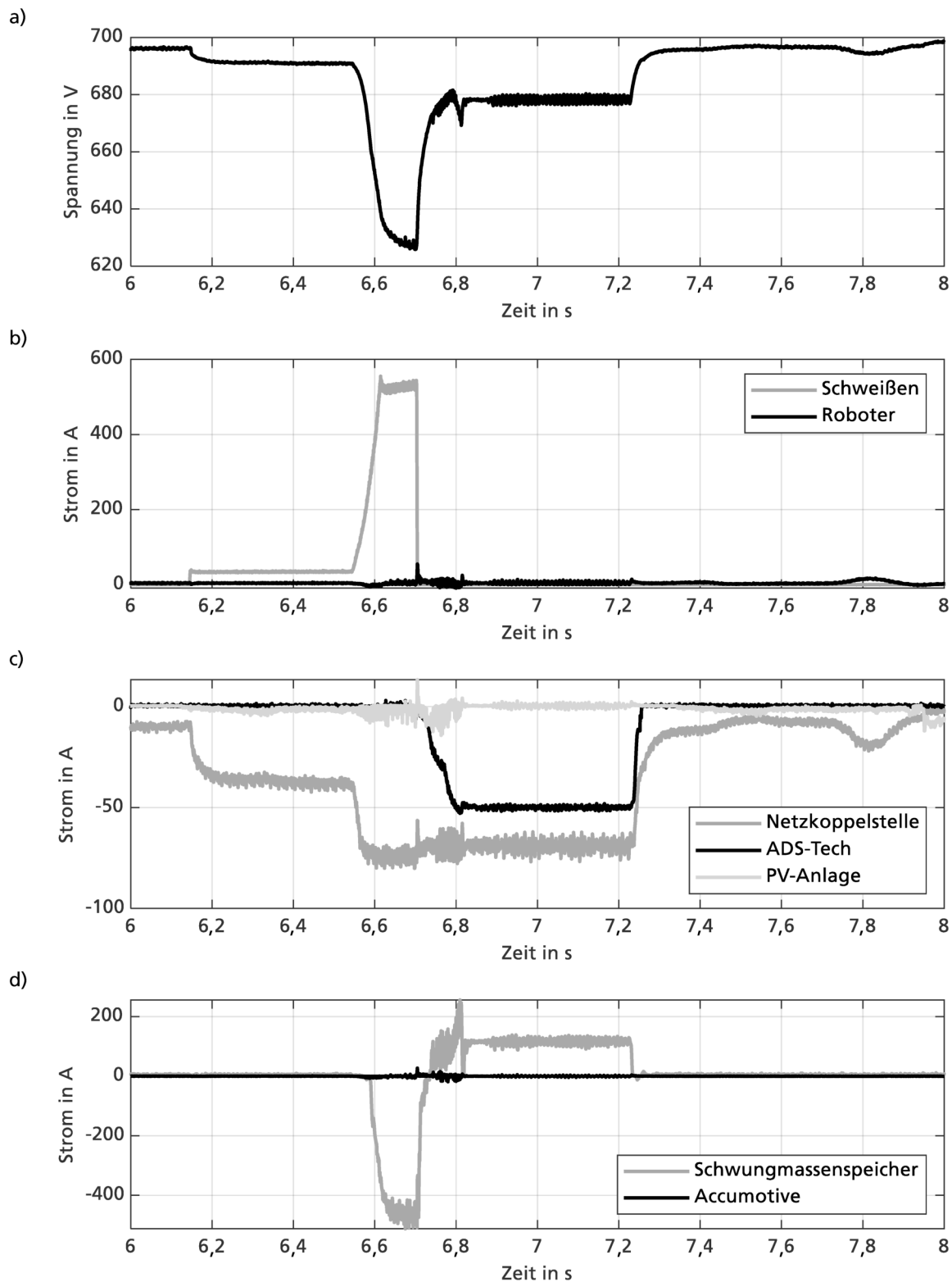


Abbildung 6.30: Vergrößerter Bildausschnitt für das Punktschweißen a) Spannungsverlauf, b) Lasten, c) Netzkoppelstelle, ADS-Tech, PV-Anlage sowie d) Schwungmassenspeicher und Accumotive

Für den Leistungsanstieg während des Verschweißens der Bleche reicht die Einspeiseleistung der Netzkoppelstelle nicht aus. Diese beschränkt den Strom auf -85 A. Folglich fällt die Spannung weiter ab und der Schwungmassenspeicher stützt das Netz. Die Messung zeigt, dass der Hauptteil des Schweißstroms durch den Schwungmassenspeicher getragen wird. Die Spannung des Netzes fällt dabei nicht unter 621 V, sodass der Energiespeicher Accumotive das Netz nicht stützt. Die Messungen zeigen, dass die Anforderung 8, dass der Schwungmassenspeicher die Lastspitzen des Schweißprozesses ausgleicht, erfüllt wird. Weiterhin kann in den Messungen bewiesen werden, dass die in den Anforderungen 8 und 9 aufgeführte Priorisierung eingehalten wird, da ausschließlich der Schwungmassenspeicher zum Spitzenlastausgleich eingesetzt wird.

Sobald die Leistung für das Verschweißen der Bleche abfällt, steigt die Spannung im Netz erneut an. Der Schwungmassenspeicher reduziert seine Einspeiseleistung bis 674 Volt und beginnt mit der Nachladung. Das System ist nach etwa 400 Millisekunden erneut vollständig geladen und stoppt die Stromaufnahme. Somit ist Anforderung 5 erfüllt.

Um den Leistungsausgleich des Energiespeichers Accumotive zu testen, wurde der gleiche Versuchsablauf mit deaktiviertem Schwungmassenspeicher durchgeführt (Abbildung 6.31). Der Spitzenlastausgleich durch den Accumotive Energiespeicher schlägt fehl. Die Messung zeigt, dass die Spannung während der Vorwärmphase stabil bleibt, da die Netzkoppelstelle die erforderliche Leistung in das Netz einspeist. Mit Beginn des Schweißprozesses sinkt die Spannung hingegen rapide ab. Der Schweißimpuls wird durch den Kondensatorspeicher gespeist. Da der Energiespeicher Accumotive keinen Strom in das Netz stellt, sinkt die Spannung unter die passive Gleichrichterspannung. Der Leistungswandler der Netzkoppelstelle kann in diesem Fall bauartbedingt den Strom nicht mehr begrenzen. Letztlich löst der Schutzschalter aufgrund der Unterspannung bei 400 V aus.

Der Grund für dieses Verhalten liegt darin begründet, dass der Leistungswandler des Accumotive Energiespeichers der Stromanstiegsgeschwindigkeit nicht folgen kann. Dies ist durch zwei technische Eigenschaften des Leistungswandlers bedingt, die durch das Einstellen der Regelung nicht beeinflussbar sind. Die Regelschleife folgt, wie in Abbildung 6.32 gezeigt, der Regelkennlinie, besitzt aber intern eine hohe Totzeit und eine geringe Bandbreite beim Erfassen des internen Stroms und der Spannung am Ausgang. Neben diesem Effekt besitzt der Leistungswandler eine Einschalthysterese, die kleine Ströme aus Effizienzgründen vermeidet. Diese Einschalthysterese sorgt für eine nichtlineare Verzögerung im Übertragungsverhalten der Strecke. Die Messungen zeigen, dass Anforderung 9

nicht erfüllt wird. Das Verhalten kann durch eine veränderte Auslegung der hier betrachteten Regelschleife nicht korrigiert werden.

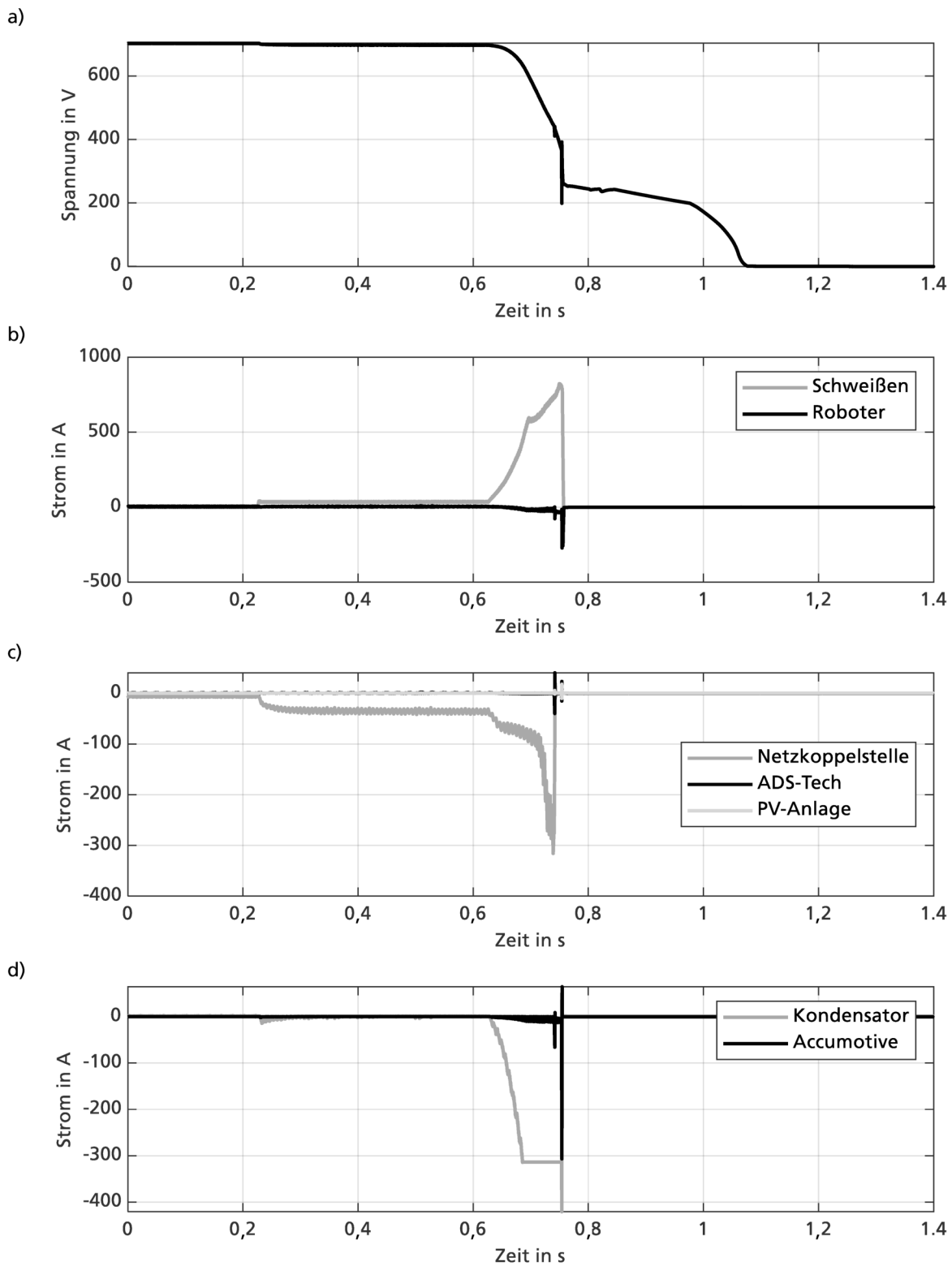


Abbildung 6.31: Punktschweißen ohne Schwungmassenspeicher a) Spannungsverlauf, b) Lasten, c) Netzkoppelstelle, ADS-Tech, PV-Anlage sowie d) Kondensator und Accumotive

Das Nachladeverhalten des Energiespeichers Accumotive konnte in den bisherigen Messungen nicht nachgewiesen werden. Daher wurde der Speicher zunächst entladen und anschließend die Regelkennlinienschleife aktiviert. Abbildung 6.32 zeigt das gemessene Verhalten. Die Netzspannung wird durch die Netzkoppelstelle aufgebaut. Zur Sekunde 40 wird der Energiespeicher Accumotive zugeschaltet. Wie gefordert, beginnt dieser mit der Nachladung mit etwa 10 Kilowatt.

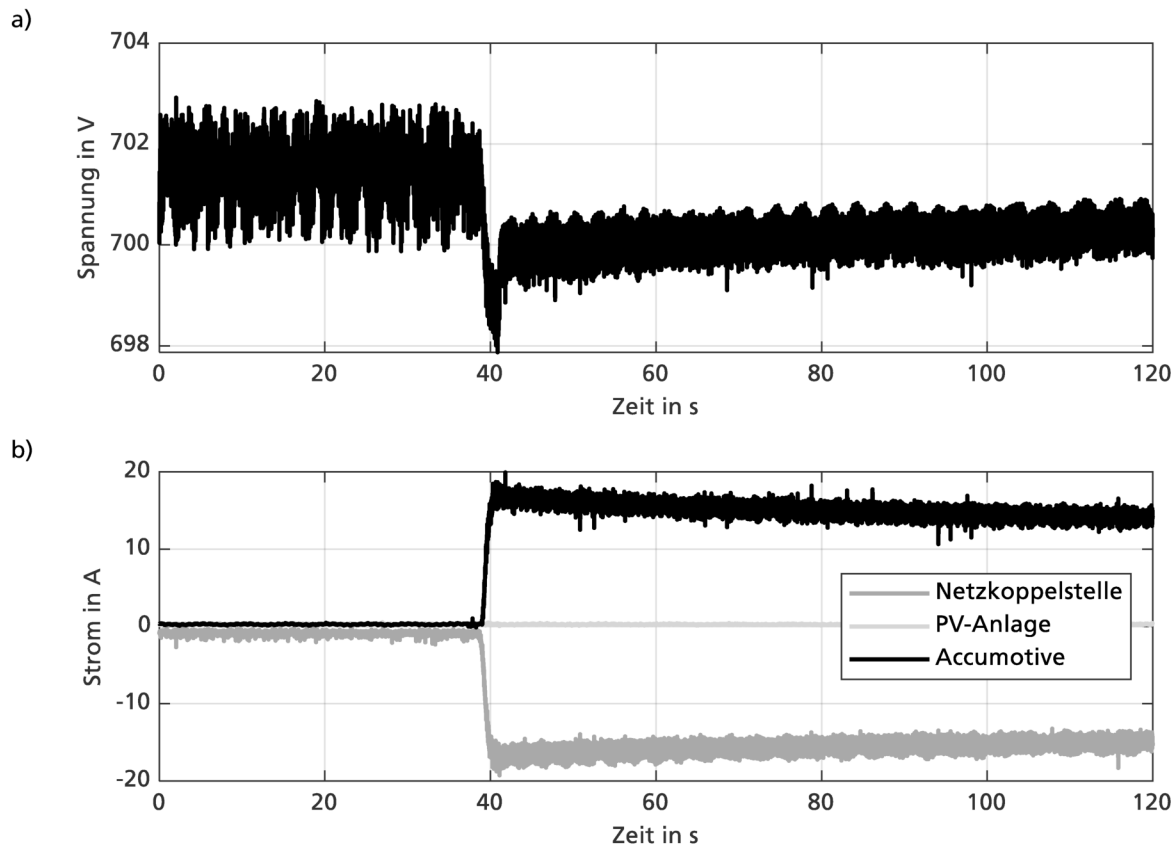


Abbildung 6.32: Nachladeverhalten Accumotive Energiespeicher

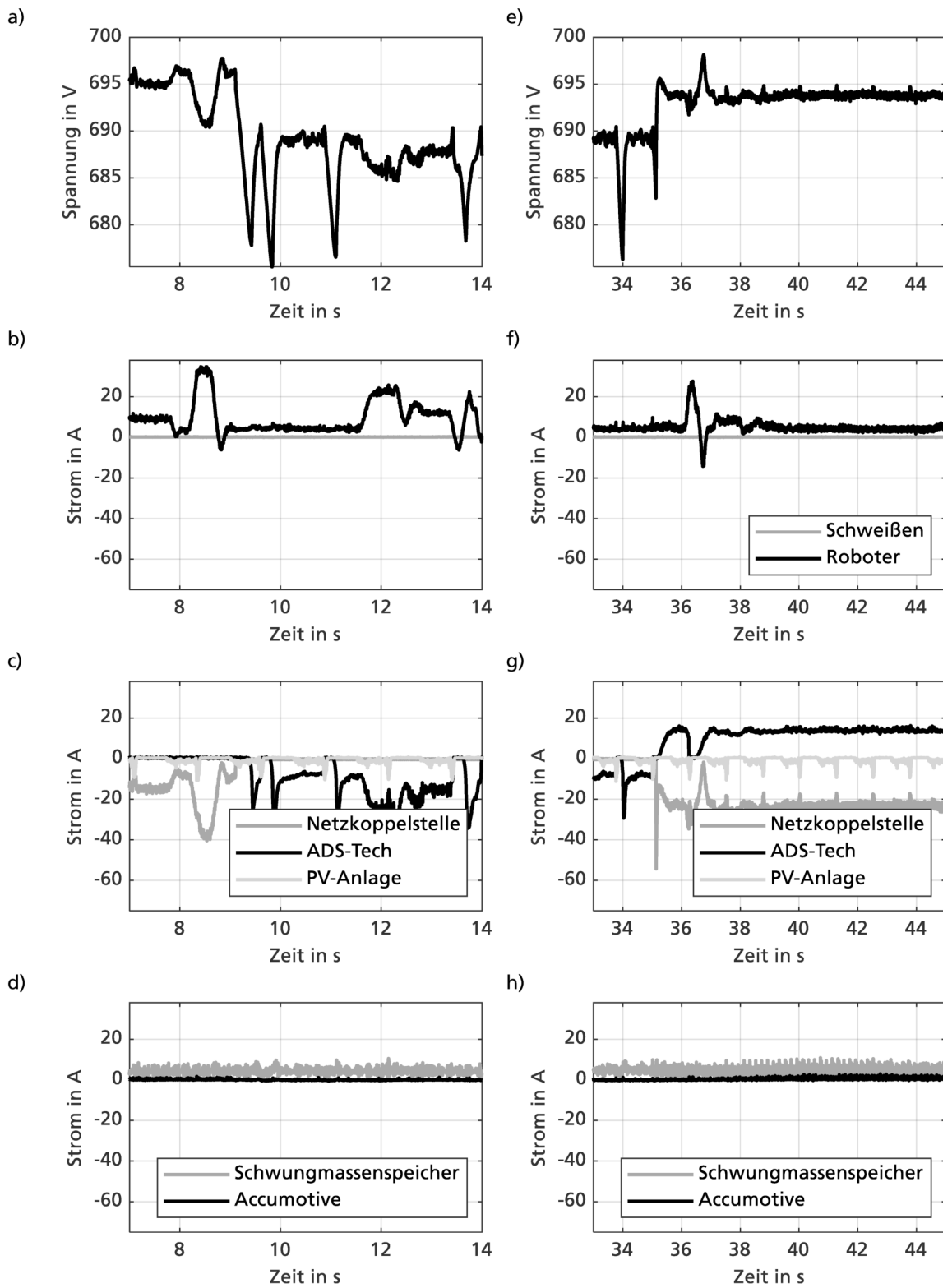


Abbildung 6.33: Verhalten des Netzes bei Netzausfall (a-d) und Netzwiederkehr (e-f)

Abbildung 6.33 zeigt den Spannungsverlauf a), den Laststrom b), die Einspeiseströme der Netzkoppelstelle, des ADS-Tech, der PV-Anlage c), des Schwungmassenspeichers und des Accumotive d) für den Netzausfall. Zum Zeitpunkt 9,5 s wird die Netzkoppelstelle ausgeschaltet und stoppt die Einspeisung. Die Spannung fällt ab, bis der Energiespeicher ADS-Tech beginnt, wie in der Regelkennlinie eingestellt, den Ausgleich der Leistungsabnahme im Netz zu übernehmen. Die Last selbst wird von diesem Übergang nicht beeinflusst, sodass die Anforderung 10, dass der Energiespeicher ADS-Tech die netzbildende Funktion im Fall eines Ausfalls der Netzkoppelstelle übernehmen soll, vollständig erfüllt wird. Die Abbildungen 6.23 e-h) zeigen das Systemverhalten bei Netzwiederkehr. Zum Zeitpunkt 35 s wird die Netzkoppelstelle im laufenden Betrieb erneut zugeschaltet. Die Netzkoppelstelle hebt die Spannung an und der ADS-Tech stoppt die Einspeiseleistung. Direkt im Anschluss beginnt der ADS-Tech die Nachladung mit etwa 15 A. Mehr noch stoppt der ADS-Tech die Nachladung zwischen Sekunde 36 und 37, da die Last über einen Grenzwert von 10 kW ansteigt. Damit zeigt die Messung, dass Anforderung 3 vollständig erfüllt wird.

Die Anforderungen 2 und 7 betreffen das Verhalten der Photovoltaikanlage. Abbildung 6.34 zeigt das Systemverhalten für die aktivierte Netzkoppelstelle und Photovoltaikanlage. Die Photovoltaikanlage speist das Netz mit einem Strom von etwa 5 A. Dieser Stromfluss wird mit einer Frequenz von 1 Hz unterbrochen. Dieses Verhalten ist im sekundären Regelkreis begründet, der die Einspeiseleistung der Anlage maximiert. Die Photovoltaikanlage folgt der maximalen Erzeugungsleistung der Module, da die Spannung im Netz nicht über 707 V liegt. Ähnliches Verhalten zeigt die Photovoltaikanlage auch in den Abbildungen 6.23 c) und g) sowie in Abbildung 6.29 c). Die Messungen bestätigen, dass Anforderung 7 erfüllt wird.

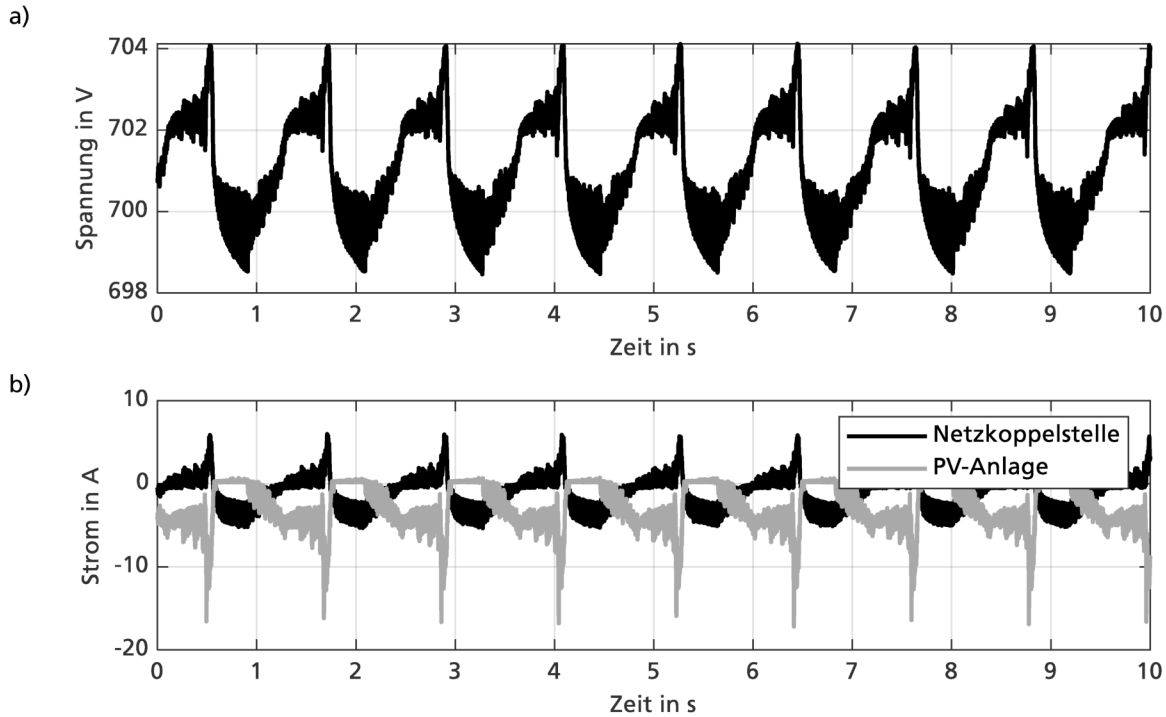


Abbildung 6.34: Einspeiseverhalten der Photovoltaikanlage a) Netzspannung, b) Ströme der Netzkoppelstelle und der PV-Anlage

Der Laststrom im gezeigten Versuchsfall in Abbildung 6.34 ist so gering, dass der Einspeisestrom der Photovoltaikanlage ausreicht, damit die Netzkoppelstelle den Einspeisestrom auf null absenkt. Mehr noch beginnt die Netzkoppelstelle einen geringen Anteil der Energie in das Wechselstromnetz zurückzuspeisen. Anforderung 2 ist damit erfüllt.

Tabelle 6.17 wiederholt die funktionalen Anforderungen des Anwenders. Tabelle 6.18 fasst die Ergebnisse der Validierung hinsichtlich der Erfüllung der Nutzeranforderungen.

Tabelle 6.17: Funktionale Anforderungen des Anwenders

Nummer	Teilnehmer	Beschreibung
1	Photovoltaikanlage	Die Photovoltaikanlage soll ihre Erzeugungsleistung drosseln, wenn diese nicht durch andere Teilnehmer im Netz aufgenommen wird.
2	Netzkoppelstelle	Die Netzkoppelstelle soll überschüssige regenerative Erzeugungsleistung in das Verbundnetz zurückspeisen, wenn die Energiespeicher geladen sind und bevor die Photovoltaikanlage gedrosselt wird.
3	Energiespeicher ADS-Tech	Der Energiespeicher ADS-Tech muss nachgeladen werden, wenn die Entnahmelistung im Netz unterhalb 10 kW liegt
4	Energiespeicher-Accumotive	Der Energiespeicher Accumotive muss nachgeladen werden, wenn die Entnahmelistung im Netz unterhalb 10 kW liegt
5	Schwungmassenspeicher	Der Schwungmassenspeicher muss nachgeladen werden, wenn die Entnahmelistung im Netz unterhalb 30 kW liegt.

Nummer	Teilnehmer	Beschreibung
6	Netzkoppelstelle	Die Netzkoppelstelle soll die Leistungsbilanz ausgleichen, wenn die Erzeugungsleistung der Photovoltaikanlage nicht ausreicht.
7	Photovoltaikanlage	Die Photovoltaikanlage muss die maximale Erzeugungsleistung in das Netz einspeisen.
8	Schwungmassenspeicher	Der Schwungmassenspeicher muss die dynamischen Lastspitzen des Punktschweißens anhand Spannungsabweichung erkennen und bis zu seiner Nennleistung ausgleichen.
9	Energiespeicher-Accumotive	Der Energiespeicher Accumotive muss dynamische Lastspitzen anhand von Spannungsabweichung erkennen und bis zu seiner Nennleistung ausgleichen, wenn die Leistung oder Kapazität des Schwungmassenspeichers nicht ausreicht.
10	Energiespeicher ADS-Tech	Der Energiespeicher ADS-Tech soll die netzbildende Funktion übernehmen, wenn die Netzkoppelstelle ausfällt.

Tabelle 6.18: Erfüllung der Nutzeranforderungen

Nutzeranforderung	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Erfüllungsgrad	●	●	●	●	●	●	●	●	○	●

Legende:

● vollständig erfüllt ◐ teilweise erfüllt ○ nicht erfüllt

Abbildung 6.35 zeigt das Ausgangsverhalten der Netzkoppelstelle, des Schwungmassenspeichers und des Energiespeichers ADS-Tech für den Betrieb der Fertigungszelle mit Schweißen in der Stromspannungsebene. Im Abgleich mit den gewünschten Regelkennlinien zeigt sich, dass die Teilnehmer der dynamischen Anregung nicht perfekt entlang der Regelkennlinien folgen. Allerdings ist das gewünschte Auslegungsverhalten klar zu erkennen und kann, wie zuvor gezeigt, genutzt werden, um das Systemverhalten geeignet einzustellen.

