



Modellierung von Maßnahmen der Leistungsflusssteuerung in einer nichtlinearen mathematischen Optimierung zur Anwendung im operativen Engpassmanagement elektrischer Energieversorgungssysteme

Denis Mende

Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und
Energiesystemtechnik IEE

Denis Mende

Modellierung von Maßnahmen der
Leistungsflusssteuerung in einer nicht-
linearen mathematischen Optimierung
zur Anwendung im operativen
Engpassmanagement elektrischer
Energieversorgungssysteme

Fraunhofer Verlag

Kontaktadresse:

Fraunhofer-Institut für
Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE
Königstor 59
34119 Kassel
Telefon +49 (0)561 7294-0
info@iee.fraunhofer.de
www.iee.fraunhofer.de

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.
ISBN: 978-3-8396-1785-4

D 89

Zugl.: Hannover, Univ., Diss., 2021

Druck und Weiterverarbeitung:
Fraunhofer Verlag, Mediendienstleistungen

Für den Druck des Buches wurde chlor- und säurefreies Papier verwendet.

© **Fraunhofer Verlag**, 2022

Nobelstraße 12
70569 Stuttgart
verlag@fraunhofer.de
verlag.fraunhofer.de

als rechtlich nicht selbständige Einheit der

Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung
der angewandten Forschung e.V.
Hansastraße 27 c
80686 München
www.fraunhofer.de

Alle Rechte vorbehalten

Dieses Werk ist einschließlich aller seiner Teile urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung, die über die engen Grenzen des Urheberrechtsgesetzes hinausgeht, ist ohne schriftliche Zustimmung des Verlages unzulässig und strafbar. Dies gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen sowie die Speicherung in elektronischen Systemen.

Die Wiedergabe von Warenbezeichnungen und Handelsnamen in diesem Buch berechtigt nicht zu der Annahme, dass solche Bezeichnungen im Sinne der Warenzeichen- und Markenschutz-Gesetzgebung als frei zu betrachten wären und deshalb von jedermann benutzt werden dürften. Soweit in diesem Werk direkt oder indirekt auf Gesetze, Vorschriften oder Richtlinien (z.B. DIN, VDI) Bezug genommen oder aus ihnen zitiert worden ist, kann der Verlag keine Gewähr für Richtigkeit, Vollständigkeit oder Aktualität übernehmen.

**Modellierung von Maßnahmen der Leistungsflusssteuerung
in einer nichtlinearen mathematischen Optimierung
zur Anwendung im operativen Engpassmanagement
elektrischer Energieversorgungssysteme**

Der Fakultät für Elektrotechnik und Informatik
der Gottfried Wilhelm Leibniz Universität Hannover
zur Erlangung des akademischen Grades

Doktor-Ingenieur

(abgekürzt: Dr.-Ing.)

genehmigte Dissertation
von Herrn

Dipl.-Ing. Denis Mende

geboren am 15.11.1985
in Witzenhausen

2021

1. Referent: Prof. Dr.-Ing. habil. Lutz Hofmann
2. Referent: Prof. Dr.-Ing. habil. Christian Rehtanz
Vorsitz der Prüfungskommission: Prof. Dr.-Ing. Richard Hanke-Rauschenbach

Tag der Promotion: 10. November 2021

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand in der Zeit meiner Tätigkeit am Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE in Kassel. Aus dem Kollegenkreis möchte ich insbesondere den Mitgliedern der ehemaligen Gruppe Übertragungsnetze danken, ohne deren Unterstützungs- und Diskussionsbereitschaft dieses Vorhaben nur schwerlich möglich gewesen wäre.

Mein besonderer Dank gilt daneben Herrn Prof. Dr.-Ing. habil. Lutz Hofmann, Leiter des Fachgebiets Elektrische Energieversorgung am Institut für Elektrische Energiesysteme der Leibniz Universität Hannover, für die fachliche Begleitung meiner Arbeit und zahlreiche damit verbundene Anregungen und Diskussionen zu Inhalten und Aufbau der Arbeit. Herrn Prof. Dr.-Ing. habil. Christian Rehtanz, Leiter des Instituts für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft an der Technischen Universität Dortmund, danke ich für sein Interesse an meiner Arbeit und die Übernahme des Zweitgutachtens. Mein Dank gilt ebenfalls Herrn Prof. Dr.-Ing. Richard Hanke-Rauschenbach für die freundliche Übernahme des Amtes des Prüfungsvorsitzenden.

Für die in meinen Augen notwendige außerberufliche Ablenkung, die ein oder andere abweichende Sichtweise und die stete Erinnerung an die wirklich wichtigen Dinge möchte ich mich an dieser Stelle stellvertretend für viele andere auch bei meinen Freunden Kamil und Spanni bedanken.

Nicht zuletzt gilt mein großer Dank meiner Familie und insbesondere meinen Eltern, die mich in allen Phasen meiner persönlichen und beruflichen Entwicklung begleitet und stets unterstützt haben. Meiner Frau Vanessa danke ich für Ihre nicht endende Geduld und Nachsicht während der letzten Jahre sowie für das wundervolle Geschenk Malena.

Kurzfassung

Sicherheit, Zuverlässigkeit und Wirtschaftlichkeit sind drei der wesentlichen Maximen für den Betrieb des elektrischen Übertragungsnetzes. Der aus einer zunehmend verbrauchsfernen Erzeugung resultierende Transportbedarf führt in Verbindung mit dem langwierigen und teilweise schleppenden Netzausbau zu neuen Herausforderungen, so dass Maßnahmen der Leistungsflusssteuerung, des Engpassmanagements und der Höherauslastung des Bestandsnetzes entscheidende Rollen bei der Transformation der elektrischen Energieversorgung zukommen. Die Modellierung und Integration entsprechender Maßnahmen in ein Optimierungswerkzeug zur Unterstützung der Netz- und Systemführung erscheint aufgrund der Größe und Komplexität des elektrischen Energieversorgungssystems und einer weiter steigenden Anzahl (dezentraler) Erzeugungsanlagen sowie zunehmender Beeinflussungs- und Steuermöglichkeiten geboten.

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird daher die Modellierung und Integration von Betriebsmitteln zur (gezielten) Leistungsflusssteuerung, von Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssystemen (HGÜ) sowie eines innovativen Betriebsführungskonzepts zur optimierten Nutzung des Bestandsnetzes adressiert. Die Modellierung der sich ergebenden Optimierungsprobleme erfolgt in einer nichtlinearen mathematischen Optimierungssprache, die eine exakte Abbildung elektrotechnischer Zusammenhänge ermöglicht und reproduzierbare Ergebnisse verspricht. Für die Modellierung wird ein einheitlicher Modellierungsansatz zur Nachbildung von leistungsflusssteuernden Betriebsmitteln verwendet. Mit der Abbildung von HGÜ-Konvertern, die mit dem gleichen Modellierungsansatz nachgebildet werden, und den zugehörigen DC-Systemen werden die Funktionalitäten des entwickelten Optimierungswerkzeugs auf kombinierte AC/DC-Systeme erweitert.

Anhand von Anwendungsbeispielen wird die Leistungsfähigkeit der Leistungsflusssteuerung, des optimalen Betriebs von kombinierten AC/DC-Systemen sowie zur Ermittlung des optimalen präventiven und kurativen Maßnahmeneinsatzes im operativen Engpassmanagement dargelegt. Die Ergebnisse zeigen die Vorteile und mögliche Kosteneinsparungen systemischer Optimierungen gegenüber lokalen Sollwertumsetzungen auf. Darüber hinaus wird das Potential zur Reduktion des präventiven Maßnahmeneinsatzes durch kurative Maßnahmen und die gezielte Leistungsflusssteuerung qualitativ bestätigt. Eine weitere, abschließende Beispielsimulation unterschiedlicher Umsetzungen der indirekten Leistungsflusssteuerung durch marktbezogene Maßnahmen demonstriert die grundsätzliche Anwendbarkeit des Optimierungswerkzeugs auf Systeme in der Größenordnung des deutschen Übertragungsnetzes.

Schlagwörter

Engpassmanagement, flexible Drehstrom-Übertragungssysteme (FACTS), Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssysteme (HGÜ-Systeme), kurative Netzbetriebsführung, Leistungsflusssteuerung, Netz- und Systemführung, nichtlineare mathematische Optimierung

Abstract

Security, reliability and economic efficiency are three of the essential maxims for the operation of the electric power grid by the transmission system operators. The demand for transport of electrical energy resulting from generation located increasingly remote from consumption, combined with long-lasting expansion measures of the grid, leads to new challenges, so that measures for power flow control, congestion management and higher utilization of the existing grid play a decisive role in the transformation of the electrical energy supply. The modeling and integration of corresponding measures in optimization tools to support grid and system operation appears to become more important due to the size and complexity of the electrical power system, a further increase in the number of (decentralized) generation plants, and growing flexibilities and possibilities for control.

This thesis therefore addresses the modeling and integration of assets for (specific) power flow control, of high-voltage DC (HVDC) transmission systems, and of an innovative grid operation concept for the optimized utilization of the existing network. The modeling is realized in a nonlinear mathematical optimization language, which allows an exact representation of electrotechnical dependencies and promises reproducible results. For the modeling, a uniform modeling approach is used for the simulation of power flow controlling assets. With HVDC converters implemented on the same modeling approach, and their corresponding DC systems the functionalities of the tool are extended to combined AC/DC systems.

Application examples in the areas of power flow control, optimal operation of combined AC/DC systems, and determination of the optimal preventive and curative/corrective use of measures in operational congestion management are used to demonstrate the performance of the developed tool. The results show the advantages of system-wide optimizations compared to local set point implementations. Furthermore, the potential to reduce preventive measures by curative/corrective measures and specific power flow control is qualitatively confirmed within the simulations. A further, final example simulation of different implementations of indirect power flow control using market-based measures demonstrates the basic applicability of the optimization tool to systems of the scale of the German transmission grid.