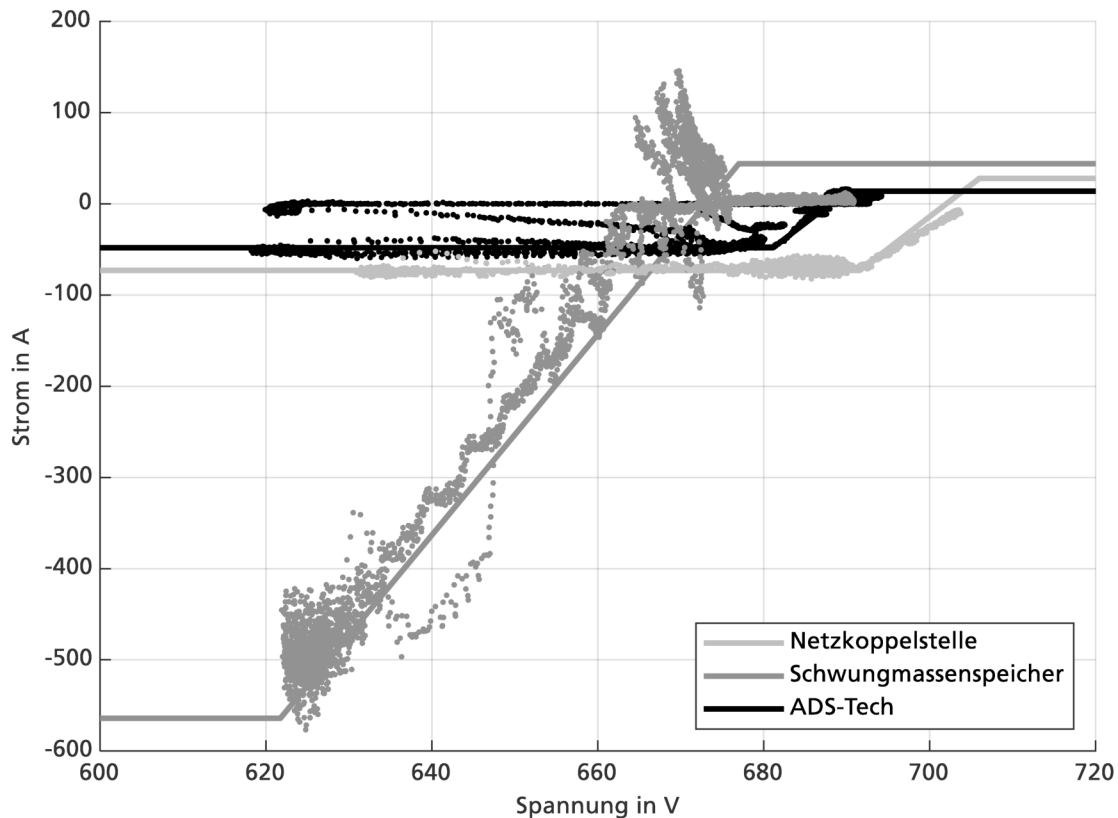


Abbildung 6.35: Darstellung des Ausgangsstroms über die Netzspannung

Hinsichtlich des Zielkriteriums Stabilität zeigen die Messungen, dass das System in keinem Betriebspunkt aufschwingt. Weiterhin kommt es zu keinen Schwingungen zwischen den aktiven Teilnehmern und das Netz folgt der Last, sodass das System als klein- sowie großstabil angesehen werden kann. Wird der Zusatzkondensator vom Netz getrennt, kommt es zur Instabilität. Dies wurde durch die Auslegung vorhergesagt.

Die Übergangsstabilität ist für die Konfiguration mit Schwungmassenspeicher gegeben. Sie wird allerdings, wie in Abbildung 6.31 abgebildet, ohne diesen allein mit dem Energiespeicher Accumotive für die Schweißapplikation nicht erreicht.

Allein isolierte Messungen beim Zuschalten (Abbildung 6.32) zeigen durch die sprunghafte Anregung das Überschwingverhalten der Ströme und Spannungen. Im Betrieb mit den Robotern und während des Schweißprozesses ist dieses Verhalten nicht zu beobachten, was vermutlich daran liegt, dass diese Resonanzen nicht angeregt werden.

Zuletzt zeigt sich an keinem der Übergangspunkte ein instabiles Verhalten. Allerdings fällt auch kein Übergangspunkt mit einem länger anstehenden Betriebspunkt des Netzes zusammen. Dies wurde in der Auslegung so erwartet.

6.2 Fallbeispiel Hallenversorgung

Im Fallbeispiel der Hallenversorgung wird ein Gleichspannungs-Mikronetz für die Versorgung der Lüftungsanlagen betrachtet. Abbildung 6.37 zeigt das Schema der betrachteten Anlage. Das Gleichspannungs-Mikronetz ist mit einer Leistung von 1 MW über einen aktiven Gleichrichter (Netzkoppelstelle) mit dem Wechselspannungsverbundnetz verbunden. Ein Energiespeicher mit einer Speicherkapazität von 1,4 MWh und einer Leistung von 1,4 MW Lade- oder Entladeleistung kann Leistung und Energie bereitstellen und speichern.

Acht Lüftungsanlagen mit einer elektrischen Leistung von jeweils 62 kW sind mit Leistungswandlern am Gleichstromnetz angeschlossen.

6.2.1 Auslegung

Der folgende Abschnitt beschreibt die Anwendung der in Kapitel 5 vorgestellten Auslegungsmethode für das Fallbeispiel Hallenversorgung.

Schritt 1: Auslegungsmodell erzeugen (Abbildung 6.36)

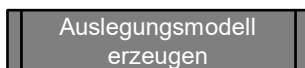


Abbildung 6.36: Auslegungsmodell erzeugen Fallbeispiel 2

Die Energieübertragung findet über eine 400 m lange Stromschiene (t1) statt, die im Fall der Netzkoppelstelle und des Energiespeichers bis zu den Leistungswandlern führt. Die Lüftungsanlagen sind über 30 m Stichleitungen (t2) an das Netz angebunden.

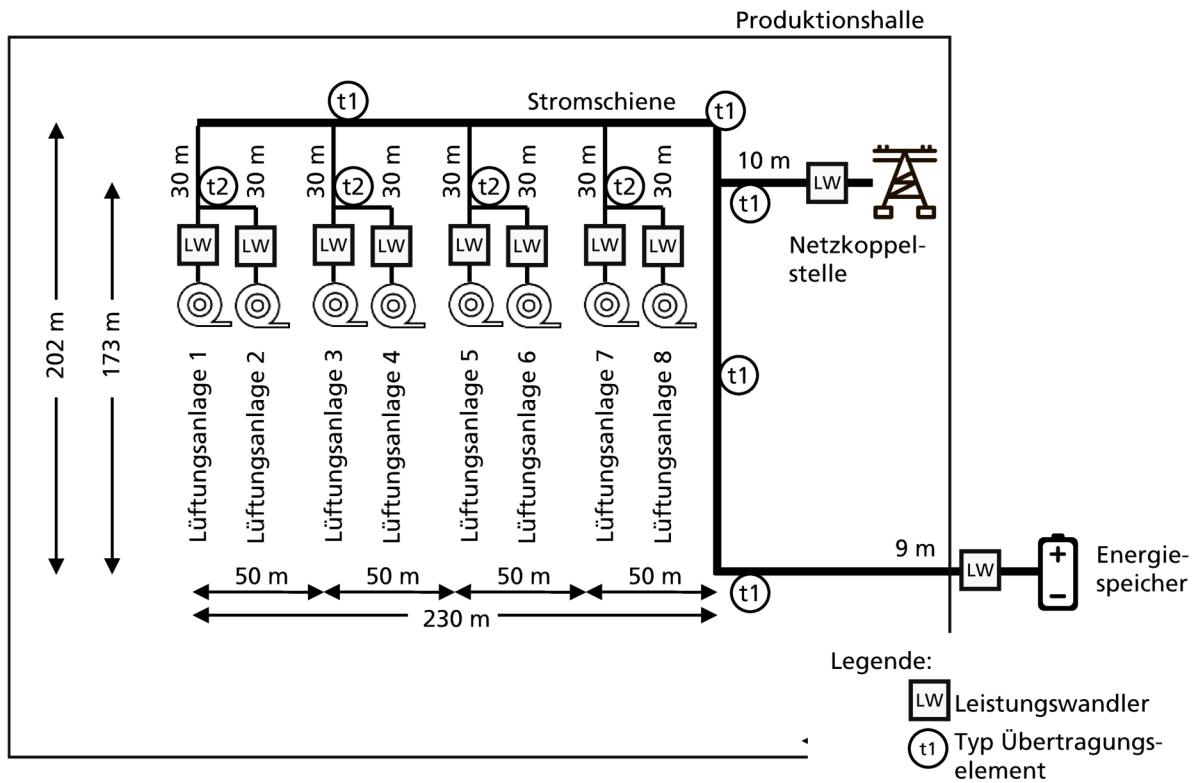


Abbildung 6.37 Referenznetz Hallenversorgung

Das Regelungssystem dieser Anlage soll die in Tabelle 6.19 gezeigten, durch den Anwender definierten funktionalen Anforderungen erfüllen. Tabelle 6.20 fasst die Modellparameter der aktiven Teilnehmer zusammen.

Tabelle 6.19: Anforderungen an die Netzregelung

Nummer	Teilnehmer	Beschreibung
1	Netzkoppelstelle	Die Netzkoppelstelle soll auf die Änderung einer Nutzereinstellung eine bestimmte Leistung aus dem Wechselstromnetz in das Gleichstromnetz einspeisen.
2	Netzkoppelstelle	Die Netzkoppelstelle soll nach einer Nutzereinstellung eine bestimmte Leistung von dem Gleichstromnetz in das Wechselstromnetz zurückspeisen.
3	Netzkoppelstelle	Die Netzkoppelstelle soll die Leistung im Netz ausgleichen, wenn der Speicher keine Leistung bereitstellen kann.
4	Energiespeicher Mercedes Benz Energy	Der Energiespeicher soll den mittleren Leistungsbedarf im Netz ausgleichen, wenn die Netzkoppelstelle eine Leistungsanforderung vom Nutzer bekommt..

Tabelle 6.20: Modellparameter der aktiven Teilnehmer

Parameter	Netzkoppelstelle	Energiespeicher Mercedes Benz Energy
P_{NE}	-1000 kW	-650 kW

Parameter	Netzkoppelstelle	Energiespeicher Mercedes Benz Energy
P_{NR}	1000 kW	650 kW
i_{SGA}	1800 A	1200 A
G_{CU}	unbekannt	unbekannt
C_n	$1,35 \cdot 10^{-3} F$	$16,1 \cdot 10^{-3} F$
ω_{OF}	kein Ausgangsfilter	kein Ausgangsfilter
D		

Tabelle 6.6 fasst die Prozessparameter der Lasten für das Auslegungsmodell zusammen. Der Zwischenkreis der Leistungswandler in den Lüftungsanlagen 5, 7, 9 und 11 ist über Gleichrichtdioden von dem Netz entkoppelt. Diese Anlagen bringen keine Kapazität in das Netz ein.

Tabelle 6.21: Modellparameter der Lasten

Parameter	Lüftungsanlage 4	Lüftungsanlage 5	Lüftungsanlage 6	Lüftungsanlage 7	Lüftungsanlage 8	Lüftungsanlage 9	Lüftungsanlage 10	Lüftungsanlage 11
P_n	-61,5 kW	-61,5 kW	-61,5 kW	-61,5 kW	-61,5 kW	-61,5 kW	-61,5 kW	-61,5 kW
C_n	4,65 mF	0 mF	4,65 mF	0 mF	4,65 mF	0 mF	4,65 mF	0 mF
ω_{OF}	32 Hz	32 Hz	32 Hz	32 Hz	32 Hz	32 Hz	32 Hz	32 Hz
D	0,0003	0,0003	0,0003	0,0003	0,0003	0,0003	0,0003	0,0003

Tabelle 6.7 zeigt die Parameter der Übertragungselemente.

Tabelle 6.22: Modellparameter der Übertragungselemente

Symbol	Querschnitt	Widerstandsbelag	Induktivitätsbelag	Kapazitätsbelag
t1	2044 mm ²	0,016 mΩ/m	0,048 μH/m	29,5 pF/m
t2	50 mm ²	0,393 mΩ/m	0,214 μH/m	119 pF/m
t3	100 mm ²	0,197 mΩ/m	0,211 μH/m	119 pF/m

Das sich aus diesen Parametern ergebende Admittanzmodell ist in Abbildung 6.57 dargestellt. Die Admittanzwerte sind in Tabelle A 5 im Anhang zusammengefasst.

Schritt 2: Systemidentifikation (Abbildung 6.38)

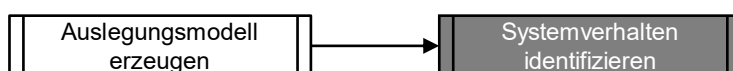


Abbildung 6.38: Systemverhalten identifizieren Fallbeispiel 2

Das Netz besitzt zwei Leistungswandler, für die das Übertragungsverhalten des Stromsollwerts auf den Ausgangsstrom beschrieben werden muss.

Abbildung 6.39 zeigt den Aufbau des Leistungswandlers für die Netzkoppelstelle. Es handelt sich um zwei aufeinanderfolgende Leistungsstufen. Die erste Stufe besteht aus einer Drehstromdrossel L_d mit einer Induktivität von 0,17 mH und einer Drehstrombrücke, die hier vereinfacht in Wirkstromrichtung dargestellt wird. Diese Stufe baut einen Zwischenkreis mit einer Sollspannung von 800 V auf. Die Kapazität des internen Zwischenkreises C_{in} ist 18,75 mF. Die Zwischenkreisspannung wird über eine PI-Regler G_{PI} zurückgeführt. Stellgröße ist der Wirkstrom i_d , der über einen Hystereseregler eingestellt wird.

Der Strom in Richtung des Gleichstromnetzes i_1 wird durch zwei parallel geschaltete Tiefsetzsteller eingestellt. Jeder dieser Tiefsetzsteller besitzt eine Spuleninduktivität L_1 und L_2 von 0,2 mH. Der Sollwert für den Primärstrom i_1^* wird hälftig auf die beiden Tiefsetzsteller aufgeteilt. Der Strom über die Spulen i_{SP1} und i_{SP2} wird jeweils mit einem Hystereseregler eingestellt. Die Kapazität C_1 beträgt 1,4 mF.

Die Gleichrichtstufe wird anhand des Sollwerts i_1^* vorgesteuert. Der Vorsteuerwert wird über das Verhältnis der Spannungen v_1 und $v_{d,AC}$ nachgeführt.

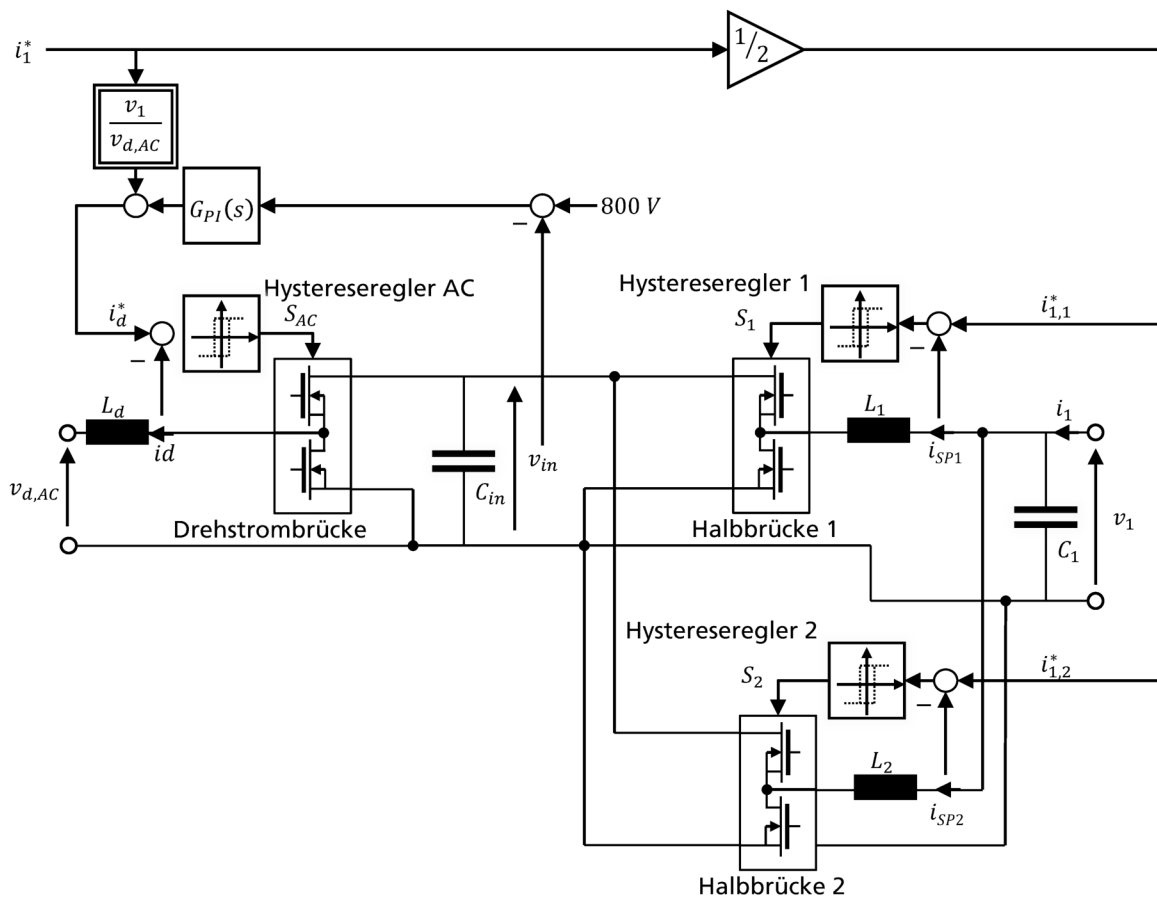


Abbildung 6.39: Bekannte Struktur des Leistungswandlers für die Netzkoppelstelle

Abbildung 6.40 zeigt die Struktur des Leistungswandlers für den Energiespeicher Mercedes Benz Energy. Es handelt sich um vier parallel geschaltete Hochsetzsteller mit einer jeweiligen Spuleninduktivität L_1 bis L_4 von 0,4 mH und einer Zwischenkreiskapazität C_2 von 16,1 mF. Jeder der Hochsetzsteller ist sekundärseitig mit einem elektrochemischen Energiespeicher mit den Spannungen v_{ESS1} bis v_{ESS4} verbunden. Eingang des Leistungswandlers ist der Stromsollwert i_2^* . Dieser wird gleichmäßig über die vier Hochsetzsteller aufgeteilt und mit einer Parameternachführung auf den jeweiligen sekundärseitigen Strom $i_{2,1}^*$ bis $i_{2,4}^*$ umgerechnet. Der Spulenstrom jedes Hochsetzstellers wird über einen Hystereseregler eingestellt.

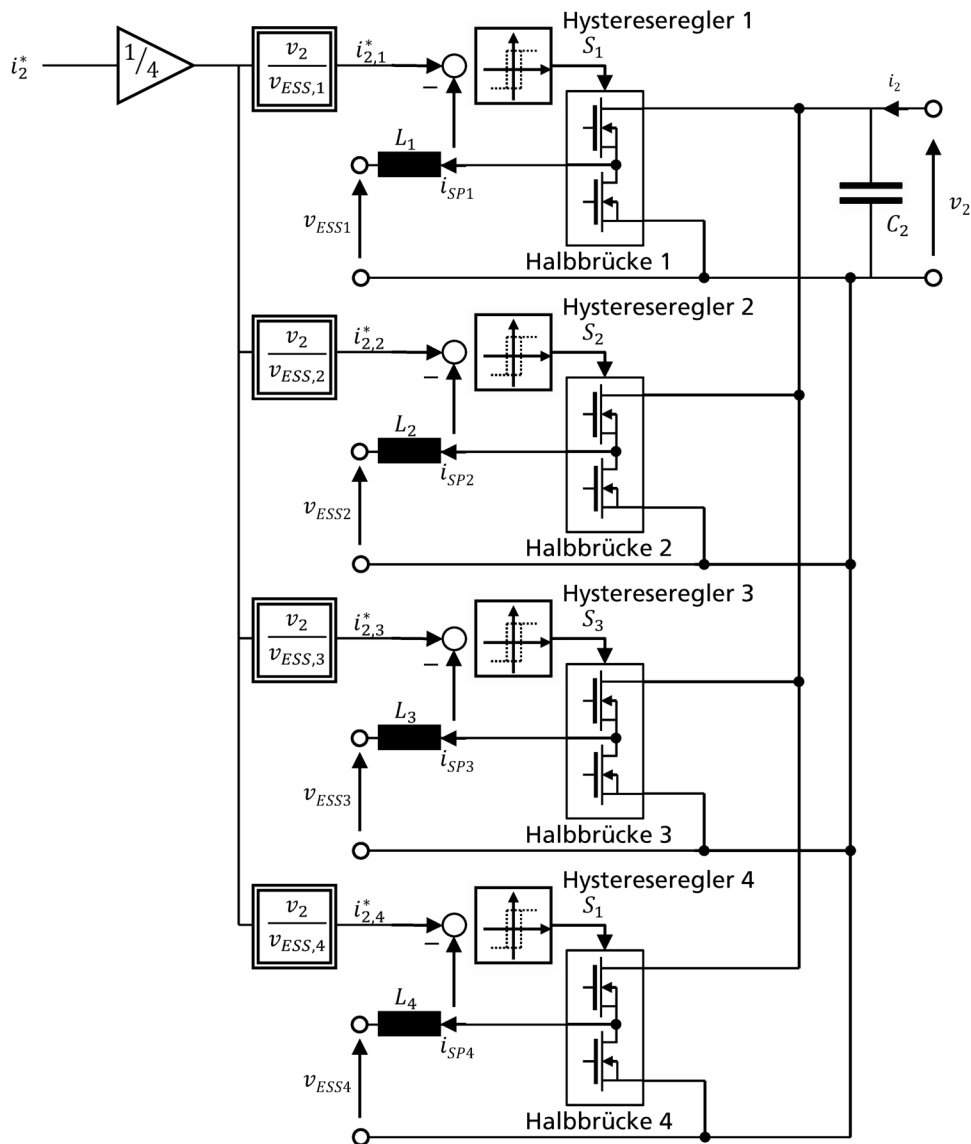


Abbildung 6.40: Bekannte Struktur des Leistungswandlers für den Energiespeicher Mercedes Benz Energy

Das Übertragungsverhalten der beiden Leistungswandler wird mit einem Grey Box-Modell identifiziert. Bekannt ist die Totzeit der Regelstrecke τ_t mit $750 \mu s$, sowie das Übertragungsverhalten der Kapazitäten im Zwischenkreis C_n und deren Größe. Zusätzlich wird erwartet, dass die Dynamik der Hystereseregler durch einen dominanten Pol mit der Frequenz ω_{CU} approximiert werden kann (123).

$$G_{P,n} = \frac{v_n}{i_n^*} = \frac{1}{s \cdot C_n} \cdot \frac{1}{s/\omega_{CU,n} + 1} \cdot e^{-s \cdot \tau_{t,n}} \quad (129)$$

Zur Identifikation wird die Spannungsverstärkung k_P verändert und die Sprungantwort der Spannung v aufgrund eines Sprungs der Sollspannung v^* gemessen (Abbildung 6.41). Der Parameter ω_{CU} wird anhand eines Abgleichs von Messung und Modellierung numerisch berechnet.

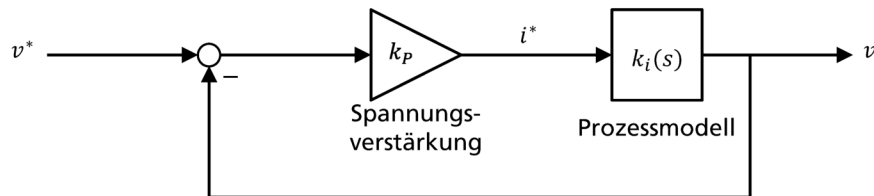
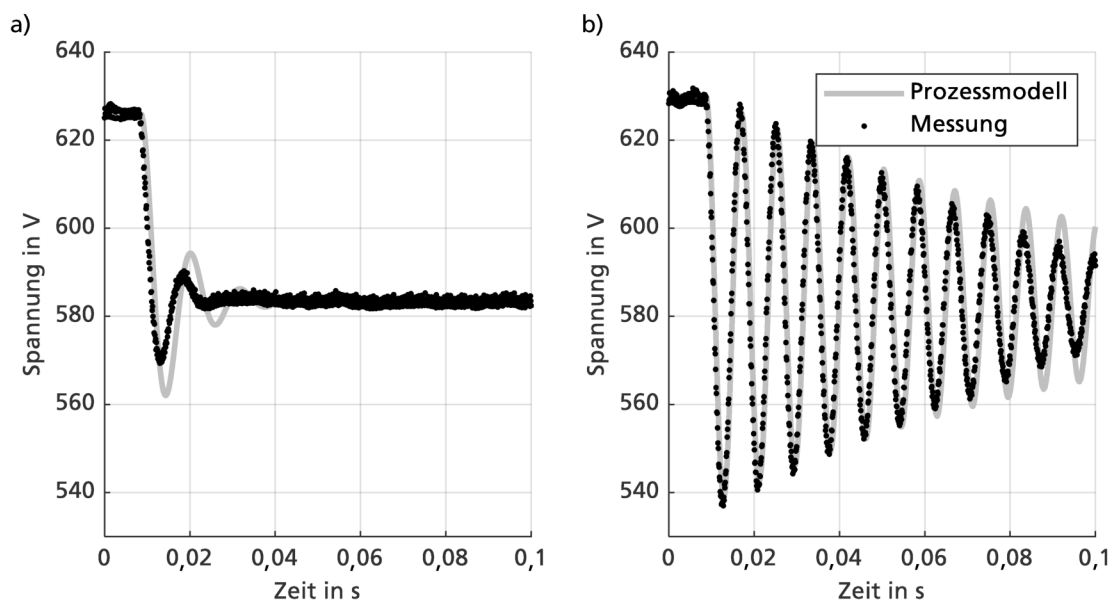


Abbildung 6.41: Messtechnischer Ansatz zur Identifikation

Für die Netzkoppelstelle wird eine Frequenz ω_{CU} von 504,5 rad/s ermittelt. Abbildung 6.42 zeigt den Vergleich zwischen Messung und Modellierung. Für das Speichersystem wird eine Frequenz ω_{CU} von 512,7 rad/s ermittelt. Abbildung 6.43 vergleicht Messung und Modellierung.



**Abbildung 6.42: Ergebnis der Systemidentifikation für die Netzkoppelstelle mit a) $k_P = 1 \text{ A/V}$
b) $k_P = 2 \text{ A/V}$**

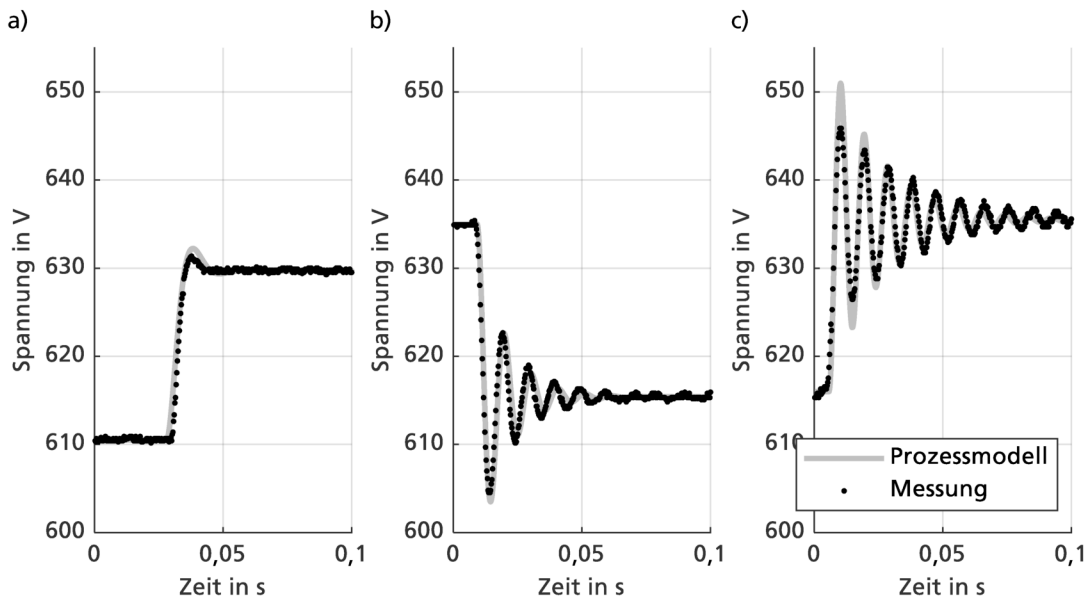


Abbildung 6.43: Ergebnis der Systemidentifikation für das Speichersystem mit a) $k_p = 5 \text{ A/V}$ b) $k_p = 12 \text{ A/V}$ und c) $k_p = 16 \text{ A/V}$

Tabelle 6.23: Ergebnisse der Systemidentifikation

Teilnehmer	Prozessmodell	Kovarianz der Residuen zum Eingangssignal		
		Messreihe a	Messreihe b	Messreihe c
Netzkoppelstelle	$G_{CU} = \frac{1}{1,98 \cdot 10^{-3} \cdot s + 1} \cdot e^{-s \cdot 750 \mu s}$	0,39	-0,16	-
Energiespeicher Mercedes-Benz Energy	$G_{CU} = \frac{1}{1,95 \cdot 10^{-3} \cdot s + 1} \cdot e^{-s \cdot 750 \mu s}$	-0,23	-0,05	0,29

Schritt 3: Funktionale Zustände entwerfen (Abbildung 6.44)

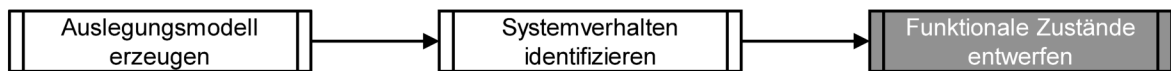


Abbildung 6.44: Funktionale Zustände entwerfen Fallbeispiel 2

Die funktionalen Zustände werden von den Anforderungen des Anwenders in Tabelle 6.19 abgeleitet. Es entstehen drei Zustände, die jeweils einer Funktion und einem Teilnehmer zugeordnet sind (Abbildung 6.45).

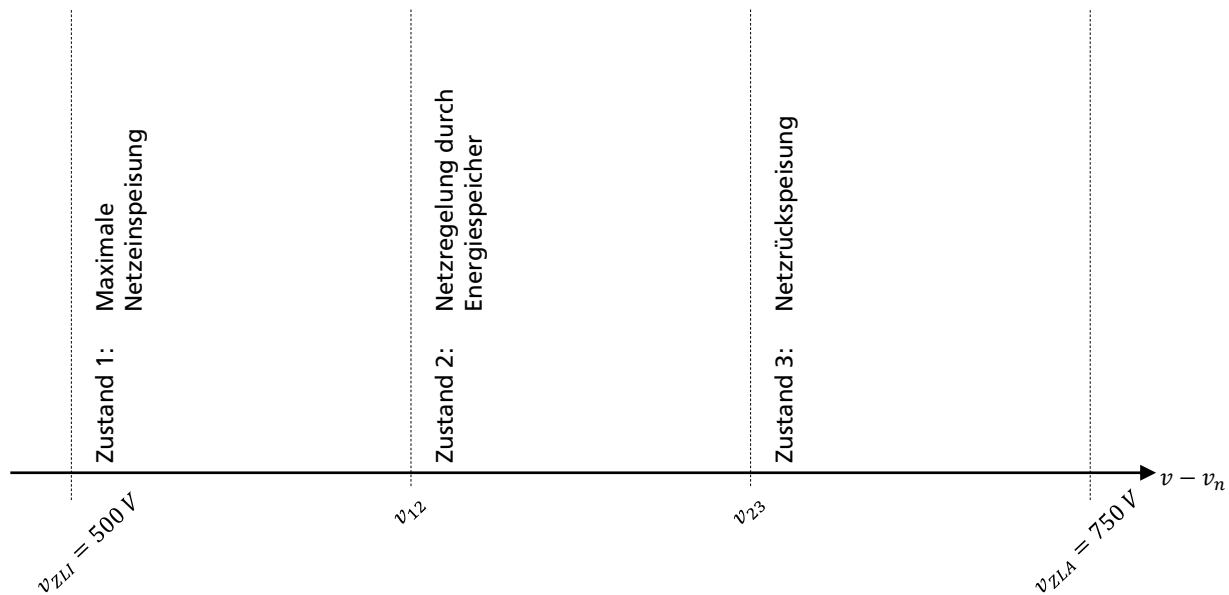


Abbildung 6.45: Funktionale Zustände für das Fallbeispiel Hallenversorgung

Die Netzkoppelstelle ist rückspeisefähig, kann also überschüssige Energie aus dem DC-Netz in das externe Wechselstromversorgungsnetz zurückspeisen. Diese Funktion ist nach Anforderung 2 gewünscht, wenn der Nutzer Energie aus dem Energiespeicher in das Wechselstromnetz zurückspeisen möchte. Der Zustand Netzurückspeisung wird am oberen Ende des Spannungsbands eingeführt. Die Netzkoppelstelle erhöht ihre Rückspeiseleistung mit steigender Spannung im Netz.

Nach Anforderung 3 soll die Netzkoppelstelle die Leistung im Netz ausgleichen, wenn der Speicher dies nicht kann. Es wird der Zustand maximale Netzeinspeisung am unteren Ende des Spannungsbands eingeführt. Damit erhöht die Netzkoppelstelle ihre Leistung mit fallender Spannung, wird aber gegenüber dem Speichersystem niedriger priorisiert.

Die Anforderung 4 besagt, dass der Energiespeicher Mercedes Benz Energy die Residualleistung übernehmen soll, wenn die Netzkoppelstelle eine durch den Nutzer angeforderte Leistung nach Anforderung 1 und 2 überträgt. Es wird der Zustand Netzregelung durch Energiespeicher eingeführt. Die Netzkoppelstelle verhält sich in diesem Bereich konstantspeisend. Der Energiespeicher passt die Einspeise- und Entnahmeleistung in Abhängigkeit der Spannung an. Ändert sich die Last im Netz, wird der Energiespeicher diese Änderung kompensieren.

Das in den Anforderungen 1 und 2 gewünschte Verhalten, dass die Netzkoppelstelle einer durch den Nutzer bestimmten Speise- oder Entnahmeleistung folgt, kann durch die Verschiebung der Regel-

kennlinie der Netzkoppelstelle entlang der Stromachse um den gewünschten Betrag erfolgen. Überschreitet die Summe aus Verschiebung und Last das Einspeise- oder Ladevermögen des Speichers nicht, wird die Nutzeranforderung erfüllt.

Tabelle 6.24 beschreibt die funktionalen Zustände anhand der Zustandsbeschreibungstabelle.

Tabelle 6.24: Zustandsbeschreibungstabelle für Fallbeispiel 2

	Zustand 1: Maximale Netzeinspeisung	Zustand 2: Netzregelung nach Energiespeicher	Zustand 3: Netzurückspeisung
Netzkoppelstelle	Netzbildend Minimalleistung: $P_{NBI,12} = -1000 \text{ kW}$ Maximalleistung: $P_{NBA,23} = 0 \text{ kW}$	Konstantspeisend Speiseleistung: $P_{KE} = P^*$ (P^* : durch den Nutzer geforderte Leistung am Netz)	Netzbildend Minimalleistung: $P_{NBI,12} = 0 \text{ kW}$ Maximalleistung: $P_{NBA,23} = 650 \text{ kW}$
Energiespeicher Mercedes Benz Energie Storage	Konstantspeisend Speiseleistung: $P_{KE} = -650 \text{ kW}$ oder sekundärgeregelt, wenn vollständig entladen	Netzbildend Minimalleistung: $P_{NBI,12} = -650 \text{ kW}$ Maximalleistung: $P_{NBA,23} = 650 \text{ kW}$	Konstantspeisend Speiseleistung: $P_{KE} = 650 \text{ kW}$ oder sekundärgeregelt, wenn vollständig geladen

Schritt 4: Regelkennlinien bestimmen (Abbildung 6.46)

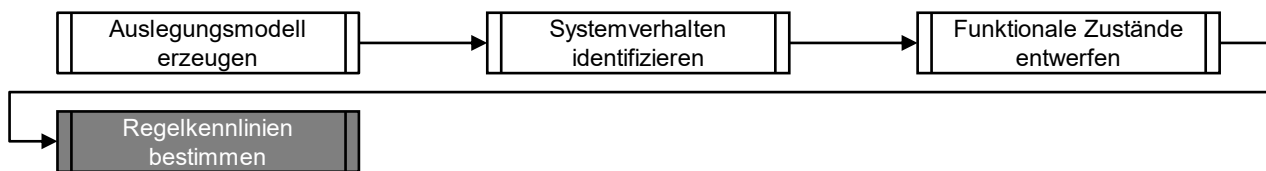


Abbildung 6.46: Regelkennlinien bestimmen Fallbeispiel 2

Aus der Zustandsbeschreibungstabelle können die Parameter für die Regelkennlinie abgeleitet werden. Dafür müssen zunächst die Spannungsgrenzen für das Regelungssystem festgelegt werden. Die minimal zulässige Grenze aufgrund der maximalen Stromgrenzen liegt bei 550 V (130). Wir wählen eine minimale Spannungsgrenze v_{ZLI} von 555 V. Als obere Grenzspannung v_{ZLA} wird ein Wert von 750 V gewählt, da dieser für alle im Netz installierten Komponenten zulässig ist (131).

$$v_{ZLI} = 555 \text{ V} > \frac{P_{NE,\Sigma}}{i_{SGA,\Sigma}} = 550 \text{ V} \tag{130}$$

$$v_{ZLA} = 750 \text{ V} \quad (131)$$

Mit einer Summeneinspeiseleistung von -1650 kW und einer Summenrückspeiseleistung von 1300 kW ergibt sich nach Formel (88) eine Nennsteigung G_{NDC} von 24 A/V. Die Spannungsgrenzen werden iterativ nach Gleichung (93) beginnend mit Zustand 1 ermittelt (Tabelle 6.10). Tabelle 6.11 zeigt die für die Berechnung notwendigen Rechengrößen Leistungsänderung und Stromoffset, die jeweils vor Berechnung der nächsten Spannungsgrenze ermittelt werden.

Tabelle 6.25: Spannungsgrenzen Fallbeispiel Hallenversorgung

Spannung	v_{ZLI}	v_{12}	v_{23}	v_{ZLA}
Wert	555 V	631 V	712 V	749 V

Tabelle 6.26: Iterativ ermittelte Rechengrößen

Zustand	1	2	3
Leistungsänderung	1000 kW	1300 kW	650 kW
Stromoffset	-1801 A	-1030 A	0 A

Aus der Nennverstärkung der Spannungsgrenzen und der Stromoffsets können die Regelkennlinien der Teilnehmer, wie in Abbildung 6.47 dargestellt, ermittelt werden. Tabelle 6.12 zeigt die geltenden Parametereinstellungen für die einzelnen Teilnehmer.

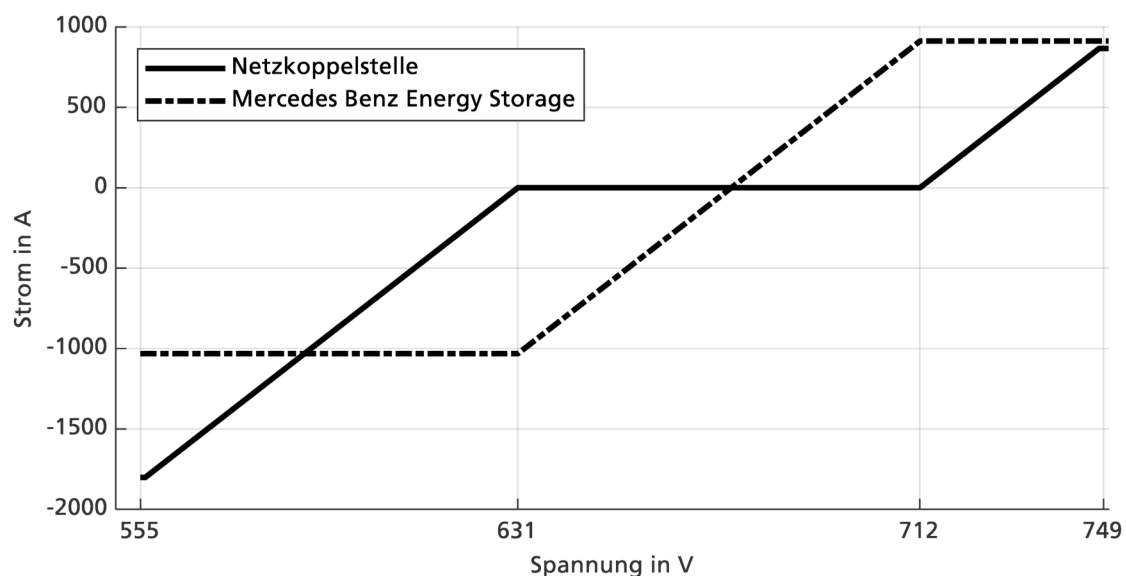


Abbildung 6.47: Darstellung der Regelkennlinien in Fallbeispiel 2

Tabelle 6.27: Parametereinstellungen Regelkennlinie im Fallbeispiel 2

Teilnehmer	Netzkoppelstelle	Energiespeicher Mercedes Benz Energy
G_{Q2}	$24 A/V$	
G_{Q1}		
G_{S1}		
G_{S2}		
i_{Q2}	$-1800 A$	$-1031 A$
i_{Q1}		
i_{S1}	$866 A$	$912 A$
i_{S2}		
u_{Q2}	$555 V$	$555 V$
u_{Q1}	$631 V$	$674 V$
u_{S1}	$712 V$	
u_{S2}	$750 V$	$750 V$
u_{min}	$555 V$	
u_{max}	$750 V$	

Schritt 5: Primärregler entwerfen (Abbildung 6.48)

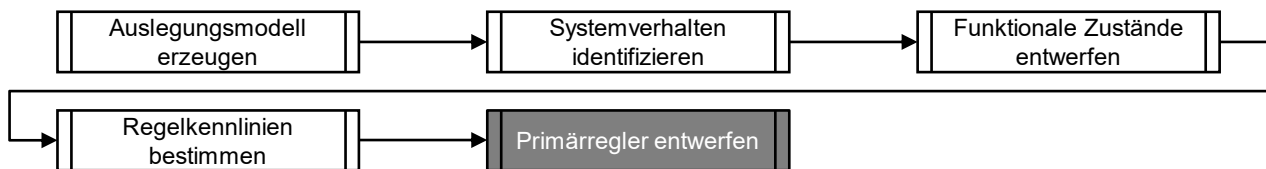


Abbildung 6.48: Primärregler entwerfen Fallbeispiel 2

Abbildung 6.49 zeigt die im Netz angeschlossenen Kapazitäten. Die Netzkoppelstelle wird zum Einschalten und Vorladen des Netzes genutzt. Daher muss dieser Regelkreis für eine minimal wirksame Kapazität von 1,36 mF ausgelegt werden. Der Energiespeicher Mercedes Benz Energy soll das Netz aufrechterhalten, auch wenn keine weiteren Teilnehmer verbunden sind. Daher ist dieser für eine minimal wirksame Kapazität von 16,1 mF auszulegen. Im Nennbetrieb beläuft sich die wirksame Nennkapazität auf 23,46 mF.

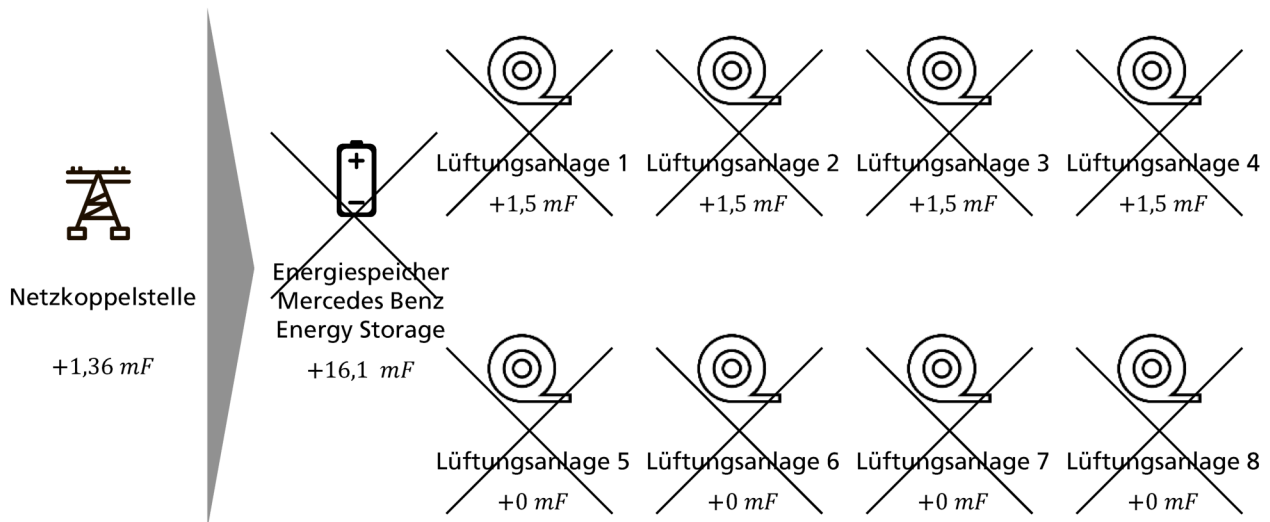


Abbildung 6.49: Minimal wirksame Kapazität am Beispiel der Netzkoppelstelle

Abbildung 6.50 zeigt das Übertragungsverhalten des offenen Regelkreises (schwarze Linie) der Netzkoppelstelle für die geforderte Nennverstärkung von 24 A/V . Es kommt ab einer Frequenz von 100 Hz zu einem starken Phasenabfall, während die Verstärkung weit über eins liegt. Der Regelkreis wäre instabil.

Mit einem geeigneten Tiefpassfilter kann die Verstärkung des offenen Regelkreises abgesenkt werden, dies geht allerdings mit einem weiteren Phasenverlust einher. Der Phasenverlust kann durch eine folgende Nullstelle kompensiert werden (132). Die Filterfrequenzen $\omega_{P,VF,1}$ und $\omega_{N,VF,1}$ werden zu $0,5 \text{ Hz}$ und $5,3 \text{ Hz}$ gewählt, sodass sich eine minimale Phasenreserve von 40° ergibt (Abbildung 6.50, graue Linie).

$$G_{VF,n} = \frac{s/\omega_{P,VF,n} + 1}{s/\omega_{N,VF,n} + 1} \quad \text{mit } \omega_{N,VF,n} > \omega_{P,VF,n} \quad (132)$$

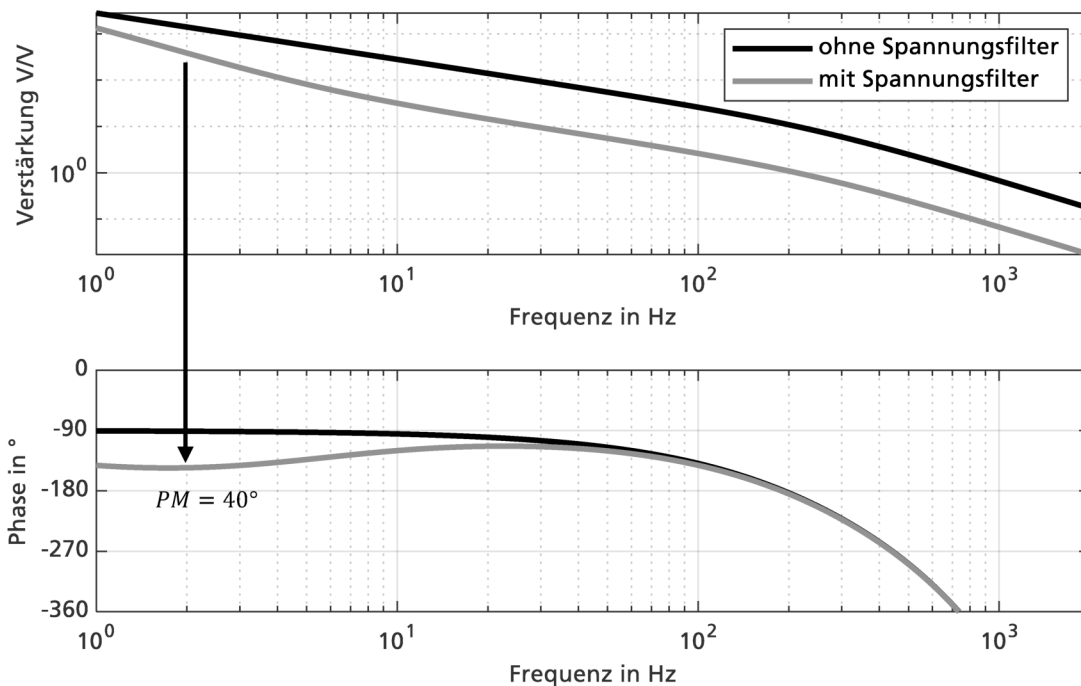


Abbildung 6.50: Übertragungsverhalten offener Regelkreis der Netzkoppelstelle

Ähnlich wird ein Filter für den Energiespeicher ausgelegt. Das Übertragungsverhalten des Systems unterscheidet sich durch die geringere Dynamik des Leistungswandlers und die höhere Kapazität. Mit der Filterfrequenz $\omega_{P,VF,2}$ von 0,8 Hz und $\omega_{N,VF,2}$ von 6,4 Hz ergibt sich eine minimale Phasenreserve von 40 °.

Abbildung 6.52 zeigt die modellierte Ausgangsimpedanz der beiden Leistungswandler für den geschlossenen Regelkreis. Im niedrigen Frequenzbereich wird das gewünschte ohm'sche Verhalten mit einer Null-Grad-Phasenlage erreicht. Der Filter begrenzt dieses Antwortverhalten auf den niedrigen Frequenzbereich bis 10 Hz. Die Regelkreise besitzen jeweils eine Resonanzstelle, die bei sprunghafter Anregung zum Überschwingen des Systems führt. Anhand des Gütefaktors von etwa eins wird das System zu etwa 20 Prozent überschwingen. Das Überschwingen kann, durch eine Verschiebung des Filters hin zu niedrigeren Frequenzen oder das Hinzufügen zusätzlicher Kapazität, weiter reduziert werden. In diesem Fall soll keine weitere Kapazität eingeführt werden und die Dynamik nicht weiter begrenzt werden.

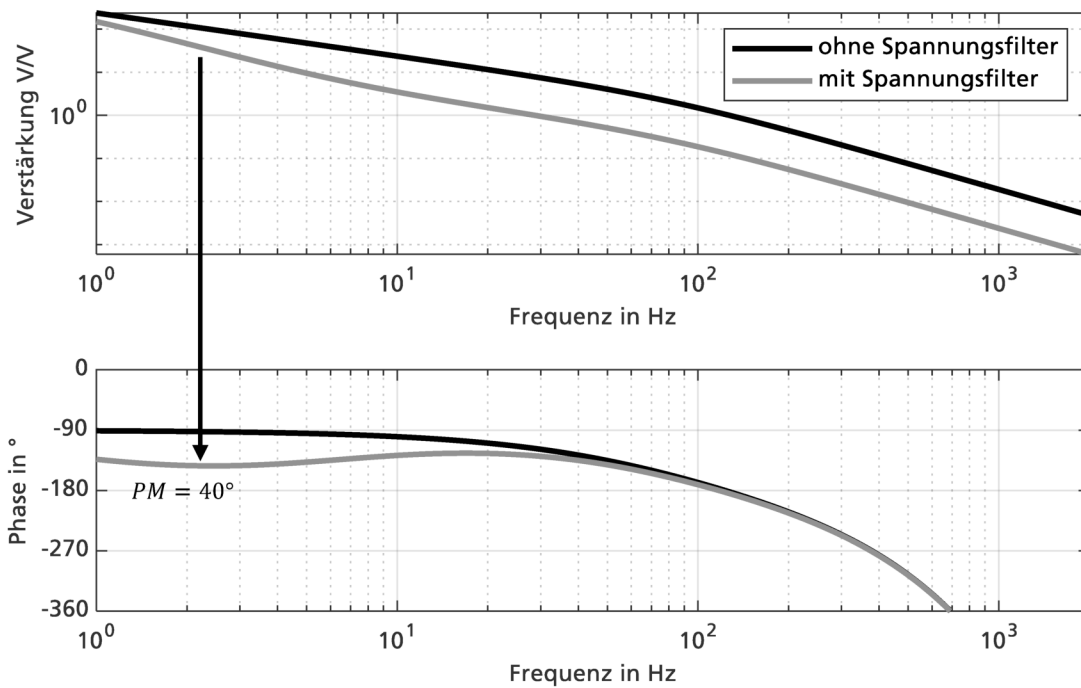


Abbildung 6.51: Übertragungsverhalten offener Regelkreis Energiespeichersystem

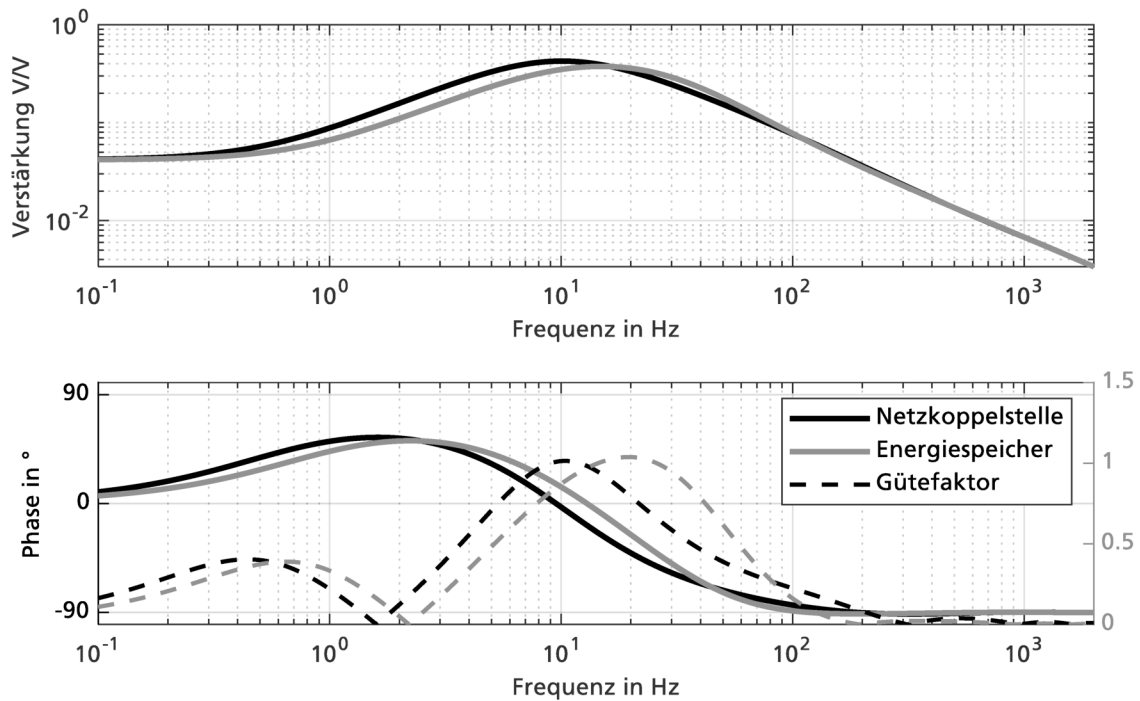


Abbildung 6.52: Übertragungsverhalten geschlossener Regelkreis

Tabelle 6.28: Kapazitätstabelle

	Prozessparameter			Auslegungsparameter	
	interne Kapazität	minimal wirksame Kapazität	wirksame Nennkapazität	Zusätzliche Kapazität zum Einhalten der Stabilitätsanforderung	Zusätzliche Kapazität zum Einhalten der Anforderungen an die Dynamik
Netzkoppelstelle	1,36 mF	1,36 mF	23,46 mF	0 mF	0 mF
Mercedes Benz Energy	16,1 mF	16,1 mF		0 mF	0 mF

Schritt 6: Großsignalstabilität (Abbildung 6.53)

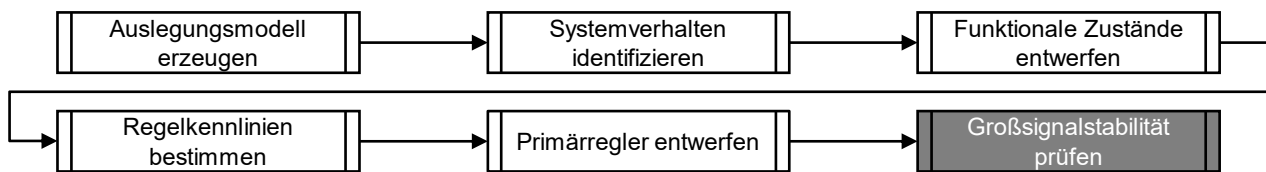


Abbildung 6.53: Großsignalstabilität Fallbeispiel 2

Die Summe aller Lasten im Netz kommt auf eine Maximallast von 492 kW. Mit der gewählten Minimalspannung von 555 V ergibt sich ein minimale Steigung von 1,6 A/V, um die mit der Spannung sinkende Ausgangsimpedanz der geregelten Lasten zu kompensieren (133). Die gewählte Nennverstärkung von 24 A/V erfüllt dieses Kriterium.

$$G_{NDC} > \frac{P_{GL}}{v_{ZLI}^2} = 1,6 \text{ A/V} \tag{133}$$

Schritt 7: Netzresonanzen entkoppeln (Abbildung 6.54)

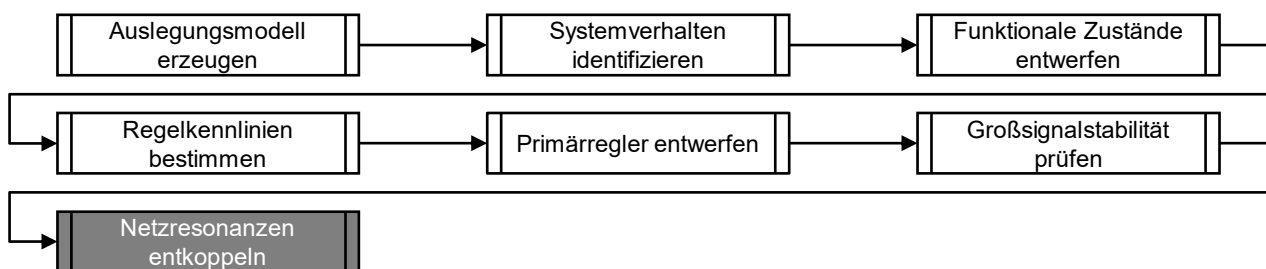


Abbildung 6.54: Netzresonanzen entkoppeln Fallbeispiel 2

Für die Analyse der Wechselwirkungen wird das in Abbildung 6.57 gezeigte Admittanzmodell genutzt. Abbildung 6.55 zeigt die sich ergebende Impedanz für jeden Teilnehmer. Das Netz wirkt kapazitiv bis zu einer Frequenz von 100 Hz. Anschließend kommt es durch die Kabelinduktivitäten zur induktiven Entkopplung der Teilnehmerkapazitäten vom Netz. Die dominante Resonanzüberhöhung für das Energiespeichersystem liegt bei 1400 Hz mit 1,65 Ω . Die dominante Resonanzüberhöhung der Netzkoppelstelle liegt bei 570 Hz mit 71 m Ω .