Keywords

Congestion management, curative/corrective grid operation, flexible AC-transmission systems (FACTS), grid and system operation, high-voltage direct current systems (HVDC-systems), nonlinear mathematical optimization, power flow control

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	III
Kurzfassung	IV
Abstract	V
Abbildungsverzeichnis	XI
Tabellenverzeichnis	XIX
Verzeichnis der verwendeten Abkürzungen, Formelzeichen und Indizes	XX
1 Einleitung	1
1.1 Hintergrund und Motivation	1
1.2 Zielstellung.....	3
1.3 Aufbau der Arbeit	5
2 Aufbau, Betriebsmittel und Berechnung elektrischer Energieversorgungssysteme	9
2.1 Aufbau und Strukturmerkmale elektrischer Netze.....	9
2.2 Leistungsflussberechnung in elektrischen Netzen	11
2.2.1 Modellierung der Netzbetriebsmittel	12
2.2.2 Formulierung des Leistungsflussproblems	16
2.2.3 Verfahren zur Leistungsflussberechnung	21
2.3 Leistungselektronik in elektrischen Netzen	25
2.4 Betriebsmittel und Systeme zur Leistungsflusssteuerung und Spannungshaltung ...	29
3 Operatives Engpassmanagement in der Netz- und Systemführung	31
3.1 Netz- und Systemführung	31
3.1.1 Organisation und Begriffe	31
3.1.2 Prozesse und Komponenten des Netzleitsystems	33
3.1.3 Regulatorischer Rahmen des Engpassmanagements	38
3.2 Leistungsflusssteuerung und Spannungshaltung im Engpassmanagement.....	40
3.2.1 Engpässe im elektrischen Energieversorgungsnetz	40
3.2.2 Leistungsflusssteuerung durch netzbezogene Maßnahmen.....	41
3.2.3 Leistungsflusssteuerung durch marktbezogene Maßnahmen	44
3.3 Engpassmanagement durch kurativen Maßnahmenereinsatz.....	46
4 Werkzeug zur nichtlinearen mathematische Optimierung	51
4.1 Optimierung im Kontext der elektrischen Energieversorgung	51
4.2 Modellierung nichtlinearer mathematischer Optimierungsprobleme	53
4.2.1 Optimierungsklassen und -methoden.....	53
4.2.2 Mathematische Formulierung von Optimierungsproblemen.....	55
4.2.3 Lösungsverfahren.....	56
4.2.4 Optimalitätsbedingungen in beschränkten Optimierungsproblemen.....	58
4.3 Optimierungswerkzeug zur Leistungsflussoptimierung	63

4.3.1	Aufbau von Optimierungswerkzeug und -umgebung.....	63
4.3.2	Leistungsfluss als Optimierungsproblem.....	66
4.3.3	Abbildung von Flexibilitäten im Leistungsfluss.....	69
4.4	Optimierung im Bereich des operativen Engpassmanagements	74
4.4.1	Netzbezogene Maßnahmen.....	74
4.4.2	Marktbezogene Maßnahmen.....	79
4.4.3	Präventiver und kurativer Maßnahmeneinsatz	80
5	Modellierung von Quer- und Längselementen	83
5.1	Querelemente	83
5.1.1	Modellierungsansatz	83
5.1.2	Betriebsmittelspezifische Umsetzung.....	86
5.2	Längselemente.....	96
5.2.1	Modellierungsansatz	96
5.2.2	Betriebsmittelspezifische Umsetzung.....	103
6	Modellierung von kombinierten Elementen.....	113
6.1	Kombinierte FACTS	113
6.1.1	Modellierungsansatz	113
6.1.2	Betriebsmittelspezifische Umsetzung.....	116
6.2	Phasenschieber-Transformatoren.....	121
6.2.1	Ausführungsformen und Wirkung	121
6.2.2	Modellierungsansatz und -umsetzung	124
6.3	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssysteme	127
6.3.1	Ausführungsformen	127
6.3.2	Modellierungsansatz	128
6.3.3	Systemspezifische Umsetzung.....	131
7	Modellierung von Maßnahmen und Konzepten	139
7.1	Redispatch und Einspeisemanagement	139
7.1.1	Redispatch.....	139
7.1.2	Einspeisemanagement.....	144
7.2	Präventives und kuratives Engpassmanagement.....	145
7.2.1	Modellierungsansatz	145
7.2.2	Allgemeine Formulierung des Optimierungsproblems.....	146
8	Anwendung der erweiterten Optimierungsumgebung	149
8.1	Leistungsflusssteuerung und Spannungshaltung mit FACTS.....	150
8.1.1	Testsystem und Simulationsszenarien	150
8.1.2	Verifikation stationärer Arbeitspunkte	151
8.1.3	Anwendungsbeispiel und Ergebnisdiskussion.....	152
8.2	Leistungsflussoptimierung in kombinierten AC/DC-Systemen.....	156
8.2.1	Testsystem und Simulationsszenarien	156

8.2.2	Verifikation stationärer Arbeitspunkte	158
8.2.3	Anwendungsbeispiel und Ergebnisdiskussion.....	159
8.3	Operatives Engpassmanagement mit FACTS und HGÜ-Systemen	162
8.3.1	Testsystem und Engpasssituation durch Ausfallvariantenrechnung.....	162
8.3.2	Szenariobasierte Anwendungsbeispiele im Engpassmanagement.....	166
8.3.3	Ergebnisübersicht und -diskussion	174
8.4	Optimierter Einsatz marktbezogener Maßnahmen im Übertragungsnetz.....	176
8.4.1	Testsystem und Leistungsflussszenario	176
8.4.2	Umsetzungs- und Anwendungsbeispiele	177
8.4.3	Vergleich von Implementierungsansätzen und Ergebnisdiskussion.....	179
9	Zusammenfassung, Fazit und Ausblick.....	181
9.1	Zusammenfassung und Fazit.....	181
9.2	Ausblick	185
10	Literaturverzeichnis	187
11	Anhang.....	205
11.1	Wirkungsmechanismen zur Leistungsflusssteuerung	205
11.2	Leistungselektronische Komponenten und Systeme.....	210
11.3	Lösungsverfahren nichtlinearer Optimierungsprobleme.....	218
11.4	Konvexität von Optimierungsproblemen	227
11.5	Automatische Differentiation.....	228
11.6	Elemente der Längs-Leitungs-Element Admittanzmatrix	230
11.7	Simulationsergebnisse und -daten.....	232
	Veröffentlichungen.....	242
	Patente	246
	Betreute Abschlussarbeiten.....	247
	Lebenslauf.....	248

Abbildungsverzeichnis

Bild 1.1	Installierte Erzeugungsleistungen (a) und Bruttostromerzeugung (b) in Deutschland [2].	1
Bild 1.2	Entwicklung der Volumina verschiedener Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen (a) und daraus resultierender Kosten (b) in Deutschland (Daten aus [4–14]).	2
Bild 2.1	ENTSO-E Gebiet mit Kennzeichnung der Synchrongebiete (aus [52], bearbeitet).	10
Bild 2.2	Aufbau, Spannungsebenen und typische Erzeugungsanlagen sowie Verbraucher des elektrischen Energieversorgungssystems (in Anlehnung an [46], Daten aus [53–56]).	11
Bild 2.3	Ersatzschaltbild für Zwei- (a) und Vierpol (b) inkl. der elektrischen Kenngrößen im VZS.	12
Bild 2.4	π -Ersatzschaltbild einer Leitung.	13
Bild 2.5	T-Ersatzschaltbild eines Transformators.	14
Bild 2.6	Ersatzschaltbild einer passiven Kompensationsanlage.	15
Bild 2.7	π -Ersatzschaltbild in allgemeiner Form.	16
Bild 2.8	Komponenten zur summenbasierten Bildung der Knotenadmittanzmatrix Y_{KK}	17
Bild 2.9	Ersatzschaltbild einer Erzeugungsanlage bzw. eines Verbrauchers.	18
Bild 2.10	Aufteilung des Netzgleichungssystems in die Bestandteile der Knoten- und Netzleistungen.	20
Bild 2.11	Übersicht und Einteilung von Verfahren zur Leistungsflussberechnung (nach [58]).	21
Bild 2.12	Einzelnes Umrichtersystem als Querelement (a) und Längselement (b).	27
Bild 2.13	Vereinfacht dargestellte Ausführungsformen gekoppelter Umrichtersysteme. (a) quer/quer, (b) quer/längs, (c) längs/längs.	27
Bild 2.14	Vereinfacht dargestellte Ausführungsform eines HGÜ-Systems.	28
Bild 2.15	Regelungstechnisch gekoppelte, räumlich entfernte Umrichtersysteme mit Leistungsquelle bzw. -senke im Gleichspannungskreis.	28
Bild 2.16	Übersicht über Betriebsmittel und Systeme zur Leistungsflusssteuerung und Spannungshaltung (erweitert basierend auf [69]).	30
Bild 3.1	Themenfelder und typische Aufgabenorganisation eines ÜNB (in Anlehnung an [47]).	31
Bild 3.2	Beispielhafte Aufgabenaufteilung der Netz- und Systemführung im liberalisierten Strommarkt (in Anlehnung an [47] i. V. m. [50]).	34
Bild 3.3	Zeitliche Abgrenzung von Netzbereitstellung und Netz- und Systemführung.	35
Bild 3.4	Zeitliche Einordnung von Netzbetriebsplanung und Echtzeit-Systemführung vor dem Hintergrund des operativen Engpassmanagements (in Anlehnung an [74]).	35
Bild 3.5	Betriebsplanungsprozesse des operativen Engpassmanagements in der Netzbetriebsplanung (in Anlehnung an [74, 75]).	36