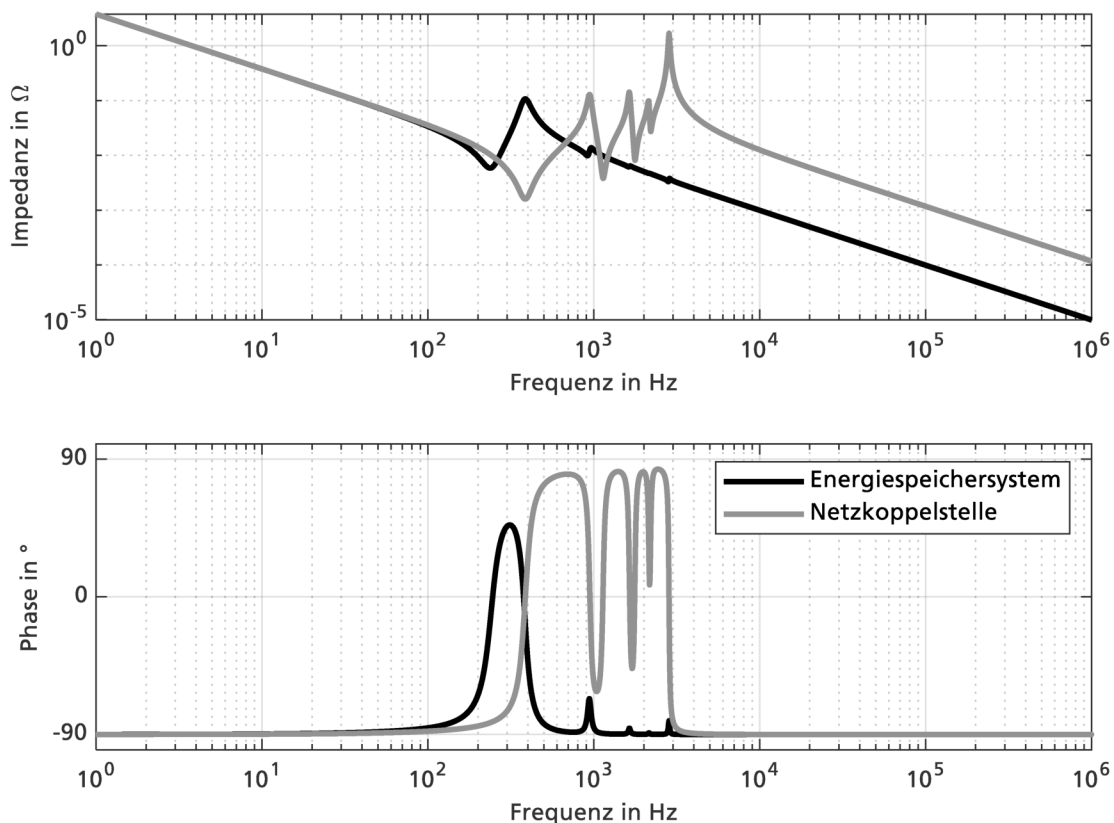


Abbildung 6.55: Netzimpedanz für die aktiven Teilnehmer der Hallenversorgung

Abbildung 6.56 zeigt, dass die Resonanzüberhöhungen durch das Übertragungsverhalten der Regelstrecke ausreichend abgeschwächt werden. Betrachtet man die Verstärkung des offenen Regelkreises, führt keine der Resonanzüberhöhungen zu einer Verstärkung größer eins. Es besteht daher keine Gefahr einer instabilen Rückkopplung und eine Anpassung des Spannungsfilters ist nicht notwendig.

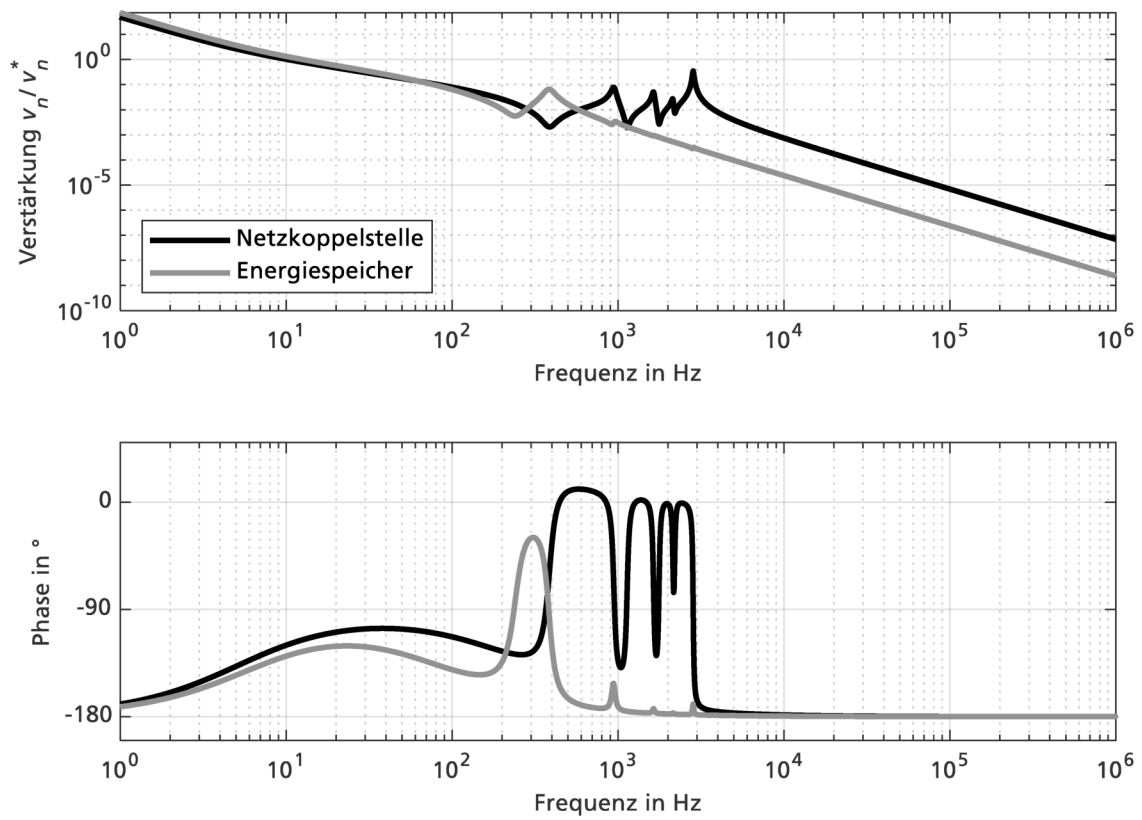


Abbildung 6.56: Verstärkung des offenen Regelkreises

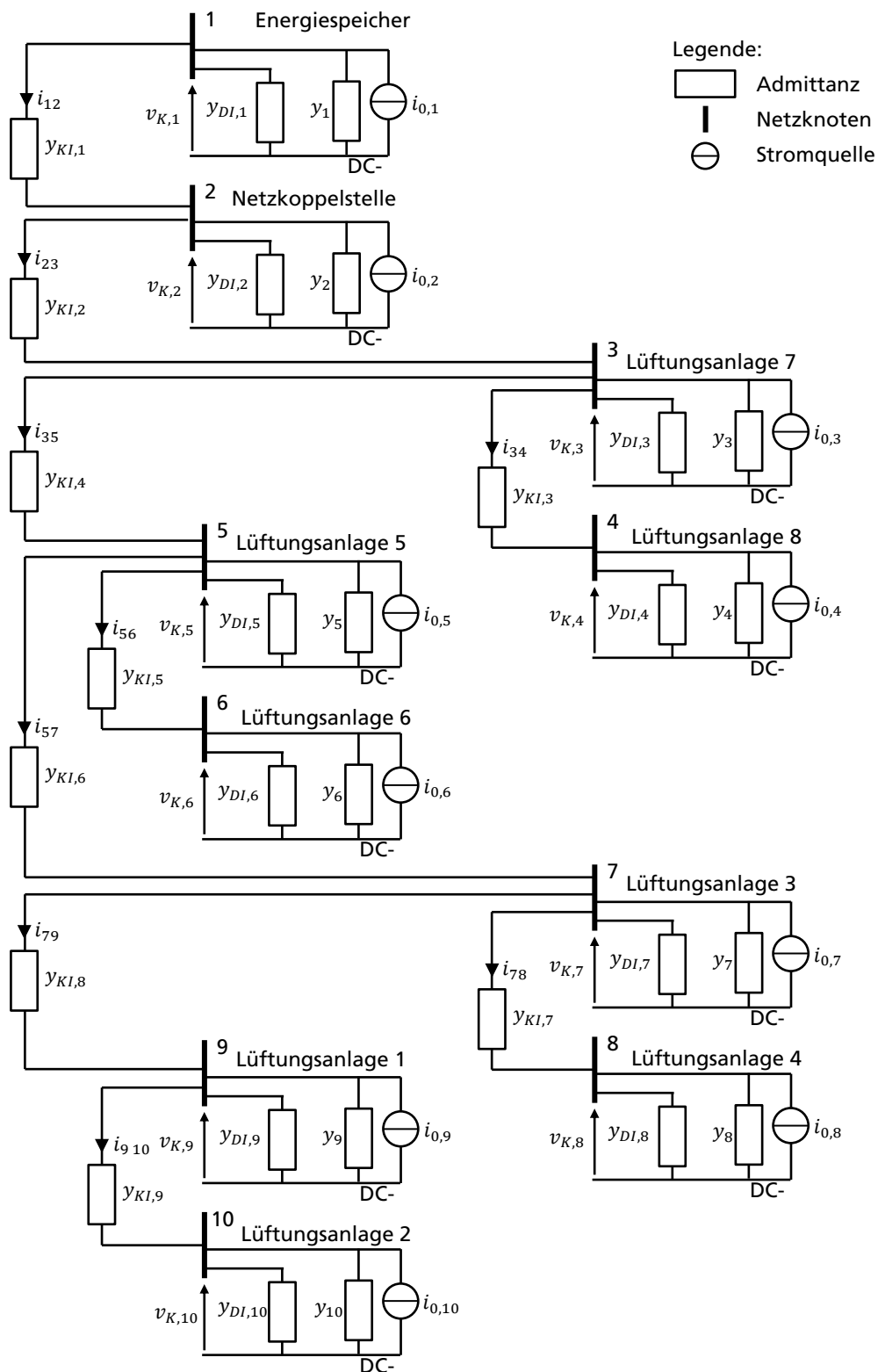


Abbildung 6.57: Admittanzmodell der Hallenversorgung

Schritt 8: Umschaltunkte analysieren (Abbildung 6.58)

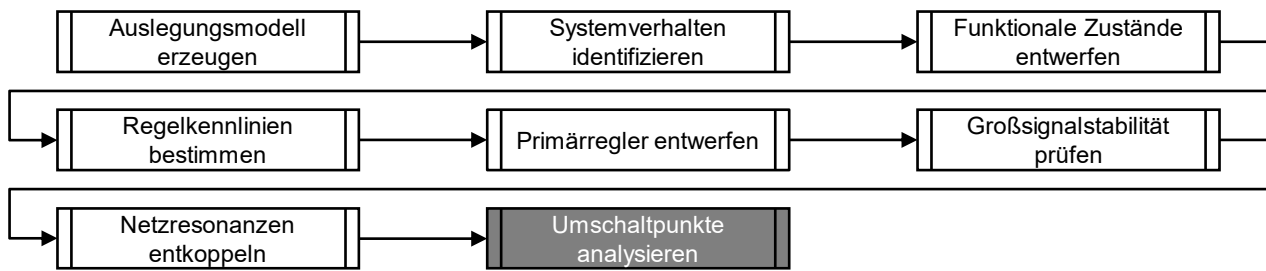


Abbildung 6.58: Umschaltunkte analysieren Fallbeispiel 2

In diesem Fallbeispiel ist anzunehmen, dass die Lüftungsanlagen zwischen 50 und 100 Prozent ihrer Nennleistung betrieben werden. Damit wird das Netz dauerhaft mit einem Strom zwischen 375 und 750 A belastet. Der Betriebspunkt des Netzes wird im Spannungsbereich von 660 bis 640 V liegen. Da in diesem Bereich kein Umschaltunkt liegt, werden in dieser Auslegung keine Lücken im Spannungsband zwischen den Zuständen vorgesehen.

Schritt 9: Übergangsstabilität sicherstellen (Abbildung 6.59)

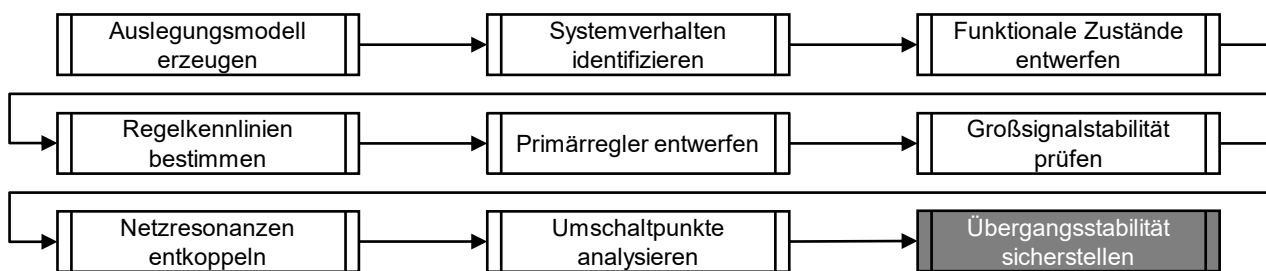


Abbildung 6.59: Übergangsstabilität sicherstellen Fallbeispiel 2

In diesem Fallbeispiel existieren zwei Anregungen, einen Wechsel des Betriebspunkts nach sich ziehen. Zum einen sind das die Lüftungsanlagen und zum anderen die Netzkoppelstelle, wenn ein neuer Offset für die Leistung vorgegeben wird.

Für die Lüftungsanlage werden 66 kW in etwa 60 Sekunden. Daraus ergibt sich eine geschätzte Durchtrittsfrequenz von 0,1 rad/s. Die Netzkoppelstelle das Netz vom Lade- in den Entladebetrieb führen. Damit entsteht ein Leistungssprung von 1,3 MW. Die Leistungsänderung ist auf 100 A/s beschränkt. Der Sprung dauert in etwa 13 Sekunden, daraus ergibt sich eine geschätzte Durchtrittsfrequenz von 0,5 rad/s. Die Durchtrittsfrequenz der Kennlinienregelung liegt bei Energiespeicher und Netzkoppelstelle, etwa bei 0,2 rad/s.

Tabelle 6.29: Kritische Übergangsszenarien in Fallbeispiel 2

Teilnehmer	Maximale Leistungsänderung	Kreisfrequenzverhältnis Regelung
Lüftungsanlage	61,5 kW	0,5
Netzkoppelstelle (LZ EB3)	1300 kW	2,5

Kritisch ist in diesem Fallbeispiel die Leistungsänderung der Netzkoppelstelle. Der Lastanstieg gleicht einer Rampe und wird daher mit einer doppelte Polstelle bei 0,5 rad/s approximiert (134).

$$G_{LO} = \frac{1}{\left(\frac{s}{0,5 \text{ rad/s}} + 1\right)^2} \quad (134)$$

Abbildung 6.26 zeigt das simulierte Übergangsverhalten. Es sind jeweils die Spannung am Knoten der Netzkoppelstelle sowie am Knoten des Energiespeichers dargestellt. Zusätzlich wird der Strom zwischen den Knoten dargestellt. Es fällt direkt ins Auge, dass das System in den ersten 50 ms den zulässigen Spannungsbereich verlässt. Abbildung 6.27 zeigt das Verhalten im Detail. Der Strom ändert sich von einer Einspeisung an der Netzkoppelstelle zu einer Entnahme. Die Änderung bewirkt, dass der Stromfluss über die Stromschiene zunächst absinken und sich anschließend umkehren muss. Im ersten Moment wirkt die Induktivität der Stromschiene einer Änderung des Stroms entgegen. Die Spannung am Energiespeicher bleibt stabil. Die Kennlinienregelung des Speichers folgt der Änderung zunächst nicht. Die Induktivität der Stromschiene entkoppelt die Kapazitäten der Netzkoppelstelle und des Energiespeichers. Es kommt zur Entladung der Kapazität an der Netzkoppelstelle, bis der Strom über die Stromschiene sich anpasst.

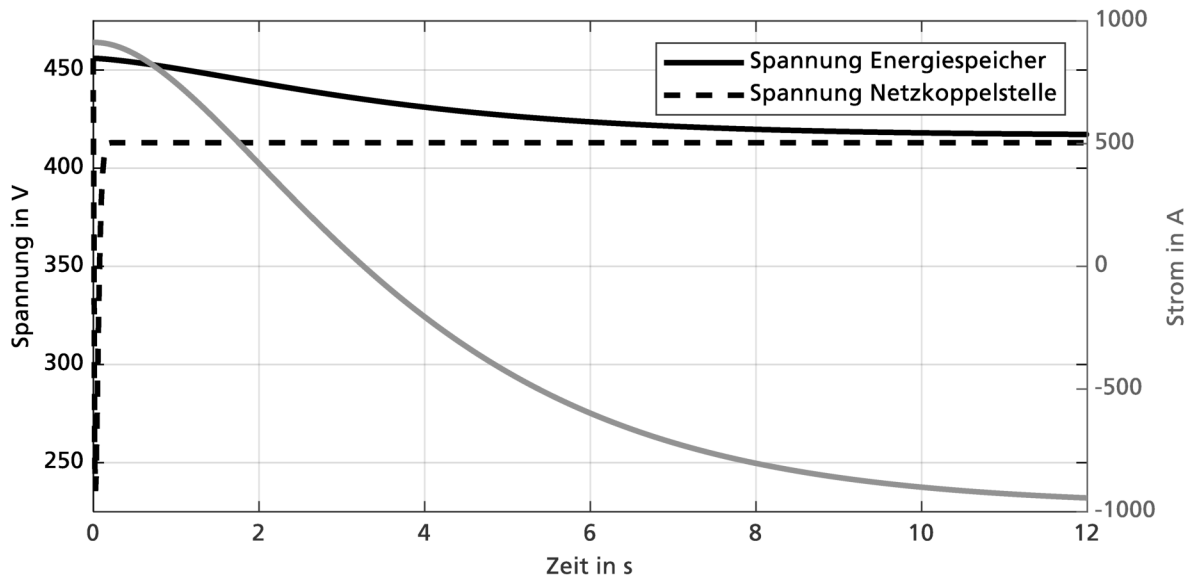


Abbildung 6.60: Übergangverhalten Offset der Netz-koppelstelle

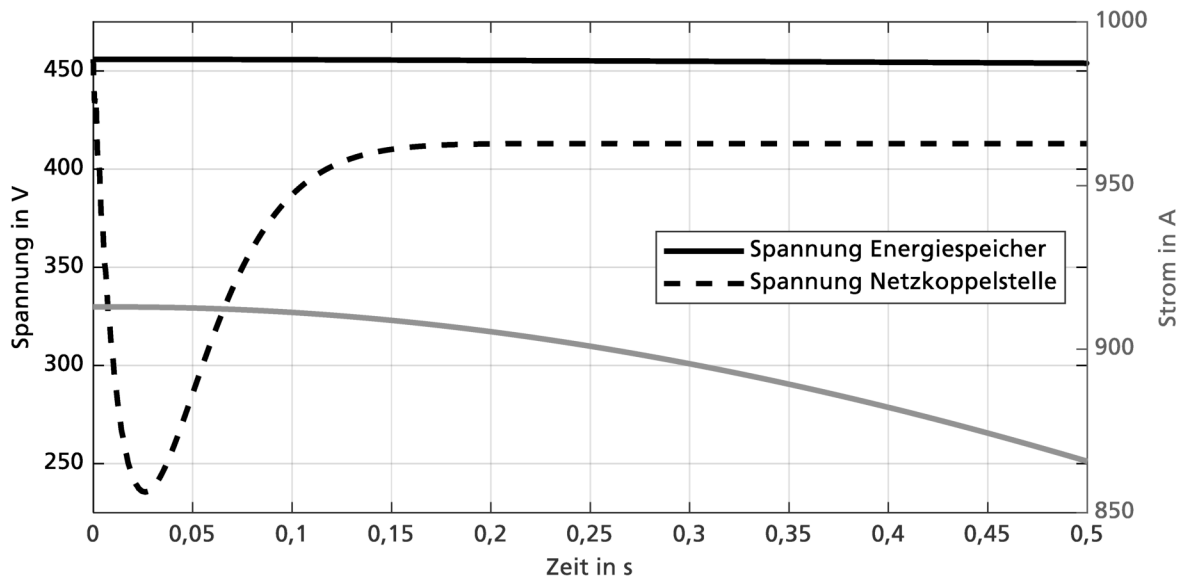


Abbildung 6.61: Detailansicht Übergangverhalten

Dieses Einschwingen ist nicht akzeptabel und kann theoretisch angepasst werden. Man könnte den Versuch unternehmen, die Induktivität im Strompfad zu reduzieren, die Kapazität auf Seite der Netz-koppelstelle zu erhöhen oder die Änderung der Leistung an der Netz-koppelstelle an die zulässige Dynamik der Netzresonanz anzupassen. Im realen Versuchsaufbau ist keine dieser Anpassungen vorgenommen worden.

6.2.2 Experimentelle Validierung

Das folgende Kapitel zeigt Messungen an der realen Anlage, die mit den zuvor bestimmten Auslegungsparametern eingestellt ist, um die Auslegung zu testen.

Abbildung 6.62 zeigt das Einschaltverhalten der Netzkoppelstelle. Zum Zeitpunkt 0,2 s wird eine Spannung von 24 V auf das Gleichspannungs-Mikronetz geschaltet. Die Vorladung beginnt zu Sekunde 1,13 und durchläuft zwei Phasen. Zu Sekunde 1,2 wird das Gerät zugeschaltet und die nachgelagerten Kapazitäten im Netz werden geladen. Die Netzspannung verharrt anschließend auf 670 V in der Mitte des Plateaus der Regelkennlinie, da das Netz unbelastet ist.

Mit dem Zuschalten des Speichers wird das Netz belastet und die Spannung fällt auf den unteren Punkt des Plateaus von 631 V (Abbildung 6.63). Die Regelung des Speichersystems startet zu Sekunde 7,46 und hebt die Spannung des Netzes auf die erwarteten 650 V. Es kommt zum Überschwingen mit einem Maximalwert von 750 V. Dieses Verhalten ist zum einem in der sprunghaften Anregung des Regelkreises und in den Startwerten der Integratoren des Filters begründet. Die folgenden Messungen zeigen, dass dieses extreme Überschwingverhalten einzig beim ersten Zuschalten entsteht.

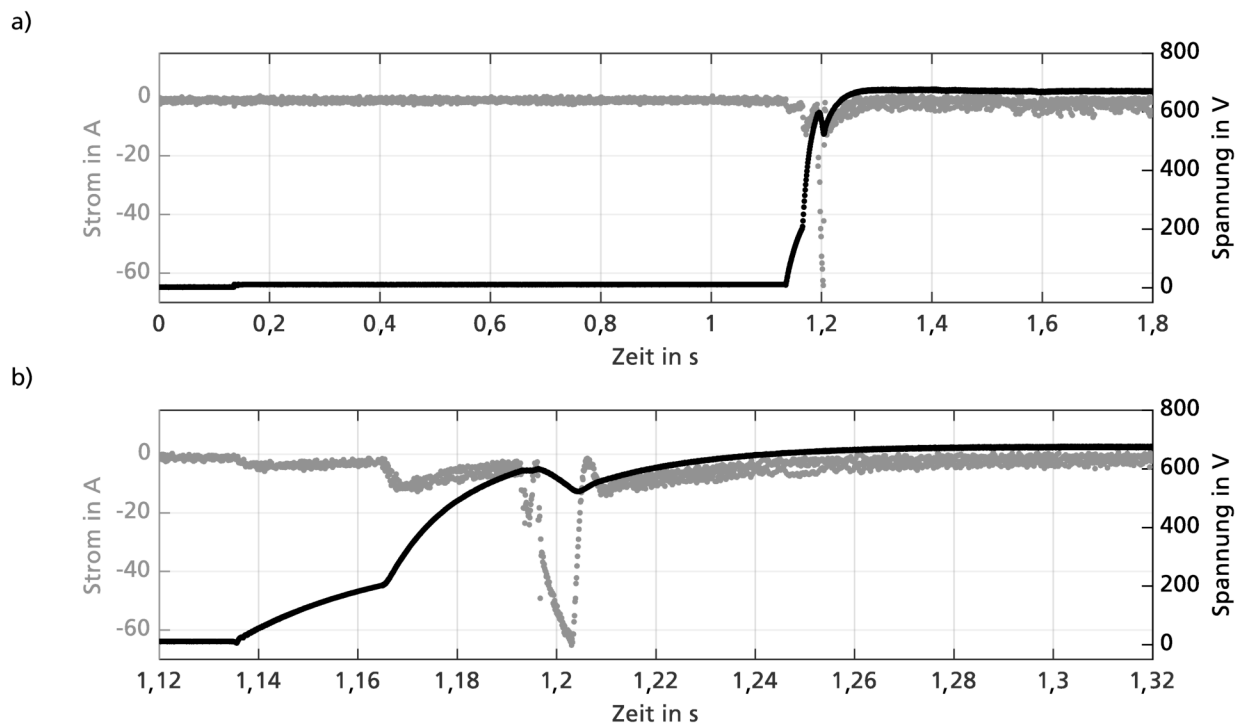


Abbildung 6.62: Zuschalten der Netzkoppelstelle über den a) gesamten Zeitraum und in der b) Detaildarstellung

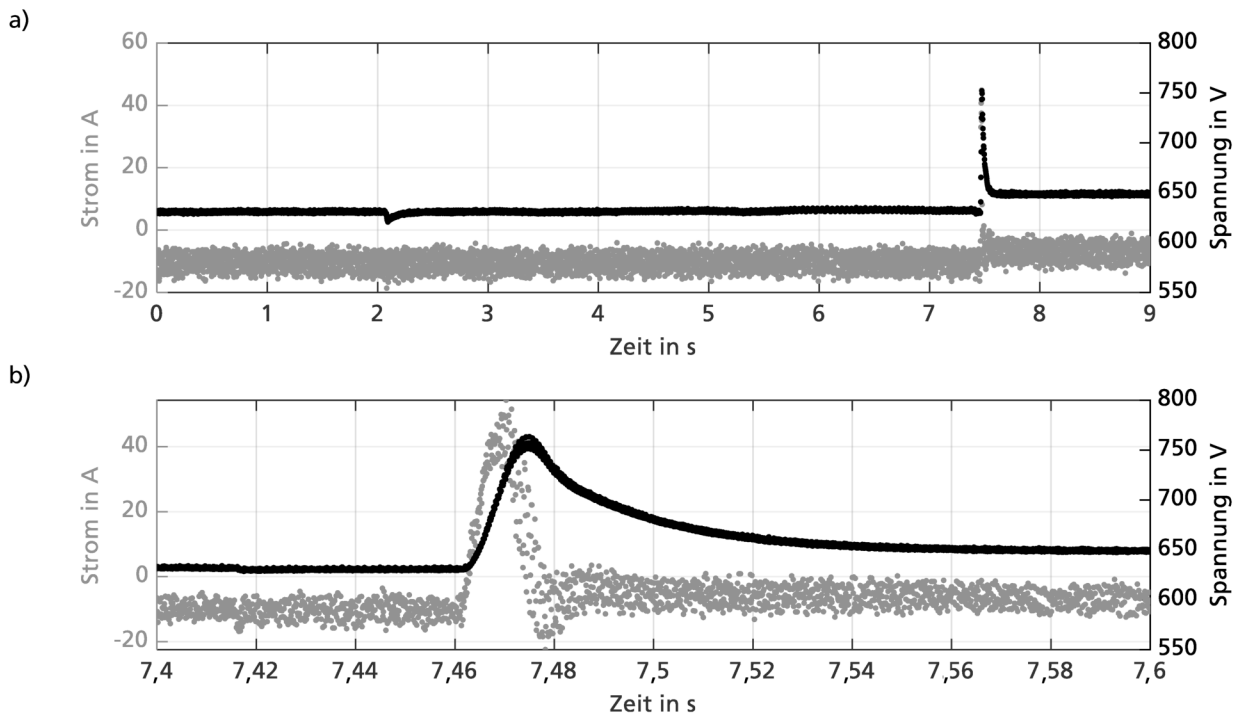


Abbildung 6.63: Zuschalten des Speichersystems über den a) gesamten Zeitraum und in der b) Detaildarstellung

Das Netz soll die funktionalen Anforderungen des Nutzers erfüllen. Die Erfüllung der funktionalen Anforderungen 1, 2 und 4 wird anhand der Messung von Strom und Spannung am Energiespeichersystem gezeigt. Getestet wurde eine schrittweise Verschiebung der Regelkennlinie der Netzkoppelstelle. Abbildung 6.64 a) stellt die Messreihe über die Zeit dar. Wenn das Netz unbelastet ist, wird das Netz in Zustand 2 betrieben. Der Energiespeicher ist netzbildend, sodass das System zu Beginn und zum Ende bei einer Spannung von 674 V liegt. Mit einer Verschiebung der Regelkennlinie der Netzkoppelstelle wird ein konstanter Strom über die Netzkoppelstelle in das externe Wechselstromnetz gespeist, da diese in diesem Spannungsbereich ein Plateau besitzt. Die Regelung des Energiespeichers reagiert auf die veränderte Last und folgt der Kennlinieneinstellung, wie in Abbildung 6.64 b) gezeigt. Die Messungen zeigen, dass das geforderte Verhalten erreicht wird.

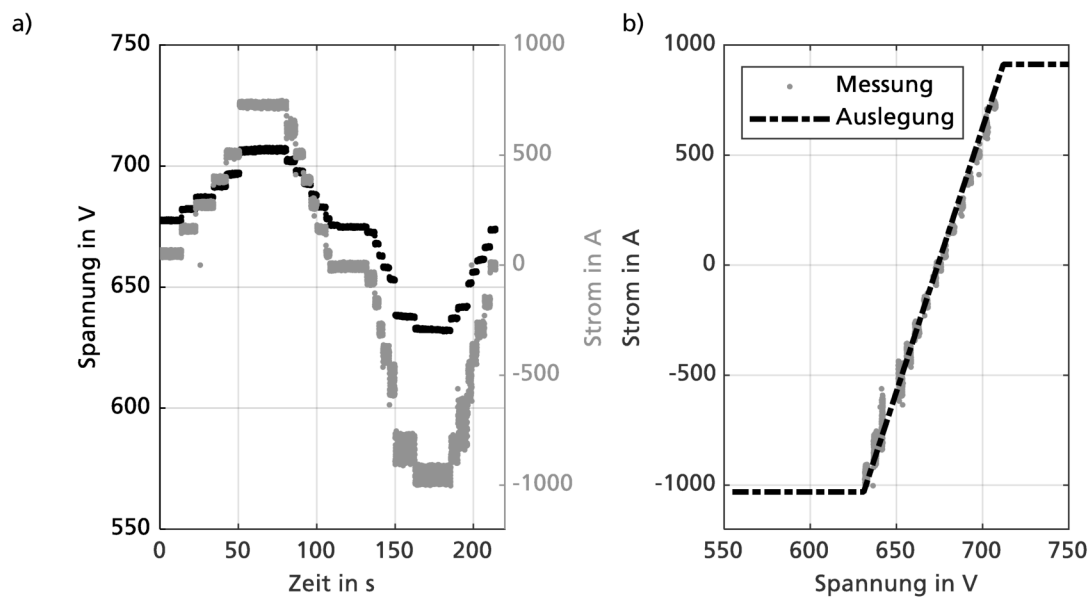


Abbildung 6.64: Regelkennlinienverhalten Speichersystem

Das Regelkennlinienverhalten der Netzkoppelstelle wird sichtbar, wenn der Energiespeicher als Konstantstromquelle arbeitet. Abbildung 6.65 a) zeigt die Zeitreihe für unterschiedliche Stromsollwerte des Energiespeichers. Ordnet man die Stromwerte den jeweiligen Spannungswerten zu, kann gezeigt werden, dass die Netzkoppelstelle den in der Auslegung geforderten Regelkennlinienverhalten folgt (Abbildung 6.65 b).

Die Verschiebung der Regelkennlinie kann durch einen zentralen Rechner geführt werden. Für diesen Anwendungsfall wurde ein Algorithmus erstellt, der die Photovoltaikleistung im AC-Netz bestimmt, die nicht durch die lokalen Lasten abgenommen wird. Die Netzkoppelstelle des Gleichstrommikro-netzes wird daraufhin so geführt, dass der Speicher mit der überschüssigen Energie geladen wird. Das Verhalten ist in Abbildung 6.66 gezeigt. Der Vergleich von Soll- und Ist-Ladeleistung zeigt, dass die funktionalen Anforderungen des Nutzers vollständig erfüllt werden können.

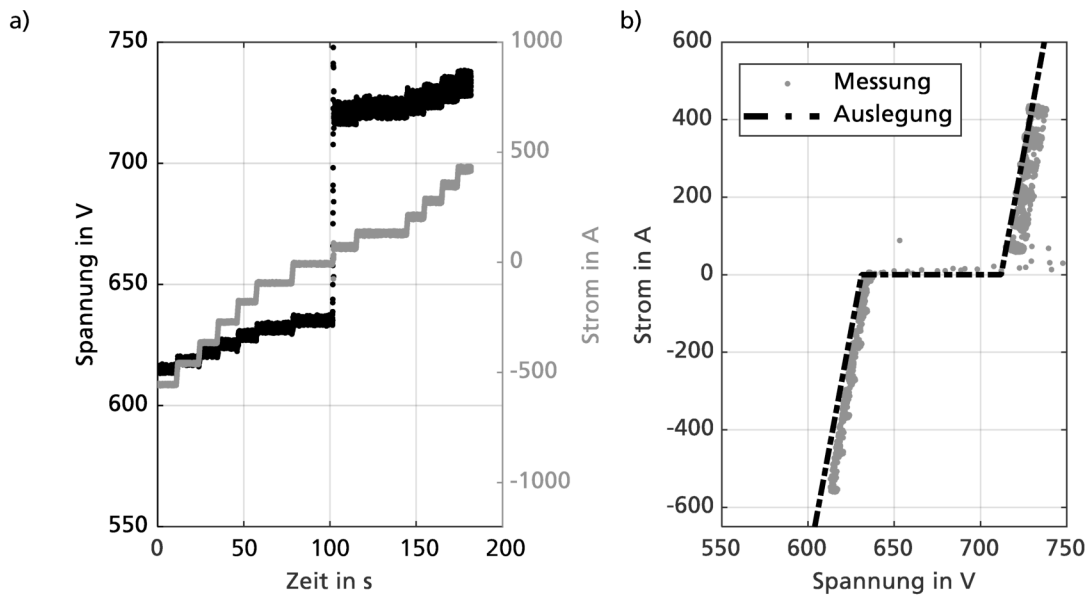


Abbildung 6.65: Regelkennlinienverhalten Netzkoppelstelle

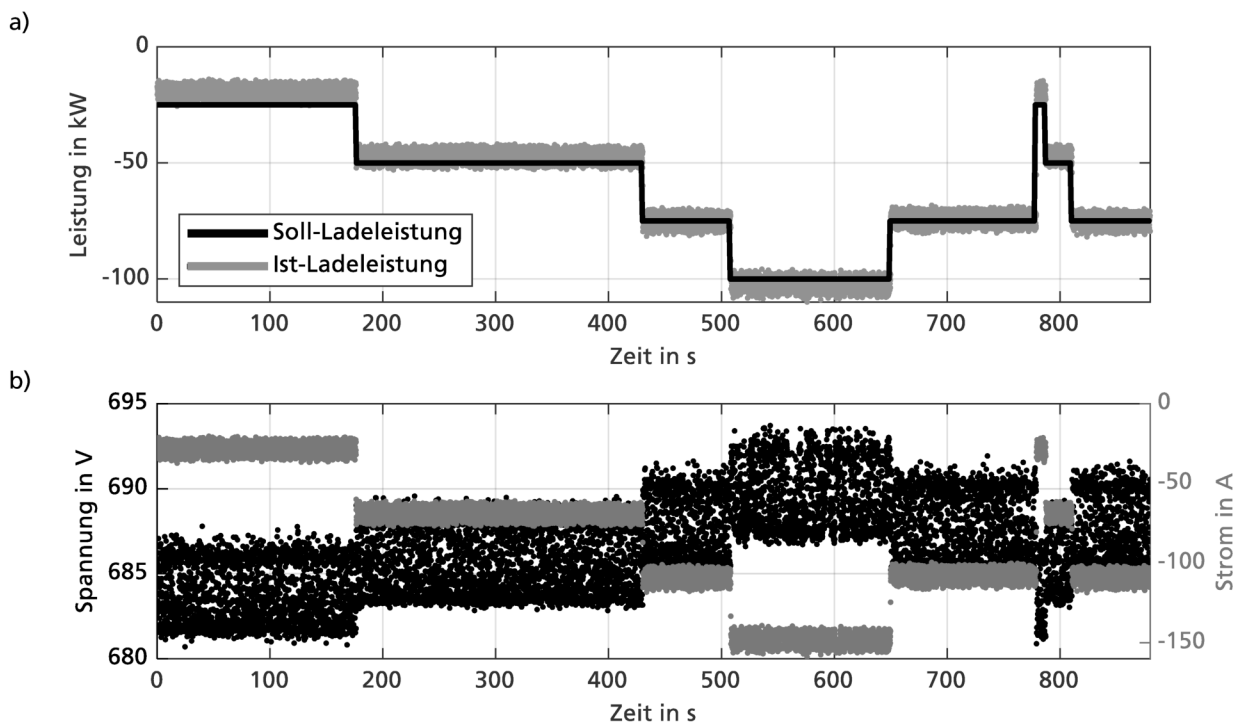


Abbildung 6.66: Photovoltaikgeführte Netzanschlussleistung

Die Messungen verdeutlichen, dass die Modellierung der Regelkreise das Verhalten des realen Systems geeignet abbilden kann. Abbildung 6.67 zeigt das gemessene und das modellierte Führungsverhalten der Regelkreise bei einer sprunghaften Änderung der Sollspannung um 20 V.

Hinsichtlich der Forderung nach Stabilität ist festzustellen, dass die Systeme mit der geforderten Verstärkung von 24 A/V stabil sind. Dieses Ergebnis ist mit dem Regelkreis ohne Spannungsfiler in Abbildung 6.42 und Abbildung 6.43 zu vergleichen. Hier wird grenzstabiles Verhalten im Fall der Netzkoppelstelle für eine Verstärkung von 2 A/V und im Fall des Energiespeichers für eine Verstärkung von 16 A/V erreicht. Der gewählte Filter bewirkt, dass die Verstärkung über diese Grenzen angehoben werden kann.

Wie erwartet, schwingen beide Systeme über den stationären Endwert hinaus, die Netzkoppelstelle um 18 Prozent und der Energiespeicher um 17 Prozent. Die Messungen zeigen, dass das reale System besser gedämpft ist als mit einem Überschwingverhalten von 20 Prozent in der Auslegung erwartet wird.

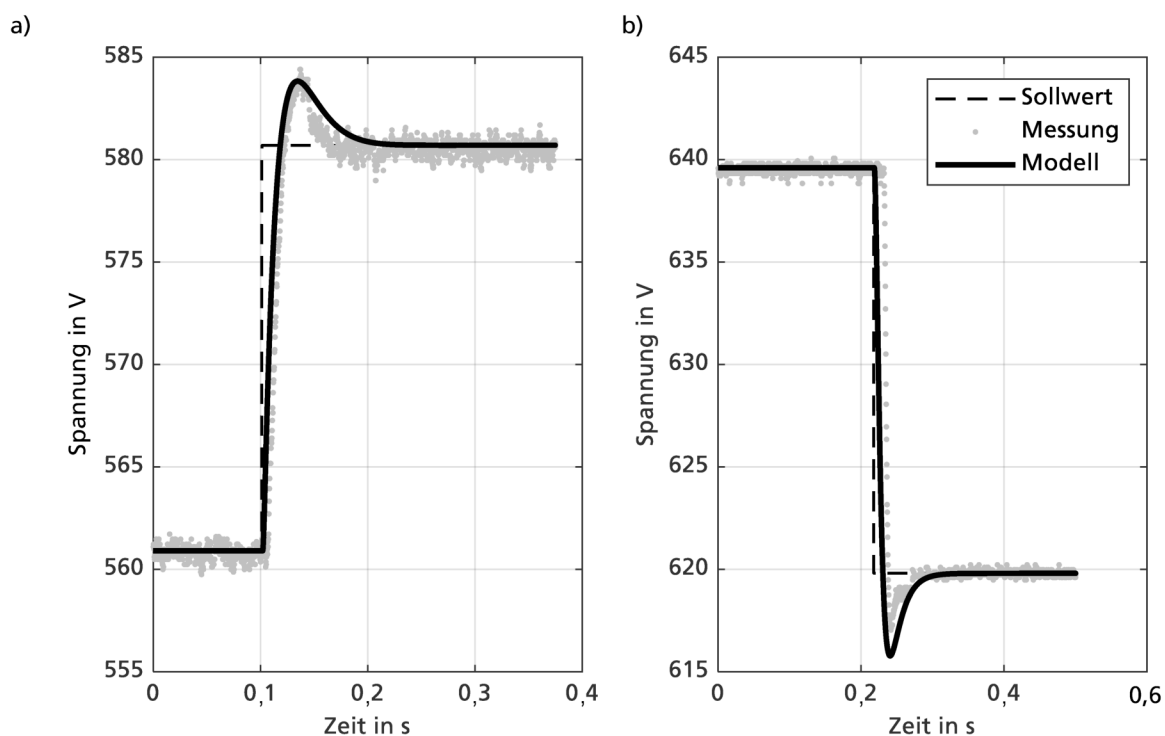


Abbildung 6.67: Führungsverhalten Spannungsregelung der a) Netzkoppelstelle und des b) Energiespeichers

Die Messungen des Ausgangsverhaltens von Strom und Spannung im Fall eines Lastsprungs bestätigen diese Ergebnisse. Abbildung 6.68 zeigt die Messung am Energiespeichersystem für eine Stromrampe an der Netzkoppelstelle, welche den Strom innerhalb von einer Sekunde auf -280 A erhöht.

Der Vergleich zwischen Messung und realem System zeigt Abweichungen. Das reale System folgt der Rampe exakt, während das Modell einen stärkeren Spannungsabfall vorhersagt. Die Gründe hierfür können im diskreten Spannungsregelkreis und der nichtlinearen Hystereseregulierung liegen, die nur näherungsweise durch das Modell abgebildet werden. Im Fall der zuvor betrachteten Spannungssprünge wird der Strom des Leistungswandlers nicht dauerhaft ausgelenkt. Das Modell ist somit besser geeignet, das Kleinsignalverhalten als das Großsignalverhalten abzubilden. Das Überschwingverhalten kann wiederum korrekt durch das Modell abgebildet werden. Das System schwingt auch in diesem Fall mit den erwarteten 17,5 Prozent über.

Das Verhalten der Netzkoppelstelle im Fall eines Lastsprungs ist in Abbildung 6.69 gezeigt. Mit dem Energiespeicher wird das System innerhalb von 1,5 s mit 175 A belastet. Der Spannungsverlauf der Messung wird durch das gewählte Modell gut abgebildet. Das System schwingt in diesem Fall nicht über, da die wirksame Kapazität im Netz zusätzlich die des Speichers umfasst. Durch die Kapazität des Energiespeichers wird der Regelkreis stärker gedämpft als erwartet.

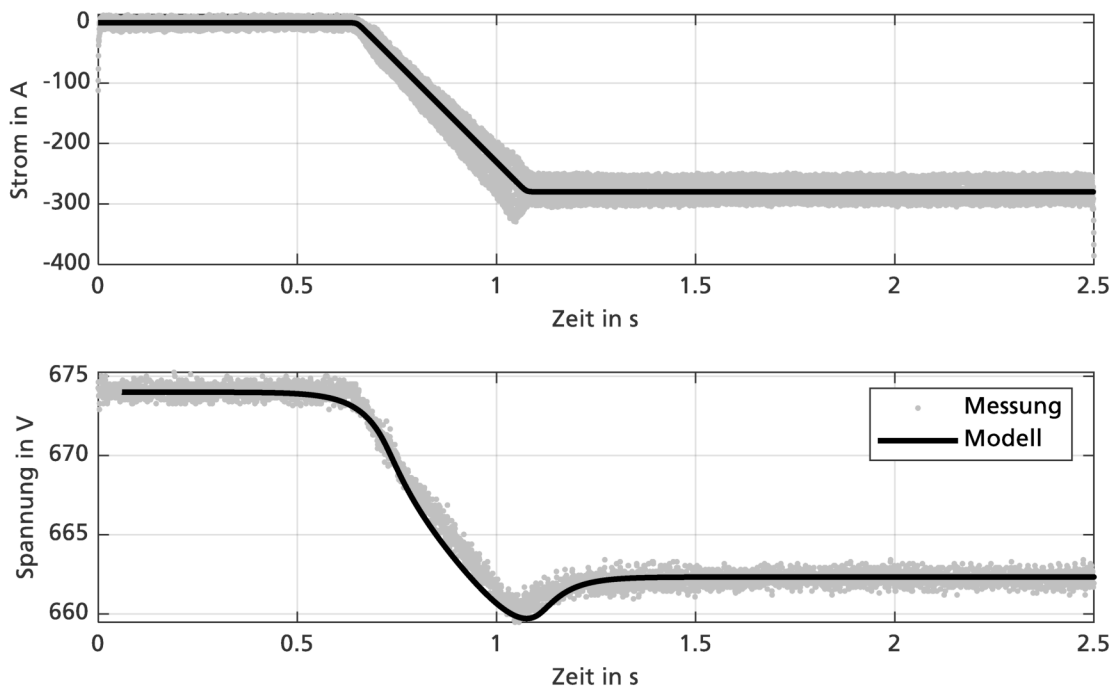


Abbildung 6.68: Abgleich reales und modelliertes Verhalten des Speichersystems

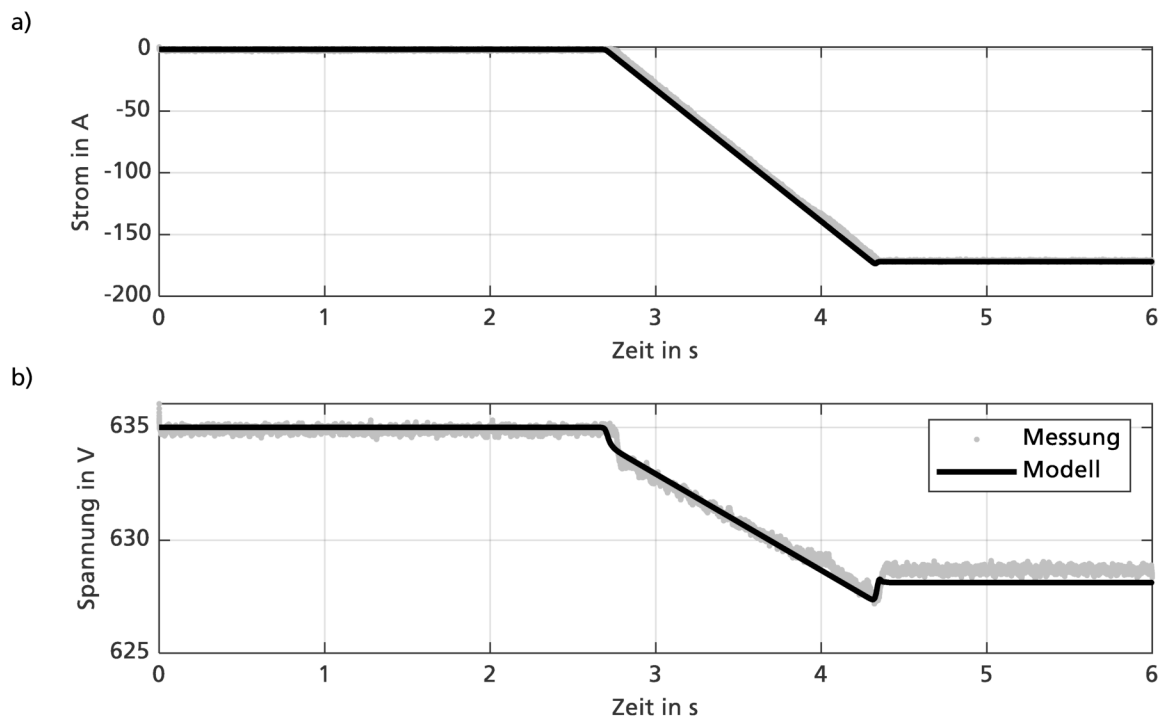


Abbildung 6.69: Abgleich reales und modelliertes Verhalten der Netzkoppelstelle: a) Stromverlauf und b) Spannungsverlauf

Die Umschaltunkte des Regelkreises können durch das Verschieben der Regelkennlinie angeregt werden. Abbildung 6.70 zeigt die dafür genutzten Regelkennlinieneinstellungen des Energiespeichers und der Netzkoppelstelle. Zwischen dem netzbildenden Bereich der Kennlinie der Netzkoppelstelle im unteren Spannungsbereich und dem netzbildenden Bereich des Energiespeichers ist eine Spannungslücke Δv eingestellt. Die Einstellungen der Regelkennlinien sind zu Beginn der Messung eingestellt, wie in Abbildung 6.70 gezeigt. Das Netz befindet sich im Betriebspunkt 1. Wird nun die Regelkennlinie der Netzkoppelstelle um den Betrag Δi verschoben, wechselt das System in den Betriebspunkt 2 und der Umschaltunkt wird angeregt.

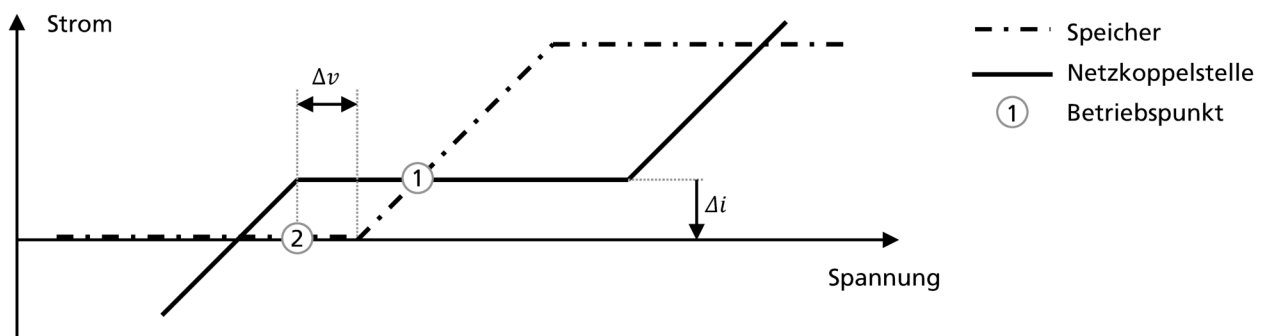


Abbildung 6.70: Anregen eines Umschaltpunktes

Abbildung 6.71 zeigt das Zeitverhalten beim Einschwingen für eine Spannungsdifferenz von 6 und 1,5 Volt. Der Übergangspunkt führt zu einem Schwingvorgang. Mit sinkendem Stromoffset der Netzkoppelstelle sinkt die Spannung entlang der Regelkennlinie des Energiespeichers. Mit größerer Spannungsdifferenz sinkt die Spannung im Netz tiefer ab, bevor die Netzkoppelstelle das Netz stabilisiert. Zum Zeitpunkt des Eingriffs der Regelkennlinie kommt es zur sprunghaften Anregung des Regelkreises, der zu dem gezeigten Einschwingvorgang führt. Abbildung 6.72 zeigt den Einschwingvorgang als Poincaré-Map.

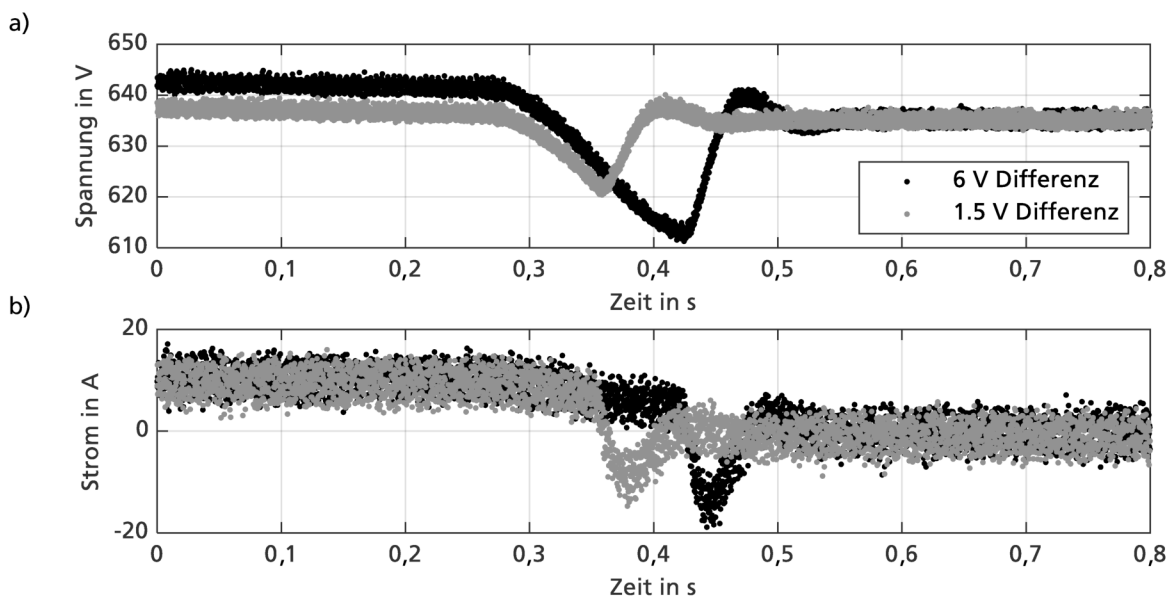


Abbildung 6.71: Zeitverhalten im Umschaltpunkt

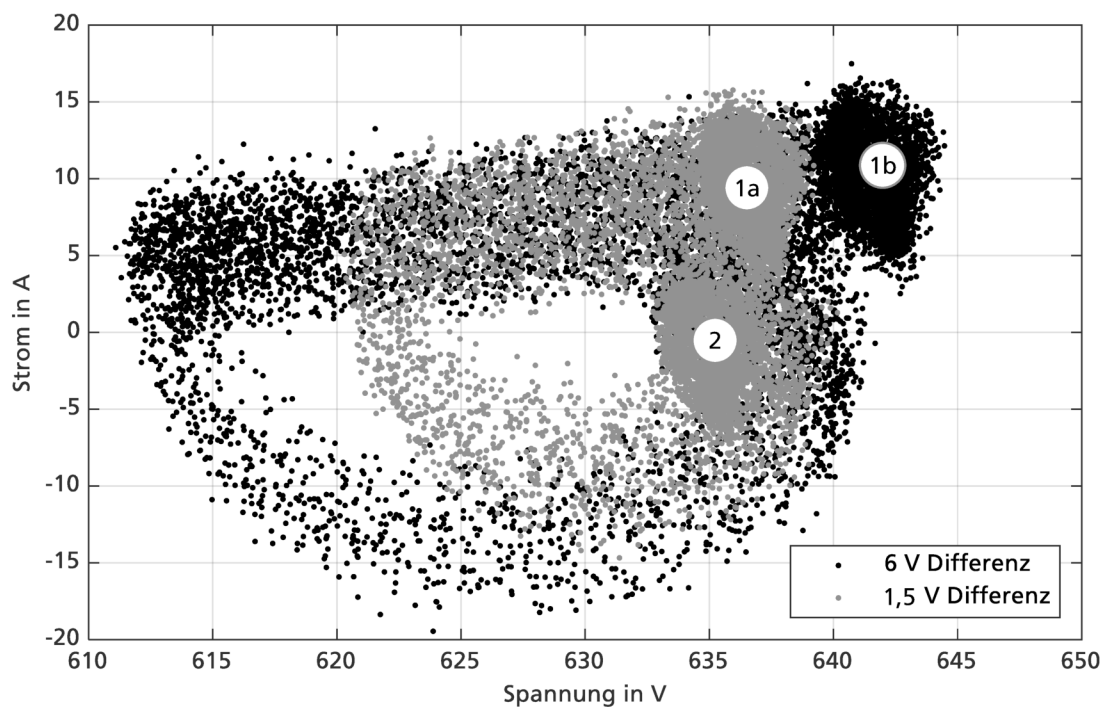


Abbildung 6.72: Poincaré-Diagramm für einen Umschaltunkt

6.3 Zwischenfazit

Die Validierung der Methode soll im Folgenden aus drei Blickwinkeln diskutiert werden. Zunächst werden die aus der Auslegung der Fallbeispiele gewonnenen Erkenntnisse bei der **Anwendung der Methode** in den Fokus gestellt. Anschließend werden die für das **Zielsystem** in den Messungen gewonnenen Erkenntnisse zusammengefasst. Zuletzt wird der **Lösungsansatz zur Validierung** reflektiert.

6.3.1 Anwendung der Methode

In beiden Fallbeispielen können die relevanten Objekte abgebildet werden. Die Auslegung der zwei Fallbeispiele zeigt keine Auslegungsschritte auf, die einer größeren oder kleineren Skalierung des Netzes widersprechen. Die Modellierung kann eine beliebige Anzahl an Lasten, Energiequellen, Übertragungselementen oder Netzknoten abbilden. Einzelne Auslegungsschritte zerfallen in mehrere Analyseschritte. Daher werden die Anforderungen an den *Bilanz- und den Objektbereich* erfüllt.