Bild 3.6	Übersicht über Komponenten und Funktionen der Netzleittechnik (in Anlehnung an [26, 47, 76–78]).	37
Bild 3.7	Idealisiertes Beispiel der Leistungsübertragung zwischen zwei Knoten über eine Reaktanz.	42
Bild 3.8	Darstellung der prinzipiellen Zusammenhänge von Wirkungsmechanismen zur Leistungsflusssteuerung (in Anlehnung an [21]).	43
Bild 3.9	Darstellung der prinzipiellen Zusammenhänge beim Einsatz von Kraftwerks-Redispatch (dargestellt über die Generatoren G) zur Entlastung von Leitungen.	45
Bild 3.10	Prinzip der Möglichkeit zur Höherauslastung durch kuratives Engpassmanagement anhand einer exemplarischen Darstellung der Leitungsbelastung im (n-0)- und (n-1)-Zustand.	47
Bild 3.11	Schematische Darstellung des auslegungsrelevanten (a) sowie exemplarisch auftretenden (b) Strom- und Temperaturverlaufs bei kurativem Maßnahmen-einsatz (in Anlehnung an [74]).	48
Bild 3.12	Schematische Darstellung exemplarisch zulässiger Grenzwerte $I_{TATL,i,j}$ in Abhängigkeit der Dauer bis zur Wirksamkeit $t_{e+kur,i}$ der kurativen Maßnahme und der Vorbelastung $I_{ist,j}$.	49
Bild 4.1	Planungsstufen und Optimierungsfragestellungen im Netzbetrieb (in Anlehnung an [107]).	51
Bild 4.2	Verallgemeinerte und abstrahierte Darstellung der Elemente einer mathematischen Optimierung.	55
Bild 4.3	Exemplarische Darstellung des iterativen Lösungsprozesses eines Optimierungsproblems mit Zielfunktion $f(x)$ und sieben Iterationsschritten.	57
Bild 4.4	Exemplarische Darstellung eines Trust-Region- bzw. eines Line Search-Schrittes innerhalb eines lokalen Modells $m_{(i)}$ um $x_{(i)}$.	58
Bild 4.5	Exemplarischer Funktionsverlauf $f(x)$ mit Sattelpunkt f_s , lokalen Minima $f_{min,1}$ und $f_{min,2}$ sowie globalem Minimum $f_{min,3}$.	59
Bild 4.6	Exemplarische Funktionsverläufe $f(x)$ mit durch Nebenbedingungen c_1 und c_2 vorgegebener Lösungsmenge X (grau) sowie lokalen und globalen Minima.	60
Bild 4.7	Bestandteile moderner Modellierungsumgebungen zur Modellbildung in der mathematischen Optimierung.	64
Bild 4.8	Interaktion von Lösungsverfahren und Modellierungsumgebung im Optimierungswerkzeug zur nichtlinearen mathematischen Optimierung (in Anlehnung an [26]).	65
Bild 4.9	Übersicht der enthaltenen Module und deren Zusammenspiel innerhalb der entwickelten Optimierungsumgebung (in Anlehnung an [26]).	65
Bild 4.10	Ergänzung der knotenbasierten Leistungsflussbeschreibung um Leistungen durch LSB.	77
Bild 4.11	Ergänzung der knotenbasierten Leistungsflussbeschreibung um Leistungen durch HGÜ-Systeme an den Anschlussknoten.	78
Bild 5.1	Ersatzschaltbild der Modellierung von Querelementen (in Anlehnung an [69]).	84
Bild 5.2	Vereinfacht dargestellte Ausführungsformen von Querelementen: (a) FC; (b) MSC; (c) FR; (d) MSR.	86

Bild 5.3	Normierte Stufenhöhe n_{sh} und resultierender Faktor ν_{sh} zwischen $U_{sh,k}$ und U_k für N diskrete Stufen der Kompensation.	88
Bild 5.4	Vereinfacht dargestellte Ausführungsform eines TSC (a) sowie eines TSR (b, in Anlehnung an [162]).	89
Bild 5.5	Betriebsgeraden eines (schwarz) bzw. zwei paralleler (grau) TSC (a) bzw. TSR (b).	89
Bild 5.6	Vereinfacht dargestellte Ausführungsform eines TCR-Systems (a) und Betriebsbereich und -gerade maximaler Kompensation (b).	91
Bild 5.7	Ansteuergrad m_{sh} und resultierender Faktor μ_{sh} zwischen $U_{sh,k}$ und U_k bei kontinuierlichem Stellbereich der Kompensation.	92
Bild 5.8	Vereinfacht dargestellte Ausführungsform eines SVC (a) und exemplarischer Betriebsbereich und typische Kennlinie (b).	93
Bild 5.9	Vereinfacht dargestellte Ausführungsform eines STATCOM (a) und exemplarischer Betriebsbereich mit typische Kennlinie (b).	94
Bild 5.10	Ersatzschaltbild der Modellierung von Längselementen (in Anlehnung an [69]).	97
Bild 5.11	Kombinierte Ersatzschaltung eines Längselements (links) mit serieller Leitung (rechts).	99
Bild 5.12	Vierpol-Ersatzschaltung mit Nachbildung der Leitung als passivem Teil und Längselement als Stromquellen.	99
Bild 5.13	Vereinfacht dargestellte Ausführungsformen von (geschalteten) Längselementen und seriell angeordneter Leitungen: (a) FC; (b) MSC; (c) FR; (d) MSR.	103
Bild 5.14	Vereinfacht dargestellte Ausführungsform eines TSSC mit N Modulen und seriell angeordneter Leitung.	105
Bild 5.15	Exemplarische Betriebsbereiche eines TSSC mit vier Stufen bei Regelung der Kompensationsspannung $U_{TSSC,km}$ (a) und der Kompensationsreaktanz X_{TSSC} (b) (in Anlehnung an [162]).	105
Bild 5.16	Vereinfacht dargestellte Ausführungsform eines TCSC-Systems mit N Modulen und seriell angeordneter Leitung.	106
Bild 5.17	Schematische Darstellung des Impedanzverhaltens sowie nicht zulässiger bzw. einstellbarer Betriebsbereiche (grau-gestreift) eines TCSC-Moduls (in Anlehnung an [21, 162]).	107
Bild 5.18	Exemplarische Betriebsbereiche eines TCSC-Systems bei Regelung der Kompensationsspannung $U_{TCSC,km}$ (a) und der Kompensationsreaktanz X_{TCSC} (b) (in Anlehnung an [21, 162]).	108
Bild 5.19	Schematisch dargestellte Verstetigung des Betriebsbereichs mehrerer TCSC-Module mit individueller Ansteuerbarkeit innerhalb des TCSC-Systems (in Anlehnung an [162]).	108
Bild 5.20	Vereinfacht dargestellte Ausführungsformen von SSSC-Systemen mit Gleichspannungskreis ohne (a) und mit Energiespeicher (b, hier als Batterie) und seriell angeordneter Leitung.	110
Bild 5.21	Exemplarische Betriebsbereiche eines SSSC-Systems bei Regelung der Kompensationsspannung U_{SSSC} (a) sowie der Kompensationsreaktanz X_{SSSC} (b) (in Anlehnung an [162]).	111

Bild 6.1	Ersatzschaltbild der Modellierung von kombinierten Elementen am Beispiel einer Kombination aus Quer- und Längselement (in Anlehnung an [69])......	113
Bild 6.2	Ersatzschaltbild der Modellierung von kombinierten Elementen am Beispiel einer Kombination aus zwei Längselementen (in Anlehnung an [69])......	115
Bild 6.3	Exemplarische Ausführungsform und Komponenten eines DPFC-Systems mit seriell angeordneter Leitung (in Anlehnung an [69])......	116
Bild 6.4	Schematische Darstellung des Betriebsbereichs eines DPFC-Systems (in Anlehnung an [69])......	117
Bild 6.5	Vereinfacht dargestellte Ausführungsform eines UPFC mit seriell angeordneter Leitung.....	117
Bild 6.6	Idealisiert dargestellte Stellbereiche des UPFC bei unterschiedlichen Spannungswinkeldifferenzen δ_{kn} (a) 0° , b) 30° , c) 60° , d) 90°) im Vergleich mit anderen Systemen zur Leistungsflussbeeinflussung (in Anlehnung an [21, 162]).	118
Bild 6.7	Vereinfacht darstellte Ausführungsform eines IPFC mit seriell angeordneten Leitungen.	120
Bild 6.8	Idealisiert dargestellte Stellbereiche eines IPFC mit zwei Umrichtern bei prioritärer Steuerung des Leistungsflusses auf Leitung mn (a) und sich ergebendem Stellbereich auf Leitung op (b) (in Anlehnung an [21, 162]).	120
Bild 6.9	Schematische Darstellung von Phasenschieber-Transformatoren als direkter (a) und indirekter Typ (b) mit seriell angeordneter Leitung.....	122
Bild 6.10	Zeigerdiagramme unterschiedlicher Ausführungsformen von Transformatoren mit einstellbarer Sekundärspannung U_m und Stellbereich U_σ in Längsrichtung („Längsregler“) (a), Querrichtung („Querregler“) (b), schräger Richtung („Schrägregler“) (c) und idealer Winkelregelung („idealer Phasenschieber“) (d).	122
Bild 6.11	Exemplarische Anordnung eines PST mit Zusatzspannung U_σ und einer Reaktanz X_L (in Anlehnung an [21])	123
Bild 6.12	Idealisiert dargestellter Einfluss von PST in der Ausführungsform als idealer Phasenschieber (a) und Querregler (b) auf das Wirkleistungsverhalten (in Anlehnung an [21])......	124
Bild 6.13	Exemplarische Darstellung des normierten Wirk-/Blindleistungsverhaltens eines LCC-HGÜ-Umrichters für verschiedene Zündwinkel α (in Anlehnung an [162, 176]).	128
Bild 6.14	Ersatzschaltbild für HGÜ-Systeme als Querelemente (in Anlehnung an [69]).	128
Bild 6.15	Vereinfacht dargestellte Ausführungsform eines HGÜ B2B-Systems mit zwei Umrichtern an einem gemeinsamen Gleichspannungszwischenkreis.	131
Bild 6.16	Ersatzschaltbild zur Modellierung eines HGÜ B2B-Systems mit zwei Umrichtern.....	132
Bild 6.17	Vereinfacht dargestellte Ausführungsform eines HGÜ P2P-Systems.	134
Bild 6.18	Ersatzschaltbild zur Modellierung eines HGÜ P2P-Systems.....	134
Bild 6.19	Vereinfacht dargestellte Ausführungsform eines MTDC-Systems mit drei Konvertern und drei DC-Leitungen.....	136
Bild 6.20	Ersatzschaltbild zur Modellierung eines MTDC-Systems mit drei Konvertern und drei DC-Leitungen (in Anlehnung an [69])......	137