Die Ergebnisse für die Anforderung an ein Vorgehensmodell sind in Tabelle 6.30 dargestellt.

In beiden Fallbeispielen konnte ein *Auslegungsmodell* erzeugt werden. Dafür sind die in der Methode entwickelten Prozessparameter notwendig. Sie können nur durch den Hersteller der Geräte zur Verfügung gestellt werden, da eine detaillierte Modellierung des Geräteaufbaus oder eine experimentelle Vermessung einen wesentlichen Mehraufwand bedeuten und spezielle Messgeräte erfordern würden. Die Messungen zeigen, dass die Leistungswandler für die Auslegung des Regelungssystems als lineare Strecken mit Totzeit sehr gut approximiert werden können. Die für diese Methode entwickelte Modellierung zum *Identifizieren des Systemverhaltens* ist somit sehr gut geeignet, das dynamische Verhalten des Regelungssystems abzubilden.

Tabelle 6.30: Anwendung der Methode

	Anforderung an ein Vorgehensmodell								
	Auslegungsmodell erzeugen	Systemverhalten identifizieren	Funktionale Zustände entwerfen	Regelkennlinien bestimmen	Primärregler entwerfen	Großsignalstabilität prüfen	Netzresonanzen entkoppeln	Umschaltunkte analysieren	Übergangsstabilität sicherstellen
Fallbeispiel 1	●	●	●	●	●	◐	●	●	◐
Fallbeispiel 2	●	●	●	●	●	◐	●	●	◐

Legende:

● vollständig erfüllt ◐ teilweise erfüllt ○ nicht erfüllt

Die Güte der Identifikation anhand der Sprungantwort gewinnt wesentlich an Qualität, wenn das System unterkritisch gedämpft ist. Allerdings nehmen gleichzeitig nichtlineare Effekte in Richtung eines grenzstabilen Regelkreises zu, welche die lineare Modellierung nicht abbilden kann. Somit zeigt diese Methode einen erfolgreichen Weg, die Modellierung experimentell zu vervollständigen. Die Vermessung des realen Regelungssystems zeigt, dass eine Modellierung der nichtlinearen Effekte, wie durch die Methode treffend beschrieben, nicht notwendig ist.

Ist das Antwortsignal durch überlagerte Störspektren wie zum Beispiel Schaltüberwellen stark gestört, wird eine exakte Identifikation schwierig. In diesem Fall kann das Signal-Rausch-Verhältnis durch Mittelung über mehrerer Messungen maßgeblich verbessert werden.

Insbesondere für Speichersysteme mit geringer Kapazität ist eine Identifikation herausfordernd, da die Sprungantwort des Systems im netzbildenden Betrieb vermessen werden muss. Allerdings sind diese

Teilnehmer nur für kurze Zeit im netzbildenden Betrieb, bevor sie aufgrund eines niedrigen Ladezustands in den sekundär geregelten Zustand umschalten.

Für die Auslegung der Netzregelung kann es sinnvoll sein, solche Leistungswandler in einem Teilnehmer zusammenzufassen, die nach Anforderung gleiches Verhalten zeigen. In diesem Fall ist es zielführend, das Prozessmodell als Parallelschaltung aller Leistungswandler eines Teilnehmers zu identifizieren.

Der *Entwurf der Funktionalen Zustände* und das *Bestimmen der Regelkennlinien* ist in beiden Fallbeispielen zielführend. Die Priorisierung von Teilnehmern über die Spannung kann aber zu Konflikten in der stationären Auslegung führen. So ist es nicht möglich, einen USV-Energiespeicher für den Fall eines Versorgungsausfalls zu planen und diesen im Nennbetrieb nicht einzusetzen, wenn gleichzeitig Spitzenlastspeicher vorgesehen sind. Diese müssen im Fall einer Versorgungsunterbrechung aus dem dafür vorgesehenen USV-Energiespeicher nachgeladen werden. Das Spannungsband für das Nachladen der Spitzenlastspeicher muss oberhalb des Spannungsbands für die Entladung der Spitzenlastspeicher liegen. Im Normalbetrieb führt diese Auslegung dazu, dass der USV-Energiespeicher bei hohen Lasten aktiviert wird, auch wenn dies nicht der vorgesehene Einsatzzweck ist.

Der *Entwurf des Primärreglers* ist zielführend, kann die Eigenschaften der Leistungswandler aber nicht kompensieren. So muss die Stromanstiegsgeschwindigkeit der Leistungswandler in Abhängigkeit des Verhaltens der jeweiligen Lasten gewählt werden.

Ist einzig eine Änderung der Kapazität zum Einstellen der Stabilitätsreserve und des Überschwingverhaltens möglich, führt dies in Kombination mit einer geringen Dynamik der Regelstrecke zu hohen Zusatzkapazitäten. Kritisch ist die Frage nach der Einbaustelle dieser Zusatzkapazität, da ein Wegfall direkt zu Instabilität im Netz führen kann. Die direkte Verbindung von Zusatzkapazität und Leistungswandler in einer Lastzone wiederum birgt eine Brandgefahr durch Überlastung der Geräteschaltung. Der Umgang mit dieser Problematik wird durch die vorgestellte Methode vollständig adressiert.

Im Nennbetrieb wirken alle im Netz verbundenen Kapazitäten. Dieser Kapazitätswert ist hinsichtlich der minimal notwendigen Kapazität überdimensioniert. Diese Dimensionierung wird durch die Anwendung der Methode erst sichtbar und kann je nach Anwendungsfall und Anforderung angepasst werden.

Die *Überprüfung der Großsignalstabilität* mit der minimal notwendigen Kennliniensteigung führt zu keinem Anpassungsbedarf. In beiden Fallbeispielen liegt dieser Grenzwert unterhalb der gewählten

Nennverstärkung. Damit wird der physikalische Effekt erfolgreich geprüft, zeigt sich aber nicht als notwendiger Auslegungsschritt.

Die Netzresonanzen zeigen in beiden Fallbeispielen mit steigender Frequenz eine geringere Dämpfung. Gleichzeitig sinkt die Verstärkung der offenen Regelkreise mit steigender Frequenz. Es wurde gezeigt, dass im Prüfraum kritische Netzresonanzen auftreten können. Die Methode schließt somit eine Instabilität aufgrund der *Rückkopplungen von Netzresonanzen* aus.

Die Analyse der Fallbeispiele zeigt, dass Umschaltunkte einen Einfluss auf das Schwingverhalten des Netzes in spezifischen Fällen besitzen. Die *Analyse der Umschaltunkte* wird in den meisten Fällen nach der Identifikation der *Kritischen Anregungen* nicht fortgeführt.

Das *Sicherstellen der Übergangsstabilität* zeigt sich als wesentliches Element der Auslegung im gewählten Prüfraum. Die gewählten Werkzeuge können die an die Auslegung gestellten Anforderungen nicht vollständig erfüllen.

6.3.2 Erfüllung des Zielsystems

Die in den Messungen gewonnenen Erkenntnisse lassen sich wie folgt zusammenfassen:

Tabelle 6.31: Tabelle Erfüllung des Zielsystems

	Vollständigkeit des Zielsystems			
	stabiles Systemverhalten	Priorisierung der Leistungseinspeisung	dauerhafte Schwingungen, Geeignetes Einmeteschwingen	Stabile Kopplung
Fallbeispiel 1	●	◐	●	●
Fallbeispiel 2	●	●	●	●

Legende:

● vollständig erfüllt ◐ teilweise erfüllt ○ nicht erfüllt

Die Regelungssysteme in beiden Fallbeispielen erfüllen die Anforderung an *stabiles Systemverhalten*. Insbesondere zusätzliche interne (nichlineare) Übertragungsglieder, die das Regelungssystem nicht vorsieht, können zu ungewolltem Verhalten führen. Die Messungen zeigen es im ersten Fallbeispiel für den Leistungswandler des Energiespeichers ADS-Tech, der eine Einschalthysterese für kleine Ströme besitzt. Hinsichtlich der durch die Auslegung beeinflussbaren Faktoren wird mit der Auslegung Stabilität sichergestellt. Damit erfüllt die Methode die Anforderung nach Stabilität vollständig.

Die *Priorisierung der Leistungseinspeisung* wird im ersten Fallbeispiel teilweise und im zweiten Fallbeispiel vollständig durch die Auslegung der Regelkennlinien erfüllt. Das Regelkennlinienverhalten der Teilnehmer kann nachgemessen werden und stimmt bis auf Messungenauigkeiten durch vorhandene Störspektren mit dem gewünschten Verhalten überein. Für den Fall, dass die Stromanstiegsgeschwindigkeit der Last die des speisenden Leistungswandlers überschreitet, können einzelne funktionale Anforderungen nicht eingehalten werden. Im ersten Fallbeispiel ist dies für den Energiespeicher Accumotive der Fall. Die gewünschte Priorisierung wird aufgrund der niedrigen Dynamik des Teilnehmers im Fall einer Schweißlast nicht erreicht.

Die Anforderungen an die *dauerhaften Schwingungen* und das *geeignete Einschwingen* werden in beiden Fallbeispielen erfüllt. Die Messungen an der Rohbauzelle zeigen im Nennbetrieb kein erkennbares Überschwingverhalten. Dies entspricht dem in der Auslegung vorhergesagten Verhalten. Die Messungen an der Hallenversorgung stimmen mit dem in der Auslegung prognostizierten Einschwingverhalten überein und liegen, wie gefordert, innerhalb der Auslegungsgrenzen.

Beide Fallbeispiele erfüllen die Anforderung an eine *stabile Kopplung*. Die Messungen zeigen, dass die Umschaltpunkte in den Regelkennlinien ausschließlich durch einen Sprung in den Umschaltpunkt angeregt werden können. Die Kopplung zwischen allen Teilnehmern führt nicht zu unerwünschten Rückkopplungen. Die durch die Methode beschriebenen Kriterien sind somit gut geeignet, diese Problematik zu adressieren.

Die Messungen zeigen weiterhin, dass beide Regelungssysteme betrieben werden können, wenn nicht alle Teilnehmer zugeschaltet sind. Insbesondere das Szenario des Netzausfalls und der Netzwiederverkehr während des Betriebs der Rohbauzelle zeigt, dass die Integrität des Regelungssystems durch die Auslegung gewährleistet wird. Die Kopplung und Integrität der beiden Regelungssysteme ist gewährleistet. Die Methode adressiert die durch Kopplung entstehenden Wechselwirkungen in den Fallbeispielen vollständig und stellt daher einen zielführenden Weg zur Adressierung dar.

6.3.3 Lösungsansatz zur Validierung

Der vorgestellte Lösungsansatz zur Validierung der Methode umfasst einen Prüfraum, der durch sechs unabhängige Einflussfaktoren auf das Zielsystem und das Vorgehensmodell wirkt. Die für die Validierung genutzten Fallbeispiele bilden den Prüfraum nur unvollständig ab, da immer mehr als zwei Einflussfaktoren auf eine Zielgröße wirken. Für eine Überprüfung gegenüber Wechselwirkungen 2. Ordnung oder 3. Ordnung kann diese geringe Stichprobe nicht genutzt werden (Tabelle 6.1).

Tabelle 6.32 zeigt dies für die Zielgröße *Geeignetes Einschwingen*. Die Fallbeispiele sind ein Ausschnitt des Prüfraums, der ausschließlich große Netze mit geringer Dynamik der Lasten und kleine Netze mit hoher Dynamik der Lasten kombiniert. In diesem Beispiel ist die Kombination von großen Netzen mit Lasten hoher Dynamik als zusätzlicher kritischer Fall anzusehen.

Tabelle 6.33 fasst die notwendigen Fallbeispiele für die Validierung der Effekte 1. Ordnung und die Wechselwirkungen 2. Ordnung zusammen. In Grau sind jeweils die notwendigen Messungen markiert. Zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Arbeit fehlten die realen Anlagen zum Schließen dieser Lücken. Die Ergebnisse der Validierung gelten also ausschließlich für die Haupteffekte und nur in einem bestimmten Bereich des Prüfraums.

Tabelle 6.32: Wechselwirkungseffekte für ein geeignetes Einschwingen

	Lücke 1	Fallbeispiel 1	Fallbeispiel 2	Lücke 2
Dynamik der Lasten	+	+	-	-
Räumliche Ausdehnung	+	-	+	-
Wechselwirkung zwischen Dynamik der Lasten und Räumliche Ausdehnung	+	-	-	+

Tabelle 6.33: Validierung der Wechselwirkungseffekte 2. Ordnung

	Lücke 1	Fallbeispiel 1	Fallbeispiel 2	Lücke 2	Lücke 3
A: Anzahl der Teilnehmer	+	+	-	-	
B: Leistungsklasse des Netzes	+	-	+	+	-
C: Anzahl der Funktionen	-	+	-	+	
D: Übertragungsverhalten der Leistungswandler	+	+	-	-	-
E: Dynamik der Lasten	+	+	-	-	
F: Räumliche Ausdehnung	+	-	+	-	+
Wechselwirkung BD	+	-	-	-	+
Wechselwirkung DF	+	-	-	+	-
Wechselwirkung BF	+	+	+	-	-
Wechselwirkung AC	-	+	+	-	
Wechselwirkung EF	+	-	-	+	
Wechselwirkung AF	+	-	-	+	

7 Reflexion

Das folgende Kapitel soll einen prüfenden Blick auf die in der Arbeit gewonnenen Erkenntnisse werfen. Die nach der vorgestellten Auslegung gewonnenen Einstellungen des Regelungssystems konnten die Anforderungen des Zielsystems erfüllen. Entstanden ist das Vorgehen aus den in Kapitel 4.1 vorgestellten Anforderungen und den Forschungsfragen in Kapitel 1.4. Ein Blick zurück auf diese mit dem gewonnen Wissen und dem Vorgehen der Arbeit schließt den Forschungsprozess ab. Kapitel 7 diskutiert zunächst die Erfüllung aller in Kapitel 4.1 gestellten Anforderungen und beantwortet abschließend die Forschungsfragen.

7.1 Erfüllung der Anforderungen

An den gesuchten Lösungsansatz wurden sieben Anforderungen gestellt:

1. Abbilden des relevanten Objektbereichs

Die gesuchte Lösung soll die Objekte eines industriellen Gleichspannungs-Mikronetzes vollständig abbilden.

Der relevante Objektbereich wurde in Kapitel 2.1 mit der Definition des industriellen Gleichspannungs-Mikronetzes beschrieben. Zusätzlich wurde in Kapitel 2.2 der Begriff Regelungssystem in diesem Kontext definiert.

Der relevante Objektbereich umfasst Leistungswandler mit Spannungszwischenkreis, wie sie in der industriellen Automatisierungstechnik eingesetzt werden, Speichersysteme, Photovoltaikanlagen und aktive Gleichrichter als Energiequellen, Schweißinverter und Antriebssysteme als Lasten, Stromschienen und Leitungen als Übertragungselemente sowie ein dezentrales Regelungssystem mit Spannungsstatik und nicht-linearer Strom-Spannungs-Charakteristik.

Das Auslegungsmodell berücksichtigt diese Objekte und erlaubt, die zuvor definierten Eigenschaften, Geräte und Wirkzusammenhänge eines industriellen Gleichspannungs-Mikronetzes abzubilden. Somit wird diese Anforderung vollständig erfüllt.

2. Skalierbarkeit des Auslegungsobjekts

Die Methode soll unabhängig von der Anzahl der Teilnehmer, Netzknoten und Übertragungselemente anwendbar sein.

Elektrische Versorgungssysteme variieren in Struktur, Aufbau und Bemessungsleistung. Ziel dieser Arbeit ist es, einen möglichst allgemeingültigen und auf alle Anwendungsfälle übertragbaren Lösungsansatz zu formulieren.

Der Lösungsansatz begegnet dieser Anforderung durch die Beschreibung eines Modellierungsansatzes, der unabhängig von der Anzahl der Teilnehmer, der Netzknoten und Übertragungselemente genutzt werden kann. Zusätzlich sind die in den Auslegungsschritten 5.2 bis 5.9 gezeigten Vorgehensschritte unabhängig von der Struktur, dem Aufbau oder der Bemessungsleistung des Gleichspannungs-Mikronetzes, sodass diese Anforderung vollständig erfüllt wird.

3. Vorgehensmodell

Ziel des Lösungsansatzes ist es, die „gewonnene Vorstellung über den zweckmäßigen und sinnvollen Ablauf der Projektaktivitäten“ (Lauber et al. 1999, S. 25) in einem Modell festzuhalten.

Dies wurde mit dem in Kapitel 5.1 vorgestellten Vorgehensmodell adressiert. Die einzelnen Prozesse und Hilfsmittel, die dieses Vorgehensmodell umfasst, sind in den Kapiteln 5.2 bis 5.9 beschrieben.

Kapitel 6 zeigt, dass die Ziele der Auslegung vollständig erfüllt werden. Die notwendigen Informationsflüsse zwischen Anwender, Projektierer und Komponentenherstellern werden definiert. Das Vorgehensmodell und einzelne Prozeduren können als Vorlage für die Realisierung eines Softwarewerkzeugs dienen. Somit ist die gefundene Lösung zweckmäßig.

Die Methode diskutiert die wesentlichen physikalischen Zusammenhänge und gibt Empfehlungen für die Auslegung einzelner Aspekte. Die Kreativität der Prozessbeteiligten wird somit nicht eingeschränkt. Dass die vorgestellte Methode praktisch durchführbar ist, wurde in der Auslegung in Kapitel 6 gezeigt. Die Einhaltung der Handlungsanweisungen kann anhand der vorgestellten Werkzeuge und den geforderten Zwischenergebnissen sichergestellt werden. Somit ist die gefundene Lösung sinnvoll.

Eine dritte Person wird unter Berücksichtigung des gefundenen Lösungsansatzes die Auslegung des Regelungssystems eines Gleichspannungs-Mikronetzes praktisch durchführen können. Diese Anforderung wird somit vollständig erfüllt.

4. Sicherstellen von Stabilität

Die Parametrierung des Regelungssystems soll zu einem stabilen Systemverhalten führen.

Die relevanten Einflüsse auf die Stabilität des Regelungssystems werden für die Kleinsignalstabilität in Kapitel 5.6 sowie für die Großsignalstabilität und nichtlineare Stabilität in Kapitel 5.7 bearbeitet. Die dort beschriebenen Zusammenhänge führen zu einem stabilen Regler.

Die Stabilität des Regelungssystems kann in beiden Fallbeispielen experimentell nachgewiesen werden, sodass diese Anforderung als vollständig erfüllt angesehen wird.

5. Sollwertfolge und Störkompensation

Die Parametrierung soll zu einer vorgegebenen Priorisierung der Leistungseinspeisung installierter Erzeuger führen. Dabei sollen die quasistationären Betriebspunkte innerhalb eines einstellbaren Spannungsbereichs liegen.

Diese Anforderung wird durch die im Stand der Technik und Wissenschaft beschriebenen Regelkennlinien adressiert (Kapitel 3.2.2). Dabei umfasst das vorgeschlagene Auslegungsvorgehen Lösungen zum Entwerfen der funktionalen Zustände anhand der Nutzeranforderungen (Kapitel 5.4) und dem Ableiten der Regelkennlinien (Kapitel 5.5).

In den Fallbeispielen gelingt der Nachweis, dass die damit erarbeiteten Lösungen die Nutzeranforderungen erfüllen. Somit wird diese Anforderung als vollständig erfüllt angesehen.

6. Dynamik des Übertragungsverhaltens

Die Parametrierung soll nicht zu dauerhaften Schwingungen der Ströme und Spannungen im Netz führen. Das Überspringen des Netzes soll im Fall einer sprunghaften Anregung durch eine veränderte Last- oder Erzeugungssituation einstellbar sein.

Das Einschwingverhalten des Regelungssystems wird in Kapitel 5.6 anhand des Gütefaktors beschrieben und ein Vorgehen zum Reglerentwurf aufgezeigt.

In den Fallbeispielen wird experimentell bestätigt, dass das in der Auslegung geforderte Verhalten erreicht wird. Somit wird diese Anforderung vollständig erfüllt.

7. Kopplung des Regelkreises

Die Kopplung aller installierten Geräte im Netz soll stabil sein. Weiterhin soll bei Ausfall einzelner Geräte das Netz ohne Unterbrechung die Energieversorgung aufrechterhalten.

Den Wechselwirkungen im Regelungssystem wird durch eine Entkopplung der Regelkreise über die Regelkennliniencharakteristik begegnet (Kapitel 5.5). Die verbleibende Einkopplung von Netzresonanzen in den Regelkreis einzelner Teilnehmer wird ebenso in Kapitel 5.8 beschrieben wie das Vorgehen zur Filterauslegung, um eine instabile Rückkopplung zu vermeiden. Weiterhin wird in Kapitel 5.9 das Verhalten des Regelungssystems in den Umschaltpunkten der Regelkennlinie untersucht und ein Lösungsansatz vorgestellt, der Schwingungen vermeidet.

In beiden Fallbeispielen kann eine stabile Wechselwirkung innerhalb des Regelungssystems nachgewiesen werden. Die Schwingneigung an den Umschaltpunkten der Regelkennlinie ist nachweisbar, jedoch in keinen Fall instabil. Die Regelungssysteme können beim Anschalten schrittweise in Betrieb genommen werden. Der Ausfall eines Geräts führt nicht zur Unterbrechung der Versorgung. Daher wird diese Anforderung als vollständig erfüllt angesehen.

Die Bewertung der Erfüllung der an den Lösungsansatz gestellten Anforderungen zeigt, dass diese erfolgreich und zielorientiert umgesetzt wurden. Somit umfasst der vorgestellte Lösungsansatz den in Kapitel 4.3 dargestellten wissenschaftlichen Handlungsbedarf.

7.2 Beantwortung der Forschungsfragen

Abschließend soll der Blick auf die zentrale Forschungsfrage der Arbeit gerichtet werden:

Wie kann ein Regelungssystem für ein industrielles Gleichspannungs-Mikronetz ausgelegt werden mit dem Ziel, Leistungsgleichgewicht und Leistungsaufteilung zu erreichen?

Die Antwort auf diese übergeordnete Frage wurde anhand von Teilforschungsfragen gegeben. Die Vollständigkeit der gefundenen Lösung in dieser Arbeit soll an dieser Stelle geprüft werden.

1. *Wie wird ein industrielles Gleichspannungs-Mikronetz definiert?*

Kapitel 2 beantwortet diese Frage folgendermaßen: Das industrielle Gleichspannungs-Mikronetz ist ein elektrisches Versorgungssystem für lokale elektrische Lasten, das räumlich klar von anderen elektrischen Versorgungssystemen abgegrenzt werden kann. Es verbindet Netzeinspeisung, verteilte Energiequellen und elektrische Lasten. Es besitzt ein eigenes Regelungssystem, das die Versorgung mit Energie innerhalb der eigenen Grenzen sicherstellt, und steht im gesteuerten Energieaustausch mit einer übergeordneten elektrischen Energieverteilanlage. Gleichstrom stellt in diesem Zusammenhang den technologischen Ansatz zur Übertragung der elektrischen Energie mit einer Spannung,

die im zeitlichen Verlauf die Richtung nicht ändert. In der Industrie prägen Leistungswandler den elektrischen Verbrauch, die elektrische Flächenlast liegt wesentlich oberhalb derer im öffentlichen Verteilnetz und die Lasten zeigen dynamische Veränderungen im Verbrauch bei meist hohen Differenzen zwischen mittlerer und Spitzenlast.

2. *Welche verwandten Ansätze adressieren die Auslegung des Regelungssystems eines industriellen Gleichspannungs-Mikronetzes?*

Kapitel 3 behandelt diese Frage und kommt zu dem Ergebnis, dass die Regelung von Gleichspannungs-Mikronetzen mit unterschiedlichen Zielrichtungen und Schwerpunkten erforscht wird. Insbesondere relevant für den Kontext dieser Arbeit sind die dort dargestellten Ansätze des Minor Loop Gains, der Passivität, der Modellierung des elektrischen Systems, des Einflusses nichtlinearer Lasten, der statik Regelung, der DC-Bus-Signalgebung und des Einschwingverhaltens des Netzes.

3. *Welche Anforderungen werden an eine Methode zur Auslegung des Regelungssystems eines industriellen Gleichspannungs-Mikronetzes gestellt?*

Kapitel 4 leitet sieben Anforderungen an die Methode zur Auslegung des Regelungssystems eines industriellen Gleichspannungs-Mikronetzes aus den Grundlagen und dem Stand der Technik und Wissenschaft ab.

4. *Wie kann eine Methode zur Auslegung des Regelungssystems eines industriellen Gleichspannungs-Mikronetzes gestaltet werden?*

In Kapitel 5 wird der Lösungsansatz zur Auslegung des Regelungssystems eines industriellen Gleichspannungs-Mikronetzes beschrieben. Der gefundene Ansatz umfasst neun Prozeduren: Auslegungsmodell erzeugen, Systemverhalten identifizieren, funktionale Zustände entwerfen, Regelkennlinien bestimmen, Primärregler entwerfen, Großsignalstabilität prüfen, Netzresonanzen entkoppeln, Umschaltpunkte analysieren und Übergangsstabilität sicherstellen. Die technischen Zusammenhänge werden detailliert beschrieben und lösungsorientierte Hilfsmittel für die Auslegungsaufgabe vorgestellt.

5. *Wie kann die Auslegungsmethode des Regelungssystems eines industriellen Gleichspannungs-Mikronetzes in der Anwendung validiert werden?*

Die Auslegungsmethode kann nicht auf Allgemeingültigkeit geprüft werden. Stattdessen wird sie in Kapitel 6 auf Falsifizierbarkeit getestet und einer kritischen Überprüfung in einem definierten Prüfraum unterzogen. Die theoretische Auslegung wird dazu in reale technische Aufbauten übertragen und das Verhalten des Regelungssystems anhand von Messreihen experimentell untersucht. Der Abgleich zwischen realem Verhalten und dem in der Auslegung angeforderte Verhalten wird genutzt, um den gewählten Lösungsansatz zu widerlegen. Widersprechen sich reales Verhalten und Auslegung, so ist das Auslegungsvorgehen ganz oder in Teilen widerlegt. Entsteht aber kein Widerspruch, wird die entwickelte Lösung bis zur Widerlegung als validiert angesehen. Die gewählte Methode zeigt, dass eine allgemeingültige Validierung der Methode anhand der verfügbaren Fallbeispiele nicht möglich ist.

8 Zusammenfassung und Ausblick

Mit der Energiewende müssen Unternehmen sich in Richtung eines effizienteren Energieeinsatzes weiterentwickeln. Darunter fällt der Ersatz fossiler durch regenerative Energiequellen. **Gleichspannungs-Mikronetze** bieten in zweierlei Hinsicht einen technischen Lösungsansatz für diese Veränderung: Die Gleichspannungskopplung von industriellen Lasten reduziert zum einen Wandlungsverluste und lokal eingebundene regenerative Erzeuger und Speichersysteme können zum anderen die elektrische Versorgung des Unternehmens ohne fossile Energieträger sicherstellen und sind ja native Gleichspannungsgeräte.

In jedem elektrischen Versorgungssystem muss das Leistungsgleichgewicht sichergestellt werden, um die Versorgungsfunktion zu erfüllen. Die von Lasten bezogene Leistung und die Einspeiseleistung müssen somit durch ein Regelungssystem aktiv in ein Gleichgewicht geführt werden, um die Versorgung sicherzustellen.

Das Ziel dieser Arbeit ist die Entwicklung einer **Methode zur Auslegung des Regelungssystems** eines **industriellen Gleichspannungs-Mikronetzes**, welches das **Leistungsgleichgewicht** aufrecht erhält und **Leistungsflüsse** zwischen unterschiedlichen Energiequellen **aufteilt**.

Bei einem industriellen Gleichspannungs-Mikronetz im Sinne dieser Arbeit handelt es sich um ein elektrisches Versorgungssystem mit einer Nennspannung von 650 Volt für lokale elektrische Lasten, das räumlich klar von anderen elektrischen Versorgungssystemen abgegrenzt werden kann. Es verbindet Netzeinspeisung, verteilte Energiequellen und elektrische Lasten. Es besitzt ein eigenes Regelungssystem, das die Versorgung mit Energie innerhalb der eigenen Grenzen sicherstellt und steht im gesteuerten Energieaustausch mit einer übergeordneten elektrischen Energieverteilanlage. Gleichspannung ist in diesem Zusammenhang der technologische Ansatz zur Übertragung der elektrischen Energie mit einer Spannung, die im zeitlichen Verlauf die Richtung nicht ändert. Der Fokus liegt auf elektrischen Versorgungssystemen in der Industrie, die durch Leistungswandler in elektrischen Antriebssystemen geprägt sind. Die elektrische Flächenlast dort liegt wesentlich oberhalb der im öffentlichen Verteilnetz und die Lasten zeigen dynamische Änderungen im Verbrauch mit häufig hoher Differenz zwischen mittlerer und Spitzenlast.

Bisher publizierte Ansätze zur Regelung von Gleichspannungs-Mikronetzen adressieren nur Teilaspekte der Auslegung. Insbesondere die Lösungsansätze des Minor Loop Gains, der Passivität, der

Modellierung des elektrischen Systems, des Einflusses nichtlinearer Lasten, der Statik Regelung, der DC-Bus-Signalgebung und des Einschwingverhaltens des Netzes sind im Kontext dieser Problemstellung relevant.

Der wissenschaftliche Handlungsbedarf hinsichtlich der Problemstellung wird anhand von Anforderungen an den Bilanz- und Objektbereich, an ein zweckmäßiges und sinnvolles Vorgehensmodell und eines aus den Grundlagen abgeleiteten Zielsystems geprüft. Die Überprüfung zeigt, dass der relevante Bilanz- und Objektbereich nur in manchen Teilen der schon vorhandenen Lösungsansätze adressiert wird. Es existiert keine Darstellung eines zweckmäßigen und sinnvollen Vorgehensmodells für die Auslegung des Regelungssystems eines industriellen Gleichspannungs-Mikronetzes in der Literatur. Somit lässt sich der Handlungsbedarf so zusammenfassen: Abbilden des vollständigen Objektbereichs eines industriellen Gleichspannungs-Mikronetzes, Konsolidieren vorhandener Lösungsansätze zur Auslegung, Auswählen geeigneter Lösungsansätze und vollständiges Abbilden des Zielsystems in einer Methode.

Kapitel 5 beschreibt den aus diesen Handlungsbedarfen abgeleiteten Lösungsansatz zur Auslegung des Regelungssystems eines industriellen Gleichspannungs-Mikronetzes. Der entwickelte Ansatz umfasst neun Prozeduren: Auslegungsmodell erzeugen, Systemverhalten identifizieren, funktionale Zustände entwerfen, Regelkennlinien bestimmen, Primärregler entwerfen, Großsignalstabilität prüfen, Netzresonanzen entkoppeln, Umschaltpunkte analysieren und Übergangsstabilität sicherstellen. Die technischen Zusammenhänge werden für jede Prozedur detailliert beschrieben und es werden lösungsorientierte Hilfsmittel für die Auslegungsaufgabe vorgestellt.

Zuletzt wird die entwickelte Lösung in Kapitel 6 in einem definierten Prüfraum einer kritischen Überprüfung unterzogen, um die Validität der Lösung sicherzustellen. Dabei werden die theoretischen Voraussagen der Auslegung an realen Fallbeispielen experimentell geprüft.

Das erste Fallbeispiel beschreibt die Regelung eines Gleichspannungs-Mikronetzes für eine **Fertigungszelle**. Diese versorgt typische Produktionsprozesse, die beim Rohbau von Automobilen zu finden sind. Dieses Fallbeispiel hat eine hohe Anzahl an Energiequellen, eine geringe Anschlussleistung, eine große Anzahl an Funktionen, eine hohe Dynamik der Lasten und eine geringe räumliche Ausdehnung. Besondere Herausforderungen in diesem Fallbeispiel sind die hohe Anzahl an Funktionen bei der Priorisierung der Energiequellen und die hohe Stromanstiegsgeschwindigkeit der hier auftretenden Schweißimpulse.

Das zweite Fallbeispiel beschreibt die Regelung eines Gleichspannungs-Mikronetzes für eine **Hallenversorgung**. Dieses System ist an das Wechselspannungsnetz angebunden, umfasst ein Energiespeichersystem und versorgt Teile der Hallenlüftung. Dieses Fallbeispiel hat eine geringe Anzahl an Energiequellen, eine hohe Anschlussleistung, eine geringe Anzahl an Funktionen, eine geringe Dynamik der Lasten und eine große räumliche Ausdehnung. Die besonderen Herausforderungen dieses Fallbeispiels liegen in der hohen Verstärkung der Regelkennlinie, den durch lange Stromschienen entstehenden Entkopplungseffekten und der geringen Dynamik der Leistungswandler.

Die Messergebnisse in beiden Fallbeispielen stimmen mit dem durch die Theorie vorhergesagten Verhalten des Regelungssystems außerordentlich gut überein. Die mit der vorliegenden Arbeit gefundene Methode reduziert die Komplexität der Auslegung des Regelungssystems maßgeblich, da diese auf die wesentlichen Schritte reduziert wird. Die detaillierte Darstellung der physikalischen Zusammenhänge und die exakte Begründung der empfohlenen Grenzen erlaubt es, die Methode für den jeweiligen Anwendungsfall abzuwandeln. Die Methode erlaubt dem Projektierer einen einfachen Zugang zum relevanten Wissen zur Auslegung des Regelungssystems. Sie ermöglicht es, Relevanz bekannter Problemstellungen für den jeweiligen Anwendungsfall zu erkennen und die notwendigen Werkzeuge zielführend und lösungsorientiert anzuwenden.

Die durch diese Fallbeispiele vorgegebenen Anwendungsgrenzen sind definiert durch die in der Automatisierungstechnik eingesetzten Leistungswandler mit Spannungszwischenkreis, einer Systemspannung zwischen 400 und 800 Volt, Leitungsinduktivitäten typischer Kabel und Stromschienen für den Einsatz in Niederspannungsnetzen und das untersuchte Lastanregungsverhalten von Antriebssystemen und Schweißinvertern.

Die wissenschaftliche Arbeit schließt mit der Bewertung des gefundenen Lösungsansatzes ab. Das Ergebnis des wissenschaftlichen Prozesses erfüllt die gestellten Anforderungen vollständig und beantwortet die zentrale Forschungsfrage.

Die in dieser Arbeit erarbeiteten Ergebnisse liefern einen wesentlichen Beitrag zum Transfer wissenschaftlicher Erkenntnisse zur Auslegung des Regelungssystems eines Gleichspannungs-Mikronetzes in die Praxis. Für die praktische Anwendung werden zukünftig spezifischere Werkzeuge in Form von Software oder Handlungsanweisungen aus diesen Erkenntnissen abgeleitet werden müssen, um Personen mit Auslegungsverantwortung eine zielführende Methodik an die Hand zu geben. Dies liegt darin begründet, dass die Expertise im Bereich der Regelungs- und Elektrotechnik bei den Personen mit Auslegungsverantwortung nicht in ausreichender Tiefe vorhanden ist.

Weiterhin ergibt sich Forschungsbedarf im Bereich der Wechselwirkungen innerhalb des Regulationssystems. Diese sind für dezentrale Regulationssysteme auch auf Grundlagenebene noch nicht ausreichend erforscht. So kann gegebenenfalls mit einer besseren wissenschaftlichen Fundierung in diesem Bereich auf eine Entkopplung der Regelkreise – wie in dieser Lösung verfolgt – verzichtet werden.

Auch im Bereich der Übergangsverhaltens ergibt sich weiterer Forschungsbedarf. Die Eigendynamik des Netzes kann die Spannung im Netz in höheren Frequenzbereichen entkoppeln und somit einer Ausregelung der Störung entgegen wirken. Das Auftreten und mögliche Maßnahmen für den Umgang mit dieser Problematik sind mit dieser Arbeit nicht vollständig gelöst.

Während sich diese Arbeit auf die Energieübertragung mit Gleichspannung fokussiert, kann außerdem ein Übertrag der methodischen Erkenntnisse auf industrielle Wechselstrom-Mikronetze zu einem weiteren interessanten Forschungsansatz führen. Insbesondere die Struktur und die Zielstellung einzelner Auslegungsschritte existiert gleichermaßen in Wechselstromanwendungen. Die vorgestellten Werkzeuge zur Auslegung werden aber nur in Teilen oder eventuell gar nicht übertragbar sein.

9 Literaturverzeichnis

- Adamy 2014** Adamy, Jürgen, 2014.
Nichtlineare Systeme und Regelungen.
2., bearb. und erw. Aufl.
Berlin : Springer Vieweg.
ISBN 9783642450136
DOI: 10.1007/978-3-642-45013-6
- Adamy 2018** Adamy, Jürgen, 2018.
Nichtlineare Systeme und Regelungen.
3., aktualisierte Auflage.
Berlin : Springer Vieweg.
ISBN 9783662556849
DOI: 10.1007/978-3-662-55685-6
- AGEB 2017** Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., 2017.
Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland in den Jahren 2013 bis 2016
Verfügbar unter: https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=ageb_-_zusammenfassender_bericht_fu____r_die_endenergiesektoren_2013_-_2016.pdf
Zugriff am: 29.12.2018
- AGEB 2018** Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., 2018.
Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2017 (Stand Juli 2018)
Verfügbar unter: <https://ag-energiebilanzen.de/10-0-Auswertungstabellen.html>
Zugriff am: 22.12.2018
- AGEB 2019** Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., 2019.
Erstellen von Anwendungsbilanzen für die Jahre 2018 bis 2020 für die Sektoren Industrie und GHD.
Karlsruhe
Verfügbar unter: <https://ag-energiebilanzen.de/8-0-Anwendungsbilanzen.html>
Zugriff am: 11.05.2020
- AGEB 2020** Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., 2020.
Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2018: Daten für die Jahre von 1990 bis 2018.
Berlin
Verfügbar unter: <https://ag-energiebilanzen.de/10-0-Auswertungstabellen.html>
Zugriff am: 06.09.2020
- Akiyoshi et al. 2012** Akiyoshi, Hirofumi; Hiraki, Eiji; Tanaka, Toshihiko; Okamoto, Masayuki; Matsuo, Tadayoshi; Ochi, Kiyoshi, 2012.
Peak power shaving of an electric injection molding machine with supercapacitors.
In: *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2012*, 15.9.2012 - 20.9.2012, Raleigh, NC, USA, S. 2590–2595
- Alfayyumi et al. 1999** Alfayyumi, M; Nayfeh, A. H; Borojevic, D., 1999.
Input filter interactions in DC-DC switching regulators.
In: *PESC99 record*, 27.06.1999 - 27.07.1999, Charleston, SC, USA, S. 926–932

- Anand et al. 2013** Anand, Sandeep; Fernandes, Baylon G; Guerrero, Josep, 2013. Distributed Control to Ensure Proportional Load Sharing and Improve Voltage Regulation in Low-Voltage DC Microgrids. *IEEE Transactions on Power Electronics* **28** (4), S. 1900–1913
DOI: 10.1109/TPEL.2012.2215055
- Anke 2009** Anke, Dieter, 2009. *Leistungselektronik*. 2., überarb. Aufl. München : Oldenbourg. ISBN 3486226347
DOI: 10.1524/9783486593785
- Bacon 2016** Bacon, Francis, 2016. Neues Organon. In: Pfister, Jonas (Hrsg.): *Texte zur Wissenschaftstheorie*. Stuttgart : Philipp Reclam jun. GmbH & Co. KG, S. 40–52
ISBN 9783150194218
- Banković et al. 2020** Banković, Bojan; Filipović, Filip; Mitrović, Nebojša; Petronijević, Milutin; Kostić, Vojkan, 2020. A Building Block Method for Modeling and Small-Signal Stability Analysis of the Autonomous Microgrid Operation. *Energies* **13** (6), S. 1492
DOI: 10.3390/en13061492
- Beerten 2013** Beerten, Jef, 2013. *Modeling and Control of DC Grids*. Leuven Niederlande, KU Leuven, Dissertation, 2013.
- Beerten et al. 2014** Beerten, Jef; Cole, Stijn; Belmans, Ronnie, 2014. Modeling of Multi-Terminal VSC HVDC Systems With Distributed DC Voltage Control. *IEEE Transactions on Power Systems* **29** (1), S. 34–42
DOI: 10.1109/TPWRS.2013.2279268
- Beerten et al. 2016** Beerten, Jef; D'Arco, Salvatore; Suul, Jon Are, 2016. Identification and small-signal analysis of interaction modes in VSC MTDC systems. In: *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, Boston, MA, USA, 1 S.
- Bernet et al. 2012** Bernet, Steffen; Brückner, Thomas, 2012. *Selbstgeführte Stromrichter am Gleichspannungszwischenkreis: Funktion, Modulation und Regelung*. Berlin : Springer Vieweg. ISBN 9783540236566
- Binder 2017** Binder, Andreas, 2017. *Elektrische Maschinen und Antriebe: Grundlagen, Betriebsverhalten*. 2. Aufl. 2017. Berlin, Heidelberg : Springer. ISBN 9783662532416
DOI: 10.1007/978-3-662-53241-6

-
- BMU 2016** Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, 2016.
Klimaschutzplan 2050: Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung.
 Berlin
 Verfügbar unter: https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf
 Zugriff am: 07.01.2022
- Borcherding et al. 2015** Borcherding, Holger; Kuhlmann, Timm, 2015.
Energieeffiziente Gleichspannungsversorgung zur Versorgung von industriellen Produktionsanlagen.: Studie des ZVEI.
 Frankfurt am Main
- Borcherding et al. 2017** Borcherding, Holger; Austermann, Johann; Kuhlmann, Timm; Weis, Benno; Leonide, Andre, 2017.
 Concepts for a DC network in industrial production.
 In: *2017 IEEE Second International Conference on DC Microgrids (ICDCM)*,
 27.06.2017 - 29.06.2017, Nuremburg, Germany, S. 227–234
- Boroyevich et al. 2010** Boroyevich, Dushan; Cvetkovic, Igor; Dong, Dong; Burgos, Rolando; Wang, Fei; Lee, Fred, 2010.
 Future electronic power distribution systems a contemplative view.
 In: *12th International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment (OPTIM), 2010*,
 20.05.2010 - 22.05.2010, Brasov, Romania, S. 1369–1380
- Büscher et al. 2013** Büscher & Schippl, 2013.
Die Transformation der Energieversorgung: Einheit und Differenz soziotechnischer Systeme
 Verfügbar unter: <https://www.tatup-journal.de/english/weiterleitung7509.php>
 Zugriff am: 22.12.2018
- Cardenas et al. 2004** Cardenas, R; Pena, R; Asher, G. M; Clare, J; Blasco-Gimenez, R., 2004.
 Control Strategies for Power Smoothing Using a Flywheel Driven by a Sensorless Vector-Controlled Induction Machine Operating in a Wide Speed Range.
IEEE Transactions on Industrial Electronics **51** (3), S. 603–614
 DOI: 10.1109/TIE.2004.825345
- Cavanagh et al. 2018** Cavanagh, Kathleen; Belk, Julia A; Turitsyn, Konstantin, 2018. Transient Stability Guarantees for Ad Hoc DC Microgrids.
IEEE Control Systems Letters **2** (1), S. 139–144
 DOI: 10.1109/LCSYS.2017.2764441
- Czichos 2000** Czichos, Horst (Hrsg.) , 2000.
Die Grundlagen der Ingenieurwissenschaften.
 31 Auflage.
 Berlin, Heidelberg : Springer.
 ISBN 9783662066522
 DOI: 10.1007/978-3-662-06652-2
- Daniel Schwertner et al. 2013** Daniel Schwertner, Christoffer; Bellinaso, Lucas Vizzotto; Hey, Helio Leaes; Michels, Leandro, 2013.
 Supervisory control for stand-alone photovoltaic systems.
 In: *Brazilian Power Electronics Conference (COBEP), 2013*,
 27.10.2013 - 31.10.2013, Gramado, Brazil, S. 582–588

- D'Arco et al. 2015** D'Arco, S; Beerten, J; Suul, J. A., 2015. Cable Model Order Reduction for HVDC Systems Interoperability Analysis. In: *11th IET International Conference on AC and DC Power Transmission*, 10.02.2015 - 12.02.2015, Birmingham, UK, 026 (10 .)-026 (10 .)
- Di Piazza et al. 2018** Di Piazza, M. C; Luna, M; La Tona, G; Pucci, M; Accetta, A; Pietra, A., 2018? A New Method for Selecting the Voltage Level for an Advantageous Transition to DC Distribution in Ships. In: *2018 IEEE International Conference on Electrical Systems for Aircraft, Railway, Ship Propulsion and Road Vehicles & International Transportation Electrification Conference (ESARS-ITEC)*, 7.11.2018 - 9.11.2018, Nottingham, S. 1–5
- Dokić et al. 2015** Dokić, Branko L; Blanuša, Branko, 2015. *Power Electronics: Converters and Regulators*. 3rd ed. 2015. Cham : Springer International Publishing. ISBN 9788674664926 DOI: 10.1007/978-3-319-09402-1
- Dragičević et al. 2014** Dragičević, Tomislav; Sucic, Stjepan; Vasquez, Juan C; Guerrero, Josep M., 2014. Flywheel-Based Distributed Bus Signalling Strategy for the Public Fast Charging Station. *IEEE Transactions on Smart Grid* **5** (6), S. 2825–2835 DOI: 10.1109/TSG.2014.2325963
- Dragičević et al. 2015** Dragičević, Tomislav; Lu, Xiaonan; Vasquez, Juan; Guerrero, Josep, 2015. DC Microgrids–Part I: A Review of Control Strategies and Stabilization Techniques. *IEEE Transactions on Power Electronics* **31** (7), S. 1 DOI: 10.1109/TPEL.2015.2478859 Zugriff am: 13.06.2017
- Dragičević et al. 2018** Dragičević, Tomislav; Blaabjerg, Frede; Wheeler, Pat, 2018. *DC Distribution Systems and Microgrids*. Stevenage : Institution of Engineering & Technology. Energy Engineering Ser. ISBN 9781785613821
- Duarte et al. 1989** Duarte, M. A; Narendra, K. S., 1989. Combined direct and indirect approach to adaptive control. *IEEE Transactions on Automatic Control* **34** (10), S. 1071–1075 DOI: 10.1109/9.35278
- Duesterhoeft et al. 1951** Duesterhoeft, W. C; Schulz, Max W; Clarke, Edith, 1951. Determination of Instantaneous Currents and Voltages by Means of Alpha, Beta, and Zero Components. *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers* **70** (2), S. 1248–1255 DOI: 10.1109/T-AIEE.1951.5060554
- Emadi et al. 1999** Emadi, Ali; Fahimi, Babak; Ehsani, Mehrdad, 1999. On the Concept of Negative Impedance Instability in the More Electric Aircraft Power Systems with Constant Power Loads. In: *SAE Technical Paper Series*

-
- Emadi et al. 2006** Emadi, A; Khaligh, A; Rivetta, C. H; Williamson, G. A., 2006. Constant Power Loads and Negative Impedance Instability in Automotive Systems: Definition, Modeling, Stability, and Control of Power Electronic Converters and Motor Drives. *IEEE Transactions on Vehicular Technology* **55** (4), S. 1112–1125
DOI: 10.1109/TVT.2006.877483
- Erickson et al. 2004** Erickson, Robert W; Maksimović, Dragan, 2004. *Fundamentals of Power Electronics*. Second Edition. Boston, MA : Kluwer Academic Publishers. ISBN 9780306480485
DOI: 10.1007/b100747
- Feng et al. 2002** Feng, Xiaogang; Liu, Jinjun; Lee, F. C., 2002. Impedance specifications for stable DC distributed power systems. *IEEE Transactions on Power Electronics* **17** (2), S. 157–162
DOI: 10.1109/63.988825
- Gao et al. 2019** Gao, Fei; KANG, Ren; CAO, Jun; YANG, Tao, 2019. Primary and secondary control in DC microgrids: a review. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy* **7** (2), S. 227–242
DOI: 10.1007/s40565-018-0466-5
- Gavriliuță 2014** Gavriliuță, Cătălin, 2014. *Control and Operation of Multi-Terminal VSC-DC Networks*. Terrassa, Spain, Universitat Politècnica de Catalunya (UPC), Dissertation, 2014
<https://upcommons.upc.edu/handle/2117/95662>
- Gavriliuță et al. 2014** Gavriliuță, Cătălin; Candela, J. Ignacio; Citro, Costantino; Rocabert, Joan; Luna, Alvaro; Rodriguez, Pedro, 2014. Decentralized Primary Control of MTDC Networks With Energy Storage and Distributed Generation. *IEEE Transactions on Industry Applications* **50** (6), S. 4122–4131
DOI: 10.1109/TIA.2014.2315715
- Graßl 2015** Graßl, Markus, 2015. *Bewertung der Energieflexibilität in der Produktion*. München : Utz. Forschungsberichte IWB 300. München, Techn. Univ., Diss., 2015. ISBN 9783831644766
- Gu et al. 2014** Gu, Yunjie; Xiang, Xin; Li, Wuhua; He, Xiangning, 2014. Mode-Adaptive Decentralized Control for Renewable DC Microgrid With Enhanced Reliability and Flexibility. *IEEE Transactions on Power Electronics* **29** (9), S. 5072–5080
DOI: 10.1109/TPEL.2013.2294204
- Guedes et al. 2017** Guedes, Aderaldo R; Ferreira, Jonas S; Lima, Andre dos S; Freitas, Antonio A. A; Antunes, Fernando L. M; Sa, Edilson M., 2017. DC bus, an attractive opportunity for energy efficiency in industry. In: *2017 IEEE 8th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*, 17.04.2017 - 20.04.2017, Florianopolis, Brazil, S. 1–5

- Guerrero et al. 2013** Guerrero, Josep M; Chandorkar, Mukul; Lee, Tzung-Lin; Loh, Poh Chiang, 2013. Advanced Control Architectures for Intelligent Microgrids—Part I: Decentralized and Hierarchical Control. *IEEE Transactions on Industrial Electronics* **60** (4), S. 1254–1262
DOI: 10.1109/TIE.2012.2194969
- Hagemeyer et al. 2017** Hagemeyer, Marc; Frohleke, Norbert; Bocker, Joachim; Rodder, Bernd; Asmann, Lars; Volkel, Bernd, 2017.
Design of a flywheel energy storage system for high current pulsating loads.
In: *2017 IEEE 12th International Conference on Power Electronics and Drive Systems (IEEE PEDS 2017)*,
12.12.2017 - 15.12.2017, Honolulu, HI, 1,068-1,073
- Hanson 2016** Hanson, Norwood Russel, 2016.
Entdeckungsmuster.
In: Pfister, Jonas (Hrsg.): *Texte zur Wissenschaftstheorie*.
Stuttgart : Philipp Reclam jun. GmbH & Co. KG, S. 340–343
ISBN 9783150194218
- Hering et al. 2014** Hering, Ekbert; Bressler, Klaus; Gutekunst, Jürgen, 2014.
Elektronik für Ingenieure und Naturwissenschaftler.
6., vollst. aktualisierte und erw. Aufl.
Berlin : Springer Vieweg.
ISBN 9783642054983
DOI: 10.1007/978-3-642-05499-0
- Heuck et al. 2010** Heuck, Klaus; Dettmann, Klaus-Dieter; Schulz, Detlef, 2010.
Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis.
8., überarbeitete und aktualisierte Auflage.
Wiesbaden : Vieweg+Teubner Verlag / Springer Fachmedien.
ISBN 9783834807366
DOI: 10.1007/978-3-8348-9761-9
- Huber et al. 2016** Huber, Jonas Emanuel; Kolar, Johann Walter, 2016. Solid-State Transformers: On the Origins and Evolution of Key Concepts. *IEEE Industrial Electronics Magazine* **10** (3), S. 19–28
DOI: 10.1109/MIE.2016.2588878
- Hume 2016** Hume, David, 2016.
Eine Untersuchung über den menschlichen Verstand.
In: Pfister, Jonas (Hrsg.): *Texte zur Wissenschaftstheorie*.
Stuttgart : Philipp Reclam jun. GmbH & Co. KG, S. 226–231
ISBN 9783150194218
- Jeon et al. 2016** Jeon, Hyun Woo; Taisch, Marco; Prabhu, Vittaldas, 2016. Measuring variability on electrical power demands in manufacturing operations. *Journal of Cleaner Production* **137**, S. 1628–1646
DOI: 10.1016/j.jclepro.2016.03.102
- Kakigano et al. 2011** Kakigano, H; Nishino, A; Ise, T., 2011.
Distribution voltage control for DC microgrid with fuzzy control and gain-scheduling control.
In: *IEEE 8th International Conference on Power Electronics and ECCE Asia (ICPE & ECCE), 2011, Jeju, Korea (South)*, S. 256–263

-
- Karlsson et al. 2003** Karlsson, P; Svensson, J., 2003. DC bus voltage control for a distributed power system.
IEEE Transactions on Power Electronics **18** (6), S. 1405–1412
DOI: 10.1109/TPEL.2003.818872
- Kasper et al. 1987** Kasper, M; Kost, A., 1987. Skin- und Proximity-Effekt bei Leitungen unterschiedlicher Querschnittsform.
Archiv f. Elektrotechnik (Archiv für Elektrotechnik) **70** (5), S. 333–339
DOI: 10.1007/BF01476273
- Kiank et al. 2011** Kiank, Hartmut; Fruth, Wolfgang, 2011.
Planungsleitfaden für Energieverteilungsanlagen: Konzeption, Umsetzung und Betrieb von Industrienetzen.
Erlangen : Publicis Publishing.
ISBN 9783895783593
- Kiel 2007** Kiel, Edwin, 2007.
Antriebslösungen: Mechatronik für Produktion und Logistik.
Berlin, Heidelberg : Springer-Verlag.
VDI-Buch.
ISBN 9783540734277
DOI: 10.1007/978-3-540-73427-7
- Koutroulis et al. 2006** Koutroulis, E; Kalaitzakis, K., 2006. Design of a maximum power tracking system for wind-energy-conversion applications.
IEEE Transactions on Industrial Electronics **53** (2), S. 486–494
DOI: 10.1109/TIE.2006.870658
- Kuhn 1999** Kuhn, Thomas S., 1999.
Die Struktur wissenschaftlicher Revolutionen.
In: Gadenne, Volker; Visitin, Aldo (Hrsg.): *Wissenschaftsphilosophie.*
1. Aufl.
Freiburg : Alber, S. 115–127
ISBN 3495480056
- Kuhn 2016** Kuhn, Thomas S., 2016.
Das Wesen und die Notwendigkeit wissenschaftlicher Revolutionen.
In: Pfister, Jonas (Hrsg.): *Texte zur Wissenschaftstheorie.*
Stuttgart : Philipp Reclam jun. GmbH & Co. KG, S. 344–368
ISBN 9783150194218
- Lasseter et al. 2003** Lasseter et al., 2003.
Integration of Distributed Energy Resources: The CERTS MicroGrid Concept
Verfügbar unter: <http://bnrg.eecs.berkeley.edu/~randy/Courses/CS294.F09/MicroGrid.pdf>
Zugriff am: 29.06.2021
- Lauber et al. 1999** Lauber, Rudolf; Göhner, Peter, 1999.
Prozessautomatisierung 2: Modellierungskonzepte und Automatisierungsverfahren, Softwarewerkzeuge für den Automatisierungsingenieur, Vorgehensweise in den Projektphasen bei der Realisierung von Echtzeitsystemen.
Berlin, Heidelberg : Springer.
ISBN 3540653198
DOI: 10.1007/978-3-642-58447-3

- Lu et al. 2014** Lu, Xiaonan; Guerrero, Josep M; Sun, Kai; Vasquez, Juan C., 2014. An Improved Droop Control Method for DC Microgrids Based on Low Bandwidth Communication With DC Bus Voltage Restoration and Enhanced Current Sharing Accuracy. *IEEE Transactions on Power Electronics* **29** (4), S. 1800–1812
DOI: 10.1109/TPEL.2013.2266419
- Lunze 2010a** Lunze, Jan, 2010. *Regelungstechnik 1*. 8., neu bearb. Aufl. Berlin : Springer. ISBN 9783642138072
- Lunze 2010b** Lunze, Jan, 2010. *Regelungstechnik 2: Mehrgrößensysteme, digitale Regelung*. 6., neu bearbeitete Aufl. Berlin : Springer. ISBN 9783642101977
DOI: 10.1007/978-3-642-10198-4
- Lunze 2020** Lunze, Jan, 2020. *Mehrgrößensysteme, Digitale Regelung: Mit 227 Abbildungen, 60 Beispielen, 107 Übungsaufgaben sowie einer Einführung in das Programmsystem MATLAB*. 10., überarbeitete und aktualisierte Auflage. Berlin Heidelberg : Springer Vieweg. ISBN 9783662607596
- Lutz et al. 2011** Lutz, Josef; Schlangenotto, Heinrich; Scheuermann, Uwe; Doncker, Rik de, 2011. *Semiconductor Power Devices: Physics, Characteristics, Reliability*. Berlin, Heidelberg : Springer. ISBN 9783642111259
DOI: 10.1007/978-3-642-11125-9
- Machowski et al. 2012** Machowski, Jan; Bialek, Janusz W; Bumby, James R., 2012. *Power system dynamics: Stability and control*. 2. ed., reprinted with corr. Chichester : Wiley. ISBN 9780470725580
- Maksimovic et al. 2001** Maksimovic, D; Stankovic, A. M; Thottuvelil, V. J; Verghese, G. C., 2001. Modeling and simulation of power electronic converters. *Proceedings of the IEEE* **89** (6), S. 898–912
DOI: 10.1109/5.931486
Zugriff am: 13.06.2017
- Malesani et al. 1995** Malesani, L; Rossetto, L; Tenti, P; Tomasin, P., 1995. AC/DC/AC PWM converter with reduced energy storage in the DC link. *IEEE Transactions on Industry Applications* **31** (2), S. 287–292
DOI: 10.1109/28.370275
- Malinowski et al. 2003** Malinowski, M; Kazmierkowski, M. P; Trzynadlowski, A., 2003. Review and comparative study of control techniques for three-phase PWM rectifiers. *Mathematics and Computers in Simulation* **63** (3-5), S. 349–361
DOI: 10.1016/S0378-4754(03)00081-8

-
- Marenbach et al. 2013** Marenbach, Richard; Nelles, Dieter; Tuttas, Christian, 2013. *Elektrische Energietechnik: Grundlagen, Energieversorgung, Antriebe und Leistungselektronik*. Wiesbaden : Springer Fachmedien. ISBN 9783834821904 DOI: 10.1007/978-3-8348-2190-4
- Marnay et al. 2001** Marnay, C; Robio, F. J; Siddiqui, A. S., 2001. Shape of the microgrid. In: *2001 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, 28.01.2001 -01.02.2001, Columbus, OH, USA, S. 150–153
- Mei et al. 2020** Mei, Nian; Yin, Shiyuan; Wang, Yue; Li, Zhuling; Li, Pengkun; Liu, Yonghui; Yue, Bo; Li, Zhenyu, 2020. Small Signal Modeling and Stability Analysis of Modular Multilevel Converter Based on Harmonic State-Space Model. *Energies* **13** (5), S. 1056 DOI: 10.3390/en13051056
- Meike et al. 2012** Meike, Davis; Rankis, Ivars, 2012. New type of power converter for common-ground DC bus sharing to increase the energy efficiency in drive systems. In: *2012 IEEE International Energy Conference and Exhibition (ENERGYCON 2012)*, 09.09.2012 - 12.09.2012, Florence, Italy, S. 225–230
- Meng et al. 2017** Meng, Lexuan; Dragičević, Tomislav; Guerrero, Josep, 2017. Adaptive control of energy storage systems for power smoothing applications. In: *2017 IEEE 3rd International Future Energy Electronics Conference and ECCE Asia (IFEEC 2017 - ECCE Asia)*, 03.6.2017 - 7.6.2017, Kaohsiung, Taiwan, S. 1014–1018
- Middlebrook 1976** Middlebrook, R. D., 1976. Input Filter Considerations in Design and Application of Switching Regulators. In: *IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*, 11.10.1976 - 14.10.1976, S. 366–382
- Noguchi et al. 1996** Noguchi, T; Tomiki, H; Kondo, S; Takahashi, I., 1996. Direct power control of PWM converter without power source voltage sensors. In: *IAS '96*, 06.10.1996 -10.10.1996, San Diego, CA, USA, S. 941–946
- Norm DIN EN 50160** DIN EN 50160:2011. *Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*.
- Norm DIN EN 60228** DIN EN 60228:2005. *Leiter für Kabel und isolierte Leitungen*.
- Norm DIN VDE 0298-4** DIN VDE 0298-4:2013. *Strombelastbarkeit von Kabeln und Leitungen*.
- Norm IEC TS 62898-2:2018** IEC TS 62898-2:2018:20.09.20. *Microgrids - Part 2: Guidelines for operation*.
- Norm IEEE Std 2030.2.1-2019** IEEE Std 2030.2.1-2019:2019. *IEEE Guide for Design, Operation, and Maintenance of Battery Energy Storage Systems, both Stationary and Mobile, and Applications Integrated with Electric Power Systems*.