Bild 7.1	Grafische Interpretation der eingeführten Normierung (a) und resultierender Suchraum für die anschließende normierte Optimierung (b).	140
Bild 8.1	Übersicht der konkreten Umsetzung von Optimierungsproblemen in Anwendungsbeispielen unter Verwendung der entwickelten Optimierungs- umgebung.	149
Bild 8.2	Ergänzt IEEE 9-Knoten Testsystem zur Evaluation der Modellierung von Längselementen (vgl. [43, 187]).	150
Bild 8.3	Verifikation der Modellierung und exemplarische Stellbereiche leistungs- flusssteuernder Betriebsmittel in der Ausführungsform als MSC/MSR (a), TSSC/TSSR (b), TCSC (c) SSSC (d) (vgl. [43]).	151
Bild 8.4	Skalierte stundenscharfe Zeitreihen für Erzeugung (a) und Verbrauch (b) in Anlehnung an reale Messdaten aus Deutschland (Daten basierend auf [189], vgl. [43]).	153
Bild 8.5	Exemplarische Anwendung einer lokalen Optimierung als Sollwertum- setzung für Wirk- (a) und Blindleistung (b) über verschiedene Zielfunktionen unter Nutzung des SSSC im Netz aus Bild 8.2 (vgl. [43]).	153
Bild 8.6	Knotenspannungsbeträge bei lokaler Optimierung der Sollwertumsetzung für die Wirkleistung an Leitung 7–8 unter Nutzung des SSSC im Netz aus Bild 8.2 als Flexibilität.	154
Bild 8.7	Exemplarische Anwendung einer lokalen Optimierung als Sollwertum- setzung für den Knotenspannungsbetrag an Knoten 7 unter Nutzung des SSSC im Netz aus Bild 8.2 als Flexibilität (vgl. [43]).	154
Bild 8.8	Vergleich der Verluste bei Verlustoptimierung gegenüber dem Ausgangsfall und den Sollwert-Optimierung aus Bild 8.5 (vgl. [43]).	155
Bild 8.9	MTDC-Testsystem (vgl. [42]).	156
Bild 8.10	Vergleich der resultierenden Zweigleistungen für die Implementierung einer Optimierung zur PQ-Regelung (a), PU-Regelung (b), Spannungsband- optimierung (c) und Verlustminimierung (d) (vgl. [42]).	159
Bild 8.11	Skalierte stundenscharfe Zeitreihen der deutschen Onshore-Windenergie- erzeugung sowie Erzeugungs- und Lastzeitreihen für Deutschland und Norwegen für das MTDC-Testsystem. Daten basierend auf [191, 192] (vgl. [42]).	160
Bild 8.12	Resultierende Wirk- und Blindleistungs-Sollwerte für die Betriebsmodi U_{\min} (a) und P_{\min} (b) der Optimierung (vgl. [42]).	160
Bild 8.13	Mittlere Sollwert-Abweichung der Spannung (a) und Systemverluste (b) für die Betriebsmodi U_{\min} (schwarz) und P_{\min} (grau) (vgl. [42]).	161
Bild 8.14	Spannungsverlauf und Spannungsabsenkung zum Ende des Betrachtungs- zeitraums im Umfeld von Knoten 5 mit stark ansteigender Last L1.	161
Bild 8.15	Kombiniertes AC/MTDC-Testsystem.	163
Bild 8.16	Skalierte energieträgerscharfe Erzeugungs- und Verbrauchszeitreihen in stündlicher Auflösung im kombinierten AC/MTDC-Testsystem auf Basis realer Daten aus Deutschland und Norwegen aus [191, 192].	163
Bild 8.17	Ergebnis der Verlustminimierung und resultierende HGÜ-Umrichter- Arbeitspunkte auf Basis der gegebenen Zeitreihen für das AC/MTDC- Testsystem.	164

Bild 8.18	Resultierende maximale Auslastungen η von Leitungen z (a), Erzeugungsanlagen g und HGÜ-Umrichtern h (b) sowie maximale und minimale Knotenspannungsbeträge U_k in AC- (c) und DC-System (d) im Basisfall sowie in der Ausfallvariantenrechnung.	165
Bild 8.19	Resultierende präventive Maßnahmen zur Engpassvermeidung (summarisch/auf Anlagenbasis (a,c), im Zeitverlauf (b)) sowie Leitungsauslastungen (d) in den präventiven Szenarien ohne gezielte Leistungsflusssteuerung #2.1, #3.1 und #4.1.	169
Bild 8.20	Vergleich der Ergebnisse des präventiven Szenarios #4.1 mit den in den kurativen Szenarien #5.1 und #8.1 resultierenden präventiven und kurativen Maßnahmen zur Engpassvermeidung (summarisch/auf Anlagenbasis (a,c), im Zeitverlauf (b)) sowie Leitungsauslastungen (d).....	171
Bild 8.21	Vergleich der Ergebnisse des präventiven Szenarios #4.2 mit den in den kurativen Szenarien #5.2 und #8.2 (jeweils mit gezielter Leistungsflusssteuerung) resultierenden präventiven und kurativen Maßnahmen zur Engpassvermeidung (summarisch/auf Anlagenbasis (a,c), im Zeitverlauf (b)) sowie Leitungsauslastungen (d).....	173
Bild 8.22	Vergleich der notwendigen präventiven und kurativen Maßnahmen zur Engpassvermeidung sowie der mittleren Leitungsauslastung (AC) im (n-0)-Fall im Vergleich der Szenarien.	175
Bild 8.23	Darstellung des verwendeten Netzdatensatzes (a) sowie der Erzeugungs- (b) und Verbrauchsverteilung (c) (vgl. [41, 195])......	176
Bild 8.24	Beispielhaft resultierende Leistungsfluss-Situation auf Basis der Annahmen in Bild 8.23 (vgl. [41, 195]).	177
Bild 8.25	Resultierende Verteilung der Erzeugungsreduktion bzw. -erhöhung bei mengeneffizienter (a) und kosteneffizienter (b) sowie normierter Optimierung (c) (vgl. [41, 197])......	178
Bild 8.26	Resultierende Verteilung der Erzeugungsreduktion bzw. -erhöhung bei mengeneffizienter (a) und kosteneffizienter (b) sowie normierter Optimierung (c) unter Berücksichtigung dezentraler Erzeugungsleistung (vgl. [195])......	178
Bild 8.27	Resultierende Redispatch-Leistung (a), (fiktive) Kosten (in Geldeinheiten, GE) (b) sowie Anzahl der am Redispatch beteiligten Kraftwerke (c) bei mengen- und kosteneffizienter sowie normierter optimaler Redispatch-Ermittlung (vgl. [41, 195]).	179
Bild 8.28	Verifikation und Vergleich der RD-Umsetzungen als Sens-RD, DC-RD und AC-RD im Anwendungsbeispiel aus Abschnitt 8.4.2 (vgl. [198])......	180
Bild 11.1	Wirkungsmechanismus Impedanzänderung: Schaltbild (a), Zeigerdiagramm (b), Wirk- und Blindleistungsverhalten (c) (in Anlehnung an [21])......	206
Bild 11.2	Wirkungsmechanismus Spannungswinkeländerung: Schaltbild (a), Zeigerdiagramm (b), Wirkleistungsverhalten (c) (in Anlehnung an [21])......	207
Bild 11.3	Wirkungsmechanismus Spannungsbetragsänderung: Schaltbild (a), Zeigerdiagramm (b), Wirk- und Blindleistungsverhalten (c) (in Anlehnung an [21]).	209
Bild 11.4	Schaltzeichen verschiedener Leistungshalbleiter: (a) Diode, (b) Thyristor, (c) GTO, (d) IGCT (e) IGBT (mit Freilaufdiode)......	211

Bild 11.5	Größenordnungen von realisierten Umrichter-Spannungen und typischen Anwendungsleistungen bei Einsatz unterschiedlicher Leistungshalbleiter-Module (in Anlehnung an [69]).	212
Bild 11.6	Vereinfacht dargestellte Ausführungsform eines netzgeführten Umrichters mit Stromzwischenkreis (in Anlehnung an [162, 176]).	213
Bild 11.7	Mögliche Ausführungsform eines Zweipunkt-Umrichters (in Anlehnung an [67, 199, 207]).	214
Bild 11.8	Über Pulsweitenmodulation erzeugter, ungefilterter Wechselspannungsverlauf einer Phase $u_L(t)$ für einen Zweipunkt-Umrichter (in Anlehnung an [67, 206, 207]).	214
Bild 11.9	Mögliche Ausführungsform eines Dreipunkt-Umrichters (in Anlehnung an [67, 199, 207]).	215
Bild 11.10	Über Pulsweitenmodulation erzeugter, ungefilterter Wechselspannungsverlauf einer Phase $u_L(t)$ für einen Dreipunkt-Umrichter (in Anlehnung an [67, 206, 207]).	215
Bild 11.11	Mögliche Ausführungsform eines modularen Mehrpunkt-Umrichters (in Anlehnung an [67, 83, 162]).	216
Bild 11.12	Über Pulsweitenmodulation erzeugter, ungefilterter Wechselspannungsverlauf einer Phase $u_L(t)$ für einen modularen Mehrpunkt-Umrichter (in Anlehnung an [67, 206, 207]).	216
Bild 11.13	Vereinfacht dargestellte Ausführungsformen von HGÜ-Systemen. (a) asymmetrischer Monopol, (b) symmetrischer Monopol/Bipol, (c) (symmetrischer) Bipol (in Anlehnung an [104, 199]).	217
Bild 11.14	Exemplarische Darstellung eines Line Search-Schrittes innerhalb eines lokalen Modells $m_{(i)}$ um $\mathbf{x}_{(i)}$.	219
Bild 11.15	Exemplarische Darstellung eines Trust Region-Schrittes innerhalb eines lokalen Modells $m_{(i)}$ um $\mathbf{x}_{(i)}$.	221
Bild 11.16	Darstellung von orthogonalen Vektoren eines quadratischen Problems mit einer Matrix mit gleichen Eigenwerten (a) und \mathbf{A} -orthogonaler Vektoren bei einer Matrix \mathbf{A} mit mindestens zwei unterschiedlichen Eigenwerten (b) (nach [214]).	222
Bild 11.17	Exemplarischer Vergleich der Verfahren des steilsten Abstiegs (grau) und des CG-Verfahrens (schwarz) mit Kennzeichnung der konjugierten Tangenten (lang gestrichelt) und Radien (kurz gestrichelt) entlang der Iterationsschritte $\mathbf{x}_{(i)}$ (nach [137]).	223
Bild 11.18	Exemplarischer Vergleich von Iterationsschritten (gestrichelt) des Simplex-Verfahrens entlang der Ecken eines die Lösungsmenge X begrenzenden Polyeders (a) und des Innere Punkte-Verfahrens (b) innerhalb der Lösungsmenge (Abbildung in Anlehnung an [221] und [222]).	224
Bild 11.19	Exemplarische Funktionsverläufe $f(\mathbf{x})$ einer konvexen (a) und einer nichtkonvexen Zielfunktion (b).	227
Bild 11.20	Beispiele grundlegender Rechenoperationen als Komponenten eines gerichteten Berechnungsgraphen (von oben links nach unten rechts: Addition, Subtraktion, Multiplikation, Division, trigonometrische (cos-, sin-) Funktionen, Exponentialfunktion, Logarithmus).	229
Bild 11.21	Simulationsergebnisse des präventiven Szenarios #1: Summarische präventive Maßnahmen auf Anlagenbasis (a,c) und im Zeitverlauf (b,d) sowie	

	resultierende maximale Auslastungen (e,f) und minimale/maximale Knotenspannungsbeträge (g,h).....	234
Bild 11.22	Simulationsergebnisse des präventiven Szenarios #2: Summarische präventive Maßnahmen auf Anlagenbasis (a,c) und im Zeitverlauf (b,d) sowie resultierende maximale Auslastungen (e,f) und minimale/maximale Knotenspannungsbeträge (g,h).....	235
Bild 11.23	Simulationsergebnisse des präventiven Szenarios #3: Summarische präventive Maßnahmen auf Anlagenbasis (a,c) und im Zeitverlauf (b,d) sowie resultierende maximale Auslastungen (e,f) und minimale/maximale Knotenspannungsbeträge (g,h).....	236
Bild 11.24	Simulationsergebnisse des präventiven Szenarios #4: Summarische präventive Maßnahmen auf Anlagenbasis (a,c) und im Zeitverlauf (b,d) sowie resultierende maximale Auslastungen (e,f) und minimale/maximale Knotenspannungsbeträge (g,h).....	237
Bild 11.25	Simulationsergebnisse des präventiv-kurativen Szenarios #5: Summarische präventive Maßnahmen auf Anlagenbasis (a,c) und im Zeitverlauf (b,d) sowie resultierende maximale Auslastungen (e,f) und minimale/maximale Knotenspannungsbeträge (g,h).....	238
Bild 11.26	Simulationsergebnisse des präventiv-kurativen Szenarios #6: Summarische präventive Maßnahmen auf Anlagenbasis (a,c) und im Zeitverlauf (b,d) sowie resultierende maximale Auslastungen (e,f) und minimale/maximale Knotenspannungsbeträge (g,h).....	239
Bild 11.27	Simulationsergebnisse des präventiv-kurativen Szenarios #7: Summarische präventive Maßnahmen auf Anlagenbasis (a,c) und im Zeitverlauf (b,d) sowie resultierende maximale Auslastungen (e,f) und minimale/maximale Knotenspannungsbeträge (g,h).....	240
Bild 11.28	Simulationsergebnisse des präventiv-kurativen Szenarios #8: Summarische präventive Maßnahmen auf Anlagenbasis (a,c) und im Zeitverlauf (b,d) sowie resultierende maximale Auslastungen (e,f) und minimale/maximale Knotenspannungsbeträge (g,h).....	241

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1.1	Auswahl im wissenschaftlichen Kontext angewandeter Netzberechnungs- und Optimierungsumgebungen und deren Möglichkeiten zur expliziten Abbildung von Betriebsmitteln und Maßnahmen zur Leistungsflusssteuerung.....	4
Tabelle 2.1	Spannungsebenen und Kennzahlen der Netzebenen in Deutschland (nach [11, 46–48]).	9
Tabelle 2.2	Knotenspezifikation zur Leistungsflussberechnung.....	23
Tabelle 4.1	Übersicht ausgewählter Solver und deren Eignung zur Lösung verschiedener mathematischer Problemklassen (nach [130, 131]).....	57
Tabelle 8.1	Vorgaben von Betriebsmodi und Sollwerten der Umrichter (vgl. [42]).....	158
Tabelle 8.2	Aus der Optimierung resultierende Wirk- und Blindleistungs-Sollwerte (AC-Seite) der Umrichter in dem Testsystem (vgl. [42]).....	158
Tabelle 8.3	Szenarien und Flexibilitäten zur Engpassvermeidung.....	167
Tabelle 8.4	Fiktive Kostenparameter zur Evaluation des optimierten Redispatch-Einsatzes (vgl. [41]).....	179
Tabelle 11.1	Zusätzliche Parameter des MTDC-Testsystems (vgl. [42]).	233
Tabelle 11.2	Gewichtungsfaktoren für allgemeine Zielfunktionsbestandteile und Slack-Variablen der für das Anwendungsbeispiel betrachteten Szenarien.	233

Verzeichnis der verwendeten Abkürzungen, Formelzeichen und Indizes

Die Bezeichnungen der Größen werden im Text bei ihrer Einführung erläutert. Es gelten darüber hinaus die folgenden allgemeinen Vereinbarungen (angelehnt an die DIN 1338):

- Variablen werden kursiv und Indizes werden gerade dargestellt, es sei denn es handelt sich ebenso um eine variable Größe (beispielsweise die Indizierung von Matrizeneinträgen).
- Komplexe Größen werden durch einen Unterstrich gekennzeichnet.
- Transponierte Vektoren oder Matrizen werden durch ein hochgestelltes T gekennzeichnet.
- Zeichen mit konventioneller Bedeutung (z. B. cos, cos, lg, ln) werden gerade dargestellt.
- Vektoren (Kleinbuchstaben) und Matrizen (Großbuchstaben) werden fett dargestellt.

Allgemeine Formelzeichen

\underline{a} , \underline{A}	komplexe Zahl	\underline{A}	Matrix mit komplexen Elementen
\underline{a}^* , \underline{A}^*	konjugiert komplexe Zahl	\mathbf{a}^T , $\underline{\mathbf{a}}^T$	transponierter Spaltenvektor
a , A	Betrag einer (komplexen) Zahl	\mathbf{A}^T , $\underline{\mathbf{A}}^T$	transponierte Matrix
\mathbf{a}	Spaltenvektor mit reellen Elementen	j	imaginäre Einheit
\mathbf{A}	Matrix mit reellen Elementen	$\mathbf{0}$	Nullmatrix- oder Vektor
$\underline{\mathbf{a}}$	Spaltenvektor mit komplexen Elementen	\mathbf{e}	Einsvektor
		\mathbf{E}	Einheitsmatrix

Spezielle Formelzeichen

b , B	Suszeptanz	G	Anzahl der Generatoren, Anzahl der Gleichheitsnebenbedingungen
c	Nebenbedingung	\mathbf{g}	Gradient
C	Anzahl der Nebenbedingungen, Anzahl der parallelen kombinierten Elemente, Kosten	\mathbf{G}	Näherungsmatrix der zweiten Ableitungen
f	Zielfunktion	\mathbf{H}	Hesse-Matrix
F	mehrdimensionale Zielfunktion, Zielfunktionswert (allg.)	i , I	Strom
F	lineares Gleichungssystem	\mathbf{J}	Jacobi-Matrix
g , G	Konduktanz	k	Beteiligungsfaktor
		K	Anzahl der Knoten, Kompensationsgrad, Überhöhungsfaktor

L	Anzahl der Lasten, Anzahl der parallelen Längselemente	x, X X x	Reaktanz zulässiger Lösungsraum Zustandsvektor
m	Hilfsfunktion	X	Diagonalmatrix der Zustände x_i
N	Anzahl zulässiger Zustände		
p, P	Wirkleistung	y, Y	Admittanz
q, Q	Blindleistung	y	dualer Zustandsvektor
Q	Anzahl der parallelen Quer- elemente, Anzahl der einem Knoten zugeordneten parallelen Querimpedanzen/-admittan- zen von Längselementen	α δ Δ ε η	Zündwinkel Spannungswinkel Differenz Genauigkeitsschranke Auslastung
r, R	Widerstand	λ	Kommutierungswinkel, Lagrange-Multiplikator, Polynom (allg.)
r	(Schritt-) Richtung		
s, S	Scheinleistung		
s	Schrittweite	μ	Gewichtungsfaktor (allg.), Lagrange-Multiplikator
S	Menge der Kupplungsarten an Sammelschienen, Menge der (n-1)-Szenarien	∇ φ	Nabla-Operator Phasenverschiebungswinkel
T	Taylor-Polynom	ρ	Residuum
u	binäre Entscheidungs- variable	ς Σ	Schlupf- (Slack-) Variable Diagonalmatrix der Schlupf- Variablen ς_i
u, U	Spannung		
U	Anzahl der Ungleichheits- nebenbedingungen	$\Im m$ \Re	Imaginärteil Realteil
\ddot{u}	Transformator-Über- setzungsverhältnis		

Indizes

Die aufgeführten Indizes werden in der Arbeit auch kombiniert genutzt.

0	Bezugsgröße, Initialisierungswert	DC	Gleichspannung
a	abhängige Variable	e	Ereignis / Fehler
A	Ausbau	eco	ökonomisch
A, E	Klemmenbezeichnungen (Eingang, Ausgang)	Fe	Eisen(verluste)
b	Überhöhungsfaktor (engl.: boost factor)	G	Generator, Gleichheitsnebenbedingung
B	(Strom-) Begrenzung	Gen	Generator
BM	Betriebsmittel	h	Hauptfeld
C	Kapazität	HGÜ	Hochspannungs-Gleich- strom-Übertragung
ce	engl.: combined (element)	ist	Istwert

kur	kurativ	prä	präventiv
K	Knoten	P	Wirkleistung
KK	Knoten-Knoten	q	Quelle
KZ	Knoten-Zweig	Q	Blindleistung, quer (auch: parallel)
L	Induktivität, längs, Leitung	r	Resonanz
Last	Last	RD	Redispatch
m	Magnetisierung	s	Sattelpunkt
max	Maximalwert	se	engl.: series (element)
min	Minimalwert	sh	engl.: shunt (element)
mittel	Mittelwert	soll	Sollwert
n	Nennwert	tech	technisch
neg	negativ	Trf	Transformator
norm	normierte Größe	U	Ungleichheitsneben- bedingung
N	Netz	WP	Windpark
NB	Nebenbedingung	Z	Zweig
opt	optimiert	σ	Streuwert, Spannungswinkeländerung
pos	positiv		

Zählindizes

c, g, i, j, k, l, m, n, o, p, q, s, t, u, z

Abkürzungen

Abs.	Absatz	DACF	engl.: day ahead congestion forecast
AC	engl.: alternating current	DC	engl.: direct current
AD	automatische Differentiation	d. h.	das heisst
allg.	allgemein	DNLP	engl.: discontinuous nonlinear problem/ programming
AMPL	engl.: A Mathematical Programming Language	DP	dynamisches Problem/ Programmierung, engl.: dynamic problem/ programming
Anz.	Anzahl	DPFC	engl.: dynamic power flow controller
B2B	engl.: back-to-back	DSM	engl.: demand side management
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher	EinsMan	Einspeisemanagement
BM	Betriebsmittel		
BNetzA	Bundesnetzagentur		
bzw.	beziehungsweise		
CG	engl.: conjugate gradients (-Verfahren)		
CSC	engl.: current source converter		

EMS	engl.: energy management system	IPFC	engl.: interline power flow controller
engl.	englisch	IPOPT	engl.: Interior Point Optimizer
ENTSO-E	engl.: European Network of Transmission System Operators for Electricity	KKT	Karush-Kuhn-Tucker (-Bedingungen, -Punkt, -Tripel)
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz	KNITRO	engl.: Nonlinear Interior Point Trust Region Optimization
EZA	Erzeugungsanlage	konv.	konventionell
FACTS	flexible Drehstrom-Übertragungssysteme, engl.: flexible AC transmission systems	LCC	engl.: line commutated converter
FC	engl.: fixed capacitor	LF	Leistungsfluss
FCR	engl.: frequency containment reserve	LP	lineares Problem/Programmierung, engl.: linear problem/programming
FR	engl.: fixed reactor	LS	engl.: line search
GAMS	engl.: General Algebraic Modeling System	LSB	leistungsflusssteuernde Betriebsmittel
GE	Geldeinheiten	MATLAB®	engl.: Matrix Laboratory
ggf.	gegebenenfalls	MIP	engl.: mixed-integer problem/programming
GGLP	gemischt-ganzzahliges (lineares) Problem/Programm	MMC	modularer Multi-Level-Umrichter, engl.: modular multilevel converter
Gl., Gln.	Gleichung, Gleichungen	MPC	engl.: Matpower case file, engl.: model predictive control
GTO	engl.: gate turn-off thyristor	MS	Mittelspannung
GUPFC	engl.: generalized unified power flow controller	MSC-DN	engl.: mechanically switched capacitor with damping network
h	engl.: hour	MT	engl.: multi-terminal
HEO	höhere Entscheidungs- und Optimierungsfunktionen	MTDC	engl.: multi-terminal high-voltage direct current
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung	NEP	Netzentwicklungsplan
HöS	Höchstspannung	NLP	nichtlineares Problem/Programmierung, engl.: nonlinear problem/programming
HS	Hochspannung	NOVA	Netzoptimierung vor -verstärkung vor -ausbau
HVDC	engl.: high-voltage direct current	NS	Niederspannung
IDCF	engl.: intraday congestion forecast		
i. d. R.	in der Regel		
i. V. m.	in Verbindung mit		
IGBT	engl.: insulated-gate bipolar transistor		
IGCT	engl.: integrated gate-commutated thyristor		

OPF	engl.: optimal power flow		engl.: sequential quadratic problem/programming
OS	Oberspannung		
P2P	engl.: point-to-point	SS	Sammelschiene
PAR	engl.: phase angle regulator	SSSC	engl.: static synchronous series compensator
PATL	engl.: permanently admissible transmission loading	STATCOM	engl.: static synchronous compensator
PST	Phasenschieber-Transformator, engl.: phase-shifting transformer	s. t.	engl.: subject to
p.u.	engl.: per unit	SVC	engl.: stativ var compensator
PV	Photovoltaik	TATL	engl.: temporary admissible transmission loading
QBT	engl.: quadrature booster transformer	TC	engl.: thyristor controlled
QP	quadratische Problem/Programmierung, engl.: quadratic problem/programming	TCR	engl.: thyristor controlled reactor
RAS	Redispatch-Abwicklungs-Server	TCSC	engl.: thyristor controlled series compensator
RD	Redispatch	TSC	engl.: thyristor switched capacitor
RES	Redispatch-Ermittlungs-Server	TSR	engl.: thyristor switched reactor
RG	engl.: regional group	TSSC	engl.: thyristor switched series compensator
RKW	Reservekraftwerk	TYNDP	engl.: Ten Year Network Development Plan
SCADA	engl.: supervisory control and data aquisition	u. a.	unter anderem
SCOPF	engl.: security constrained optimal power flow	ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
Sens	Sensitivität, sensitivitätsbasiert	u. d. N.	unter den Nebenbedingungen
SG	Synchrongenerator	UPFC	engl.: unified power flow controller
SLP	stochastisch lineares Problem/Programmierung, engl.: stochastic linear problem/programming	US	Unterspannung
SO GL	engl.: System Operation Guideline	VNB	Verteilnetzbetreiber
SQP	sequentiell quadratisches Problem/Programmierung,	VSC	engl.: voltage source converter
		VZS	Verbraucherzählpfeilsystem
		WAPP	engl.: week ahead planning process
		WP	Windpark
		z. B.	zum Beispiel

1 Einleitung

1.1 Hintergrund und Motivation

Der sichere und zuverlässige Betrieb eines leistungsfähigen und wirtschaftlichen elektrischen Energieversorgungsnetzes stellt eine Kernaufgabe der Stromnetzbetreiber dar (vgl. §§ 1, 11 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) [1]). Insbesondere die erfolgte Liberalisierung des europäischen Strommarktes sowie die aktuelle Transformation der elektrischen Energieversorgung hin zu einem System mit dezentralen Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien als Primärenergiequelle mit oftmals hoher Volatilität führen zu starken Veränderungen bzgl. Ort und Art der Energieerzeugung. **Bild 1.1** verdeutlicht diese Entwicklung anhand der installierten Erzeugungsleistung sowie der Bruttostromerzeugung in den letzten 30 Jahren in Deutschland.

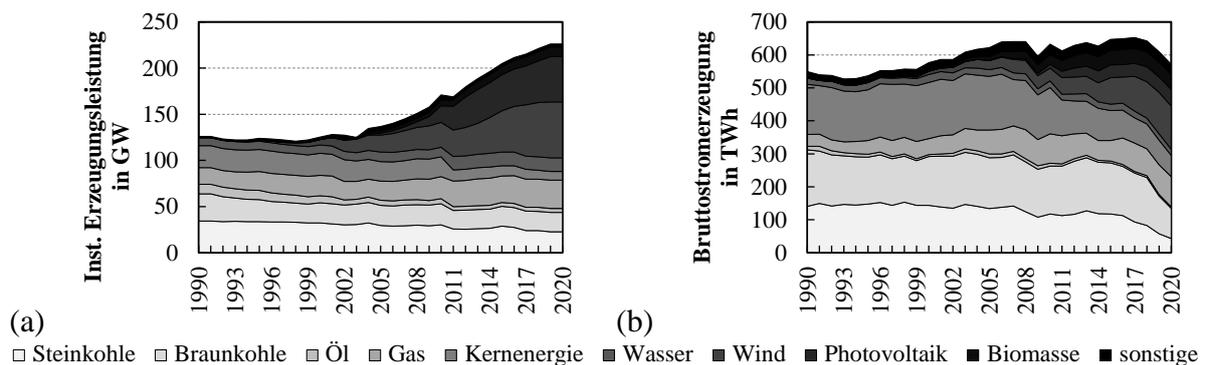


Bild 1.1 Installierte Erzeugungsleistungen (a) und Bruttostromerzeugung (b) in Deutschland [2].

Die zunehmend verbrauchsferne Erzeugung führt zu einem steigenden Transportbedarf elektrischer Energie. Aufgrund regulatorischer und sozioökonomischer Randbedingungen obliegen Maßnahmen der Netzverstärkung und des -ausbaus jedoch langen Planungs- und Realisierungszeiträumen und stehen damit der sich ändernden Transportaufgabe entgegen (vgl. z. B. [3]). Leistungsflüsse und damit die Auslastungssituation im elektrischen Energieversorgungsnetz stellen sich in Abhängigkeit der technischen Randbedingungen (räumliche/zeitliche Verteilung von Erzeugung und Verbrauch, Impedanzverhältnisse und topologische Verschaltung) ein. Eine gezielte Beeinflussung der Leistungsflüsse kann im klassischen Energieversorgungssystem kaum bzw. nur in eingeschränktem Umfang durch Eingriffe in Erzeugung und Verbrauch stattfinden (indirekte Leistungsflusssteuerung). Daneben sorgt die Verlagerung von Erzeugungsleistung zu reduzierten Potentialen der Blindleistungsbereitstellung und Spannungshaltung bei gleichzeitig steigendem Blindleistungsbedarf durch hoch ausgelastete Leitungen.

Diese Entwicklungen gehen u. a. mit stark gestiegenen Einsatzvolumina und -kosten für Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen zur Engpassvermeidung einher (vgl. **Bild 1.2**). Daher erweitern sich die Aufgaben der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) dahingehend, dass Maßnahmen des Engpassmanagements in erheblichem Umfang zu den Kernaufgaben der Netz- und Systemführung des elektrischen Energieversorgungssystems geworden sind.

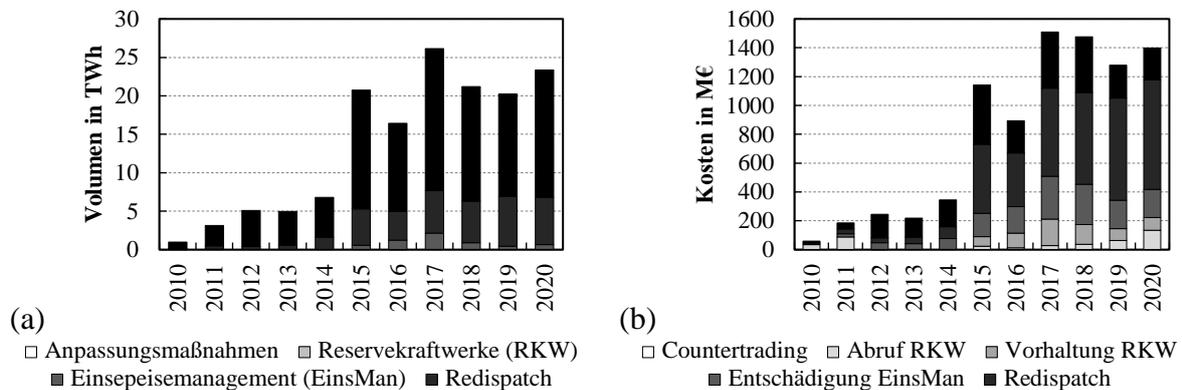


Bild 1.2 Entwicklung der Volumina verschiedener Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen (a) und daraus resultierender Kosten (b) in Deutschland (Daten aus [4–14]).

Um die erforderliche Wirtschaftlichkeit des Netzbetriebs zu gewährleisten, sind freie Kapazitäten der vorhandenen Infrastruktur möglichst optimal zu nutzen und eine Höherauslastung des Bestandsnetzes anzustreben. Damit einhergehend steigt der Bedarf nach einer gezielten Beeinflussung der Leistungsflüsse und Spannungshaltung zur Optimierung und Erhöhung der Übertragungsfähigkeit des Netzes (vgl. z. B. [15–17]). Dies zeigt sich in zahlreichen Forschungsprojekten (z. B. [18]) sowie in Ansätzen auch in konventionellen Verfahren wie dem Netzentwicklungsplan (NEP) [19], in den z. B. leistungsflusssteuernde Maßnahmen Eingang finden. Neben dem Bedarf der gezielten Leistungsflusssteuerung und Spannungshaltung zur Nutzung und Erhöhung der Übertragungsfähigkeit des (existierenden) Stromnetzes ist der aktuell hohe Grad an Zuverlässigkeit und Sicherheit in der Energieversorgung mindestens beizubehalten und damit bei der Ermittlung von Maßnahmen entsprechende Maßstäbe in Bezug auf die Netzsicherheit und Ausfallanalysen zu berücksichtigen.

Aufgrund der Größe und Komplexität des elektrischen Energieversorgungssystems und einer weiteren Erhöhung der Anzahl an (dezentralen) Erzeugungsanlagen sowie Eingriffs- und Steuermöglichkeiten durch flexible konventionelle und innovative Betriebsmittel, steigt auch der Bedarf nach neuen Werkzeugen und zusätzlichen höheren Entscheidungs- und Optimierungsfunktionen (HEO) zur Unterstützung der Netz- und Systemführung. Insbesondere vor dem Hintergrund des Engpassmanagements ergeben sich zahlreiche Fragestellungen, die aufgrund ihrer technischen Komplexität und zahlreicher Abhängigkeiten vorteilhaft mit Hilfe von Optimierungsansätzen formuliert und beantwortet werden können.

Großes Potential zur gezielten Leistungsflusssteuerung und Spannungshaltung weisen insbesondere flexible Drehstrom-Übertragungssysteme (engl.: flexible AC-transmission systems, FACTS) auf. Diese sind in der Literatur bereits seit geraumer Zeit bekannt (vgl. z. B. [20, 21]), werden aber zur Leistungsflusssteuerung in der Praxis – zumindest im deutschen Raum – bisher nur vereinzelt bzw. als Pilotanlagen eingesetzt. Aktuelle und geplante Entwicklungen im Rahmen des NEP zeigen jedoch einen verstärkten zukünftigen Einsatz auch in Deutschland (vgl. [19]). Bereits im Einsatz sind dagegen so genannte Phasenschieber-Transformatoren (PST, engl.: phase shifting transformer), die derzeit vor allem zur Sicherstellung von Handelskapazitäten an den Grenzen zwischen Marktgebieten und zur Vermeidung von Ringflüssen durch benachbarte Netzgebiete eingesetzt werden, künftig aber auch im innerdeutschen Raum zur gezielten Leistungsflusssteuerung Verwendung finden sollen. Eine weitere Möglichkeit zur gezielten Vorgabe von Leistungsflüssen, aber auch zur Spannungshaltung an den Anschlussknoten, stellen die in Bau befindlichen bzw. geplanten Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssysteme (HGÜ-Systeme) dar, die in Deutschland als zusätzliche Übertragungskapazitäten parallel zum Drehstromsystem installiert werden sollen (siehe für beide ebenso [19]). Neben Systemen wie Kurzkupplungen und Punkt-zu-Punkt-Systemen sollen perspektivisch auch vermaschte (Multi-Terminal-) HGÜ-Systeme zum Einsatz kommen, wie die Planungen für Onshore-Systeme [19, 22] gleichermaßen wie die längerfristig erwarteten Offshore-Systeme im Nordseeraum (siehe z. B. [23–25]) zeigen.

Zur Nutzung der sich so ergebenden Flexibilitäten müssen die verfügbaren Betriebsmittel und Maßnahmen in entsprechenden Werkzeugen abgebildet sein. **Tabelle 1.1** zeigt eine exemplarische Auswahl an Netzberechnungs- und Optimierungswerkzeugen aus dem wissenschaftlichen Kontext inkl. einer Angabe der jeweils verwendeten Entwicklungsumgebung. Eine Vielzahl verfügbarer Werkzeuge basiert auf höheren Programmiersprachen mit mathematischem Hintergrund, die jedoch nicht explizit für Optimierungsfragestellungen entwickelt wurden. Die Entwicklungen erlauben oftmals eine statische Abbildung von Maßnahmen zur Leistungsflusssteuerung oder Spannungshaltung, erlauben aber in ihrer Ausgangsform zunächst keine flexible Änderung oder Optimierung der jeweiligen Arbeitspunkte im Rahmen einer Optimierung.

1.2 Zielstellung

Das übergeordnete Ziel dieser Arbeit besteht in der Integration von Maßnahmen zur Leistungsflusssteuerung und Höherauslastung des bestehenden elektrischen Energieversorgungssystems in ein Optimierungswerkzeug, mit der die skizzierten aktuellen und zukünftigen Aufgaben und Fragestellungen der Netz- und Systemführung bei einem weiteren Ausbau dezentraler Erzeugungsanlagen adressiert werden können. In Abgrenzung zu den Werkzeugen aus **Tabelle 1.1** soll die vorliegende Arbeit explizit vor dem Hintergrund der Anwendung als Optimierungswerkzeug in einer entsprechenden Entwicklungsumgebung aufgebaut sein und Betriebsmittel

Tabelle 1.1 Auswahl im wissenschaftlichen Kontext angewandeter Netzberechnungs- und Optimierungsumgebungen und deren Möglichkeiten zur expliziten Abbildung von Betriebsmitteln und Maßnahmen zur Leistungsflusssteuerung.

Entwicklungsumgebung Werkzeug	MATLAB	GNU/Octave	Python				JuMP	AMPL
	matpower/ matACDC [27–29]	PSAT [30, 31]	pypower/ pyACDC [27, 32, 33]	pandapower [34]	pyPSA [35]	hynet [36, 37]	PowerModels [38, 39]	IEEEOptTool [26, 40–43]
Modellierungs- und Simulationsaspekt								
<i>Leistungsfluss</i>								
Knoten	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Leitungen	✓*	✓	✓*	✓	✓	✓	✓	✓*
Transformatoren	✓*	✓	✓*	✓	✓	✓	✓	✓*
Erzeugungsanlagen	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Verbraucher	✓**	✓	✓**	✓	✓	✓	✓	✓
<i>Betriebsmittel zur Leistungsflusssteuerung</i>								
steuer-/regelbare Querelemente	✗	✓	✗	✗	✗	✗	✗	✓
steuer-/regelbare Serienelemente	✗	✓	✗	✗	✗	✗	✗	✓
steuer-/regelbare kombinierte Elemente	✗	✓	✗	✗	✗	✗	✗	✓
Phasenschieber-Transformatoren	(✓)	✓	(✓)	(✓)	(✓)	(✓)	✗	✓
HGÜ-Systeme	✓	✓	✓	✓****	✗	✓	✗	✓
<i>Maßnahmen zur Leistungsflusssteuerung und Engpassmanagement</i>								
Redispatch & Einspeisemanagement	✗	(✓)	✗	✗	(✓)	✗	✗	✓
Leistungsflusssteuerung	✗	(✓)	✗	✗	✗	✗	✗	✓
kurative Systemführung	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✓

* Umsetzung als Zweigelement

** Umsetzung als Knotenleistung in der Knotenbeschreibung

*** Umsetzung als (konstante) Quer-/Längsimpedanz in der Knoten-Admittanzmatrix \underline{Y}_{KK}

**** Abbildung von Kurzkupplungen und Punkt-zu-Punkt-Verbindungen über gekoppelte Generatoren (ohne DC-Seite)

() geklammerte Einträge treffen unter Einschränkungen (z. B. nur statische Abbildung) zu

und Maßnahmen für den Einsatz im (optimierten) Engpassmanagement sowie die Möglichkeiten der flexiblen (indirekten und gezielten) Leistungsflusssteuerung in möglichst breitem Umfang abdecken. Diese übergeordnete Zielstellung soll durch die Erweiterung des im Rahmen von [26] entwickelten Optimierungswerkzeugs zur Abbildung symmetrischer stationärer Zustände des elektrischen Energieversorgungssystems erfolgen. Ziele der Erweiterungen des Optimierungswerkzeuges umfassen die Entwicklung und Integration von

- Betriebsmittelmodellen zur (gezielten) Leistungsflusssteuerung und Spannungshaltung, von HGÜ-Konvertern, Gleichspannungsverbindungen und -netzen (auf Betriebsmittelebene),
- Modellen zur Berechnung und Optimierung von kombinierten Wechsel-/Gleichspannungs-(AC/DC-) Systemen (auf Systemebene) und
- Möglichkeiten zur Abbildung innovativer Systemführungsansätze im (operativen) Engpassmanagement (auf der Ebene eines Betriebsführungskonzepts).

Auf Betriebsmittelebene liegen Teilziele in der Abbildung der existierenden und (theoretisch) verfügbaren Betriebsmittel sowie in der Nutzung einer möglichst einheitlichen Modellierung für die Vielzahl der Ausführungsformen. Hierbei soll der Fokus insbesondere auf FACTS, aber auch auf konventionellen Elementen, wie z. B. Phasenschieber-Transformatoren, liegen. Der Modellierungsansatz soll dabei eine einfache Integration in das existierende Optimierungswerkzeug und die darin umgesetzte Modellierung erlauben. Abschließend sollen die entwickelten Betriebsmittelmodelle verifiziert und an einem Beispiel zur gezielten Leistungsflusssteuerung und Spannungshaltung angewandt werden.

Vor dem Hintergrund der im Bau bzw. in Planung befindlichen HGÜ-Systeme liegen die Teilziele auf Systemebene in der Entwicklung von Modellen existierender sowie geplanter HGÜ-Systemausführungen. Neben der Abbildung der Verwendung als Kurzkupplungen und Punkt-zu-Punkt-Systemen soll auch eine Abbildung von vermaschten (Multi-Terminal-) Gleichstromsystemen ermöglicht werden. Sofern möglich, sollen hier Synergien in der Modellierung mit den Modellierungsansätzen auf Betriebsmittelebene genutzt werden. Durch diese Modellierung soll die Möglichkeit zur Berechnung von kombinierten AC/DC-Systemen geschaffen und in einem Anwendungsbeispiel dargelegt werden.

Neben der Modellierung auf Betriebsmittel- und systemischer Ebene liegen die Teilziele auf konzeptioneller Ebene darin, betriebliche Netzsicherheitsanforderungen in Form der Ausfallvariantenrechnung abbilden sowie Maßnahmen des Engpassmanagements im Rahmen einer Optimierung ermitteln zu können. Die zu entwickelnden Modellierungsansätze sollen in ein innovatives Systemführungskonzept zur Ermittlung eines möglichst effizienten Einsatzes von Maßnahmen des Engpassmanagements unter Berücksichtigung üblicher Netzsicherheitsanforderungen im Netzbetrieb münden. Die Wirkung dieses Systemführungskonzeptes soll auch in Bezug auf die Möglichkeit der Höherauslastung bestehender Systeme im Rahmen eines Anwendungsbeispiels dargelegt werden.

Im Rahmen der Umsetzung der genannten inhaltlichen Erweiterungen soll dabei insbesondere auf einen modularen Aufbau zur flexiblen Kombination unterschiedlicher Bestandteile des Optimierungsproblems Wert gelegt werden. Damit soll eine weitere Flexibilisierung des Werkzeugs vor dem Hintergrund unterschiedlicher Anwendungen und damit auch unterschiedlicher Optimierungsprobleme erreicht werden.

1.3 Aufbau der Arbeit

Zur Erreichung dieser Ziele gliedert sich die vorliegende Arbeit in neun inhaltliche Kapitel. Nach dieser Einführung liefert das Kapitel 2 eine grundlegende Übersicht über den Aufbau, Betriebsmittel und die Berechnung von elektrischen Energieversorgungssystemen. Abschnitt 2.1 geht dazu zunächst auf den Aufbau des elektrischen Energieversorgungssystems ein. Daran

schließt sich in Abschnitt 2.2 eine grundlegende Beschreibung der Modellierung von elektrischen Netzen und deren Betriebsmitteln im Rahmen der Leistungsflussberechnung an. Einer Kurzeinführung in Leistungselektronik in elektrischen Netzen in Abschnitt 2.3 folgt eine das Kapitel abschließende Übersicht über Betriebsmittel und Systeme zur Leistungsflusssteuerung und Spannungshaltung in Abschnitt 2.4.

Das sich anschließende Kapitel 3 beschreibt das operative Engpassmanagement in elektrischen Netzen. Abschnitt 3.1 liefert dafür zunächst eine Übersicht über typische Themenfelder und Aufgaben der Netz- und Systemführung sowie regulatorische Rahmenbedingungen. Ergänzend dazu liegt in Abschnitt 3.2 der Fokus auf den technischen Abhängigkeiten der Leistungsflusssteuerung zur Anwendung im Engpassmanagement. Eine übergeordnete Einführung in das Engpassmanagement durch den Einsatz kurativer Maßnahmen liefert der die Hintergrundkapitel abschließende Abschnitt 3.3.

In Kapitel 4 wird auf Nutzungsmöglichkeiten der nichtlinearen mathematischen Optimierung zur Leistungsflusssteuerung eingegangen. Nach einer kurzen Einführung in allgemeine Anwendungsmöglichkeiten von Optimierungsfragestellungen im Kontext der elektrischen Energieversorgung in Abschnitt 4.1 werden in Abschnitt 4.2 Merkmale der Modellierung nichtlinearer mathematischer Optimierungsprobleme dargelegt, die für die nachfolgenden Modellierungen und Problemformulierungen wesentlich sind. Abschnitt 4.3 stellt darauf aufbauend das entwickelte Optimierungswerkzeug sowie die Optimierungsumgebung und grundlegende Darstellungsmöglichkeiten von Leistungsfluss ohne Flexibilitäten als Optimierungsproblem und Leistungsfluss mit Flexibilitäten (im Sinne eines optimierten Leistungsflusses) dar. Unter Berücksichtigung der für diese Darstellungen gewählten Modellierungen liefert Abschnitt 4.4 konkrete Umsetzungsansätze zur Integration und Abbildung von Fragestellungen der Leistungsflusssteuerung und des Engpassmanagements in das eingeführte Optimierungswerkzeug. Hierbei werden zum einen netz- und marktbezogene Maßnahmen zur Engpassvermeidung unterschieden, zum anderen werden innovative Systemführungsansätze in Form des Einsatzes kurativer Maßnahmen dargelegt.

Die Kapitel 5 bis 7 beschreiben schließlich die konkrete Modellierung auf Betriebsmittel-, systemischer und betriebsführungskonzeptioneller Ebene. Die Einteilung erfolgt dabei in die Modellierung von Quer- und Längselementen (Kapitel 5), kombinierten Elementen (Kapitel 6) sowie Maßnahmen und Konzepten (Kapitel 7). In den einzelnen Kapiteln wird jeweils der grundlegende Modellierungsansatz dargelegt, seine betriebsmittel- bzw. ausführungsförm-spezifische Umsetzung erläutert und die Formulierung des resultierenden Optimierungsproblems dargelegt. Die Modellierung auf Betriebsmittel-, System- und konzeptioneller Ebene liefert schließlich die Basis für die Anwendungsbeispiele des folgenden Kapitels.

Die Beispiele in Kapitel 8 zeigen die Anwendbarkeit von Optimierungswerkzeug und dargestellter Modellierung in verschiedenen Simulationen. Die Abschnitte 8.1 und 8.2 zeigen

Anwendungsbeispiele der Leistungsflusssteuerung und Spannungshaltung sowie des optimalen Betriebs von gemischten AC/DC-Systemen. Hierin wird zunächst eine Validierung der Modellierung auf Leistungsfluss-Ebene dargelegt, bevor der exemplarische Einsatz im Rahmen von lokalen (Sollwert-) und systemischen Optimierungen gezeigt wird. Das sich anschließende Anwendungsbeispiel in Abschnitt 8.3 greift die ersten beiden Anwendungsbeispiele auf und kombiniert sowohl die dargestellten Modellierungen wie auch die betrachteten Netzmodelle in einer Anwendung, die an das operative Engpassmanagement mit innovativem