- Norm IEEE Std 2030.7-2017** IEEE Std 2030.7-2017:2017.
IEEE Standard for the Specification of Microgrid Controllers.
- Ott 2019** Ott, Leopold, 2019.
Modellbasierte Stabilitätsuntersuchungen in Niederspannungs-DC-Verteilnetzen.
München : Verlag Dr. Hut.
Erlangen-Nürnberg, Friedrich-Alexander-Universität, Diss., 2019.
ISBN 9783843940825
- Park 1929** Park, R. H., 1929. Two-reaction theory of synchronous machines generalized method of analysis-part I.
Transactions of the American Institute of Electrical Engineers **48** (3), S. 716–727
DOI: 10.1109/T-AIEE.1929.5055275
- Peirce 2016** Peirce, Charles Sanders, 2016.
Vorlesung über Pragmatismus.
In: Pfister, Jonas (Hrsg.): *Texte zur Wissenschaftstheorie.*
Stuttgart : Philipp Reclam jun. GmbH & Co. KG, S. 102–103
ISBN 9783150194218
- Perkins et al. 2017** Perkins, Dallas; Vu, Tuyen; Vahedi, Hesam; Gonsoulin, David; Edrington, Chris S., 2017.
Distributed power management for DC distribution system with model uncertainties.
In: *Emerging technologies for future electric ships*, Arlington, VA, USA, S. 534–538
- Popper et al. 2009** Popper, Karl R; Keuth, Herbert (Hrsg.) , 2009.
Vermutungen und Widerlegungen: Das Wachstum der wissenschaftlichen Erkenntnis.
2 Auflage.
Tübingen : Mohr Siebeck.
ISBN 9783161501975
- Putz et al. 2015** Putz, Matthias; Kolesnikov, Artem; Richter, Mark; Koch, Thomas, 2015.
The application of double-layer capacitor modules for energy storage devices in production machinery.
In: *2015 17th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'15 ECCE-Europe)*,
9.8.2015 - 9.10.2015, Geneva, Switzerland, S. 1–10
- Rabkowski et al. 2012** Rabkowski, J; Pefitsis, D; Nee, H., 2012. Silicon Carbide Power Transistors: A New Era in Power Electronics Is Initiated.
IEEE Industrial Electronics Magazine **6** (2), S. 17–26
DOI: 10.1109/MIE.2012.2193291
- Raisch 1994** Raisch, Jörg, 1994.
Mehrgrößenregelung im Frequenzbereich: Mit 1 Tabelle und 70 Beispielen.
München, Wien : Oldenbourg.
Methoden der Regelungs- und Automatisierungstechnik.
ISBN 3486217968

-
- Reichenbach 1983** Reichenbach, Hans, 1983.
Erfahrung und Prognose: Eine Analyse der Grundlagen und der Struktur der Erkenntnis.
Braunschweig : Vieweg.
Gesammelte Werke in 9 Bänden ; 4.
ISBN 3528083646
- Riccobono et al. 2012** Riccobono, Antonino; Santi, Enrico, 2012.
A novel Passivity-Based Stability Criterion (PBSC) for switching converter DC distribution systems.
In: *Twenty-Seventh Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), 2012,*
05.02.2012 - 09.02.2012, Orlando, FL, USA, S. 2560–2567
- Sachs 2016** Sachs, Julia, 2016.
Model-based optimization of hybrid energy systems, Dissertation.
Stuttgart : Shaker Verlag GmbH.
Steuerungs- und Regelungstechnik Band 25.
Stuttgart, Universität Stuttgart, Diss., 2016.
ISBN 9783844044577
- Sanchez et al. 2012** Sanchez, Santiago; Molinas, Marta, 2012.
Assessment of a stability analysis tool for constant power loads in DC-grids.
In: *15th International Power Electronics and Motion Control Conference (EPE/PEMC), 2012,*
04.09.2012 - 06.09.2012, Novi Sad, Serbia, DS3b.2-1-DS3b.2-5
- Sauer et al. 2019** Sauer, Alexander; Abele, Eberhard; Buhl, Hans Ulrich (Hrsg.) , 2019.
Energieflexibilität in der deutschen Industrie: Ergebnisse aus dem Kopernikus-Projekt - Synchronisierte und energieadaptive Produktionstechnik zur flexiblen Ausrichtung von Industrieprozessen auf eine fluktuierende Energieversorgung (SynErgie).
Stuttgart : Fraunhofer Verlag.
ISBN 3839614791
- Schaab et al. 2018** Schaab, Darian Andreas; Weckmann, S; Kuhlmann, T; Sauer, A., 2018.
Simulative Analysis of a Flexible, Robust and Sustainable Energy Supply through Industrial Smart-DC-Grid with Distributed Grid Management.
Procedia CIRP **69**, S. 366–370
DOI: 10.1016/j.procir.2017.11.037
- Schaade 2003** Schaade, Wolfgang, 2003.
Selbstgeführte Stromrichter und deren Stabilität an einem DC-Netz.
Ilmenau, Technische Universität Ilmenau, Dissertation, 2003
urn:nbn:de:gbv:ilm1-2003000170
- Schönberger et al. 2006** Schönberger, J; Duke, R; Round, S. D., 2006. DC-Bus Signaling: A Distributed Control Strategy for a Hybrid Renewable Nanogrid.
IEEE Transactions on Industrial Electronics **53** (5), S. 1453–1460
DOI: 10.1109/TIE.2006.882012
- Schröder 2015** Schröder, Dierk, 2015.
Elektrische Antriebe - Regelung von Antriebssystemen.
4. Auflage.
Berlin, Heidelberg : Springer Vieweg.
ISBN 9783642300950
DOI: 10.1007/978-3-642-30096-7

- Schröder et al. 2019** Schröder, Dierk; Marquardt, Rainer (Hrsg.) , 2019.
Leistungselektronische Schaltungen: Funktion, Auslegung und Anwendung.
4 Auflage.
Berlin, Heidelberg : Springer.
ISBN 9783662553251
DOI: 10.1007/978-3-662-55325-1
- Schwab 2012** Schwab, Adolf J., 2012.
Elektroenergiesysteme.
Dordrecht : Springer.
ISBN 9783642219580
- Schwab 2020** Schwab, Adolf J., 2020.
Elektroenergiesysteme: Smarte Stromversorgung im Zeitalter der Energiewende.
6th ed. 2020.
ISBN 9783662603741
DOI: 10.1007/978-3-662-60374-1
- Senfelds et al. 2015** Senfelds, Armands; Vorobjovs, Maksims; Meike, Davis; Bormanis, Oskars, 2015.
Power smoothing approach within industrial DC microgrid with supercapacitor storage for robotic manufacturing application.
In: *2015 IEEE International Conference on Automation Science and Engineering (CASE)*, Gothenburg, Sweden, S. 1333–1338
- Senfelds et al. 2018** Senfelds, Armands; Avotins, Ansis; Apse-Apsitis, Peteris; Grinfogels, Edgars; Ribickis, Leonids, 2018.
Investigation on Power Quality Parameters of Industrial 600V DC Microgrid Hardware: *2018 20th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'18 ECCE Europe)*.
Piscataway, NJ : IEEE, S. 1–6
ISBN 9781538641453
- Senfelds et al. 2019** Senfelds, Armands; Avotins, Ansis; Ribickis, Leonids; Apse-Apsitis, Peteris, 2019. DC Microgrid for Robotic Manufacturing – field demonstration and laboratory experience.
Renewable Energy and Power Quality Journal **17**, S. 194–197
DOI: 10.24084/repqj17.260
- Siemens 1881** Siemens, Werner, 1881.
Gesammelte Abhandlungen und Vorträge.
Berlin : Julius Springer
- Siemens AG 2015** Siemens AG, 2015.
Planung der elektrischen Energieverteilung: Technische Grundlagen, Totally Integrated Power.
Erlangen
Verfügbar unter: https://w3.siemens.com/powerdistribution/global/de/consultant-support/download-center/tabcardseiten/documents/planungshandbuecher/planung_der_elektrischen_energieverteilung_technische_grundlagen.pdf
Zugriff am: 14.07.2018

-
- Siemens AG 2016** Siemens AG, 2016.
Busbar Trunking - Systems SIVACON 8PS: Totally Integrated Power - SIVACON.
Erlangen
Verfügbar unter: <https://support.industry.siemens.com/cs/document/109478425/planning-manual-planning-with-sivacon-8ps?dti=0&lc=en-DE>
Zugriff am: 15.05.2020
- Smidt et al. 1995** Smidt, P. J. M; Duarte, J. L., 1995.
A unity power factor converter without current measurement. In Proc. 6th European Conference on Power Electronics and Applications. In: *EPE '95 - 6th European Conference on Power Electronics and Applications*, 19.09.95, Sevilla, Spain, S. 3275–3280
- Strauß 2009** Strauß, Karl (Hrsg.) , 2009.
Kraftwerkstechnik: Zur Nutzung fossiler, nuklearer und regenerativer Energiequellen.
6 Auflage.
Berlin u.a. : Springer.
ISBN 9783642014307
DOI: 10.1007/978-3-642-01431-4
- Sudhoff et al. 1998** Sudhoff, Scott D; Glover, Steven F., 1998.
Modeling Techniques, Stability Analysis, and Design Criteria for DC Power Systems with Experimental Verification. In: *SAE Transactions*, 21.04.1998
- Sudhoff et al. 2000** Sudhoff, S. D; Glover, S. F; Lamm, P. T; Schmucker, D. H; Delisle, D. E., 2000. Admittance space stability analysis of power electronic systems. *IEEE Transactions on Aerospace and Electronic Systems* **36** (3), S. 965–973
DOI: 10.1109/7.869516
- Sulzberger 2003** Sulzberger, C. L., 2003. Triumph of AC - from Pearl Street to Niagara. *IEEE Power and Energy Magazine* **1** (3), S. 64–67
DOI: 10.1109/MPAE.2003.1197918
- Sun et al. 2011** Sun, Kai; Zhang, Li; Xing, Yan; Guerrero, J. M., 2011. A Distributed Control Strategy Based on DC Bus Signaling for Modular Photovoltaic Generation Systems With Battery Energy Storage. *IEEE Transactions on Power Electronics* **26** (10), S. 3032–3045
DOI: 10.1109/TPEL.2011.2127488
- Tahiri et al. 2016** Tahiri, F. E; Chikh, K; Khafallah, M; Saad, A., 2016.
Comparative study between two Maximum Power Point Tracking techniques for photovoltaic system. In: *Proceedings of 2016 International Conference on Electrical and Information Technologies (ICEIT 2016)*, 04.05.2016 - 07.05.2016, Tangiers, Morocco, S. 107–112
- Takahashi et al. 1989** Takahashi, I; Ohmori, Y., 1989. High-performance direct torque control of an induction motor. *IEEE Transactions on Industry Applications* **25** (2), S. 257–264
DOI: 10.1109/28.25540

- Ulrich 2001** Ulrich, Hans, 2001.
Systemorientiertes Management. Das Werk von Hans Ulrich, Gesam-
melte Schriften - Studienausgabe.
Bern, Stuttgart, Wien : Haupt Verlag.
ISBN 9783258063591
- Unnerstall 2017** Unnerstall, Thomas, 2017.
*The German Energy Transition: Design, Implementation, Cost and Les-
sons*.
Berlin, Heidelberg : Springer.
ISBN 9783662543283
- Vu et al. 2017** Vu, Tuyen V; Perkins, Dallas; Diaz, Fernand; Gonsoulin, David; Edrington,
Chris S; El-Mezyani, Touria, 2017. Robust adaptive droop control for DC
microgrids.
Electric Power Systems Research **146**, S. 95–106
DOI: 10.1016/j.epsr.2017.01.021
- Watter 2019** Watter, Holger, 2019.
*Regenerative Energiesysteme: Grundlagen, Systemtechnik und Analysen
ausgeführter Beispiele nachhaltiger Energiesysteme*.
5. Auflage.
Wiesbaden : Springer Vieweg.
ISBN 9783658234881
DOI: 10.1007/978-3-658-23488-1
- Weckmann et al. 2017** Weckmann, Sebastian; Schaab, Darian Andreas; Kuhlmann, Timm;
Sauer, Alexander, 2017. Netzmanagement für ein industrielles DC-Smart
Grid: Dezentraler Netzmanagementansatz zur effizienten Sicherung der
Energieversorgung.
wt Werkstattstechnik online **107** (9 | T Editorial), S. 603–609
- Wesselak et al. 2017** Wesselak, Viktor; Schabbach, Thomas; Link, Thomas; Fischer, Joachim,
2017.
Handbuch Regenerative Energietechnik.
3rd ed.
Berlin, Heidelberg : Springer.
ISBN 9783662530733
- Wildrick et al. 1993** Wildrick, C. M; Lee, F. C; Cho, B. H; Choi, B., 1993 - 1993.
A method of defining the load impedance specification for a stable dis-
tributed power system.
In: *IEEE Power Electronics Specialist Conference - PESC '93*,
20.06.1993 - 24.06.1993, Seattle, WA, USA, S. 826–832
- Wunder et al. 2015** Wunder, Bernd; Kaiser, Julian; Fersterra, Fabian; Ott, Leopold; Han,
Yunchao; Marz, Martin, 2015.
Energy distribution with DC microgrids in commercial buildings with
power electronics.
In: *2015 International Symposium on Smart Electric Distribution Systems
and Technologies (EDST)*,
08.09.2015 - 11.09.2015, Vienna, Austria, S. 425–430
- Zach 2010** Zach, Franz, 2010.
Leistungselektronik: Ein Handbuch.
Wien : Springer.
ISBN 9783658048983

-
- Zhi et al. 2016** Zhi, Na; Zhang, Hui; Xiao, Xi, 2016.
Switching system stability analysis of DC microgrids with DBS control.
In: *APEC 2016*,
20.03.2016 - 24.03.2016, Long Beach, CA, USA, S. 3338–3345
- ZVEI 2017a** ZVEI - Zentralverband Elektrotechnik und Elektronikindustrie e. V., 2017.
Forschungsprojekt DC-INDUSTRIE: Gleichspannungsnetze in der industriellen Produktion.
Frankfurt am Main
Verfügbar unter: <https://www.zvei.org/presse-medien/publikationen/forschungsprojekt-dc-industrie-gleichspannungsnetze-in-der-industriellen-produktion/>
Zugriff am: 04.06.2020
- ZVEI 2017b** ZVEI - Zentralverband Elektrotechnik und Elektronikindustrie e. V., 2017.
Energieeffizienz mit elektrischen Antrieben.
Frankfurt am Main
Verfügbar unter: <https://www.zvei.org/presse-medien/publikationen/energieeffizienz-mit-elektrischen-antrieben/>
Zugriff am: 15.05.2020
- ZVEI 2022** ZVEI & Konsortium DC-Industrie 2, 2022.
Systemkonzept DC-INDUSTRIE2.
Frankfurt am Main
Verfügbar unter: <https://dc-industrie.zvei.org/publikationen/systemkonzept-fuer-dc-industrie2>
Zugriff am: 22.01.2023

Anhang

Tabelle A 1: Identifizierte Synonyme für die Recherche

Begriff im Rahmen dieser Arbeit	Englische Synonyme	Deutsche Synonyme
Mikronetz	microgrid, MG, nanogrid, distributed power, grid	Smart DC Grid, Gleichstromnetz, DC Smart Grid, Niederspannungs-DC-Mikronetz
Gleichstrom	direct current, DC, LVDC	Niederspannungsgleichstromnetz, DC Smart Grid, Smart DC Grid
Dezentrale Regelung	droop control, droop voltage regulation, droop regulation, decentral control, decentralized control	Statikregelung, Spannungsstatik, Regelkennlinie, Strom-Spannungs-Charakteristik
Sollwertfolge und Störkompensation	DBS, bus signaling, bus-signaling, mode-adaptive	Lastaufteilung
Stabilität	Stability, State Space Methods	
Dynamik des Übertragungsverhaltens	transient stability, Lyapunov stability, pulsed power load	
Integrität	interaction analysis, gershgorin	

Tabelle A 2: Kabeldaten

Kabelquerschnitt	Strombelastbarkeit ⁴	Leiterdurchmesser	Widerstandsbelag ⁵	Induktivitätsbelag ⁶	Kapazitätsbelag PP, PVC ⁷	Spezifische Eigenfrequenz
4 mm ²	34 A	2,25 mm	5,09 mΩ/m	0,340 μH/m	78 pF/m, 135 pF/m	43,7 MHz m, 33,2 MHz m
6 mm ²	43 A	2,76 mm	3,390 mΩ/m	0,305 μH/m	86 pF/m, 170 pF/m	43,9 MHz m, 31,3 MHz m
10 mm ²	60 A	3,56 mm	1,950 mΩ/m	0,285 μH/m	92 pF/m, 180 pF/m	44,0 MHz m, 31,4 MHz m
16 mm ²	80 A	4,51 mm	1,240 mΩ/m	0,241 μH/m	108 pF/m, 210 pF/m	44,1 MHz m, 31,6 MHz m
25 mm ²	101 A	5,64 mm	0,795 mΩ/m	0,221 μH/m	117 pF/m, 229 pF/m	44,3 MHz m, 31,6 MHz m
35 mm ²	126 A	6,68 mm	0,565 mΩ/m	0,218 μH/m	118 pF/m, 230 pF/m	44,4 MHz m, 31,8 MHz m
50 mm ²	153 A	7,98 mm	0,393 mΩ/m	0,214 μH/m	119 pF/m, 235 pF/m	44,6 MHz m, 31,7 MHz m

⁴ Werte nach der (Norm DIN VDE 0298-4) Tabelle 3 und 4

⁵ Werte nach der (Norm DIN EN 60228).

⁶ Messungen Leiter gegen Leiter bei 1 MHz

⁷ Polypropylen (PP), Polyvinylchlorid, Messungen Leiter gegen Leiter

Kabelquerschnitt	Strombelastbarkeit ⁴	Leiterdurchmesser	Widerstandsbelag ⁵	Induktivitätsbelag ⁶	Kapazitätsbelag PP, PVC ⁷	Spezifische Eigenfrequenz
120 mm ²	276 A	12,36 mm	0,164 mΩ/m	0,211 μH/m	- / -	
150 mm ²	319 A	13,82 mm	0,132 mΩ/m	0,209 μH/m	- / -	

Tabelle A 3: Stromschiene

Bezeichnung	Querschnitt	Strombelastbarkeit ⁸	Leiterdurchmesser	Widerstandsbelag ⁹	Induktivitätsbelag ¹⁰	Kapazitätsbelag	Spezifische Eigenfrequenz
Siemens LDA7410	2044 mm ²	2200 A	2,25 mm	0,016 mΩ/m	0,048 μH/m	29,5 pF/m	189,2 MHz/m

Tabelle A 4: Parameter des Admittanzmodells der Rohbauzelle

Parameter	Wert
y_1	$1,2 \cdot 10^{-3} \cdot s \ S$
y_2	$1,25 \cdot 10^{-3} \cdot s \ S$
y_3	$3,6 \cdot 10^{-3} \cdot s \ S$
y_4	$132,6 \cdot 10^{-3} \cdot s \ S$
y_5	$60 \cdot 10^{-6} \cdot s \ S$
y_6	$2,4 \cdot 10^{-3} \cdot s \ S$
y_7	$\frac{6,6 \cdot 10^{-3} \cdot s}{24,7 \cdot 10^{-6} \cdot s^2 + 3 \cdot 10^{-6} \cdot s + 1} \ S$
y_8	$\frac{4,6 \cdot 10^{-3} \cdot s}{15,5 \cdot 10^{-6} \cdot s^2 + 2,5 \cdot 10^{-6} \cdot s + 1} \ S$
y_9	$\frac{3,1 \cdot 10^{-3} \cdot s}{11,7 \cdot 10^{-6} \cdot s^2 + 2,1 \cdot 10^{-6} \cdot s + 1} \ S$
y_{10}	$15 \cdot 10^{-3} \cdot s \ S$
$y_{DI,1}$	$2,6 \cdot 10^{-9} \cdot s \ S$
$y_{DI,2}$	$0,5 \cdot 10^{-9} \cdot s \ S$
$y_{DI,3}$	$0,5 \cdot 10^{-9} \cdot s \ S$
$y_{DI,4}$	$0,5 \cdot 10^{-9} \cdot s \ S$

⁸ Angebot pro Leiterpaar

⁹ (Siemens AG 2016, S. 131).

¹⁰ (Siemens AG 2016, S. 131).

Parameter	Wert
$y_{DI,5}$	$0,5 \cdot 10^{-9} \cdot s S$
$y_{DI,6}$	$0,5 \cdot 10^{-9} \cdot s S$
$y_{DI,7}$	$2,5 \cdot 10^{-9} \cdot s S$
$y_{DI,8}$	$0,5 \cdot 10^{-9} \cdot s S$
$y_{DI,9}$	$6,4 \cdot 10^{-9} \cdot s S$
$y_{DI,10}$	$0,5 \cdot 10^{-9} \cdot s S$
$y_{DI,11}$	$1,8 \cdot 10^{-3} \cdot s S$
$y_{DI,12}$	$2,6 \cdot 10^{-3} \cdot s S$
$y_{DI,13}$	$0,7 \cdot 10^{-3} \cdot s S$
$y_{KI,1}$	$\frac{1}{0,86 \cdot 10^{-6} \cdot s + 1,6 \cdot 10^{-3}} S$
$y_{KI,2}$	$\frac{1}{0,86 \cdot 10^{-6} \cdot s + 1,6 \cdot 10^{-3}} S$
$y_{KI,3}$	$\frac{1}{0,84 \cdot 10^{-6} \cdot s + 0,8 \cdot 10^{-3}} S$
$y_{KI,4}$	$\frac{1}{0,84 \cdot 10^{-6} \cdot s + 0,8 \cdot 10^{-3}} S$
$y_{KI,5}$	$\frac{1}{0,86 \cdot 10^{-6} \cdot s + 1,6 \cdot 10^{-3}} S$
$y_{KI,6}$	$\frac{1}{0,42 \cdot 10^{-6} \cdot s + 0,2 \cdot 10^{-3}} S$
$y_{KI,7}$	$\frac{1}{0,84 \cdot 10^{-6} \cdot s + 0,8 \cdot 10^{-3}} S$
$y_{KI,8}$	$\frac{1}{2,4 \cdot 10^{-6} \cdot s + 4,3 \cdot 10^{-3}} S$
$y_{KI,9}$	$\frac{1}{1,3 \cdot 10^{-6} \cdot s + 0,8 \cdot 10^{-3}} S$
$y_{KI,10}$	$\frac{1}{3,2 \cdot 10^{-6} \cdot s + 5,9 \cdot 10^{-3}} S$
$y_{KI,11}$	$\frac{1}{4,7 \cdot 10^{-6} \cdot s + 8,6 \cdot 10^{-3}} S$
$y_{KI,12}$	$\frac{1}{1,2 \cdot 10^{-6} \cdot s + 2,4 \cdot 10^{-3}} S$

Tabelle A 5: Parameter des Admittanzmodells der Hallenversorgung

Parameter	Wert
y_1	$0,0014 \cdot s S$

Parameter	Wert
y_2	$0,0161 \cdot s \text{ S}$
y_3	$0,0062 \cdot s \text{ S}$
y_4	0 S
y_5	$0,0062 \cdot s \text{ S}$
y_6	0 S
y_7	$0,0062 \cdot s \text{ S}$
y_8	0 S
$y_{DI,1}$	$5,9 \cdot 10^{-9} \cdot s \text{ S}$
$y_{DI,2}$	$7,1 \cdot 10^{-9} \cdot s \text{ S}$
$y_{DI,3}$	$6,8 \cdot 10^{-9} \cdot s \text{ S}$
$y_{DI,4}$	$3,5 \cdot 10^{-9} \cdot s \text{ S}$
$y_{DI,5}$	$6,5 \cdot 10^{-9} \cdot s \text{ S}$
$y_{DI,6}$	$3,5 \cdot 10^{-9} \cdot s \text{ S}$
$y_{DI,7}$	$6,5 \cdot 10^{-9} \cdot s \text{ S}$
$y_{DI,8}$	$3,5 \cdot 10^{-9} \cdot s \text{ S}$
$y_{DI,9}$	$8,6 \cdot 10^{-9} \cdot s \text{ S}$
$y_{DI,10}$	$3,5 \cdot 10^{-9} \cdot s \text{ S}$
$y_{KI,1}$	$\frac{1}{11 \cdot 10^{-6} \cdot s + 3,8 \cdot 10^{-3}} \text{ S}$
$y_{KI,2}$	$\frac{1}{3,6 \cdot 10^{-6} \cdot s + 1,3 \cdot 10^{-3}} \text{ S}$
$y_{KI,3}$	$\frac{1}{6,4 \cdot 10^{-6} \cdot s + 11,8 \cdot 10^{-3}} \text{ S}$
$y_{KI,4}$	$\frac{1}{3 \cdot 10^{-6} \cdot s + 1,1 \cdot 10^{-3}} \text{ S}$
$y_{KI,5}$	$\frac{1}{6,4 \cdot 10^{-6} \cdot s + 11,8 \cdot 10^{-3}} \text{ S}$
$y_{KI,6}$	$\frac{1}{3 \cdot 10^{-6} \cdot s + 1,1 \cdot 10^{-3}} \text{ S}$
$y_{KI,7}$	$\frac{1}{6,4 \cdot 10^{-6} \cdot s + 11,8 \cdot 10^{-3}} \text{ S}$
$y_{KI,8}$	$\frac{1}{3 \cdot 10^{-6} \cdot s + 1,1 \cdot 10^{-3}} \text{ S}$
$y_{KI,9}$	$\frac{1}{6,4 \cdot 10^{-6} \cdot s + 11,8 \cdot 10^{-3}} \text{ S}$

Parameter	Wert
$\gamma_{KI,10}$	$\frac{1}{3 \cdot 10^{-6} \cdot s + 1,1 \cdot 10^{-3}} S$

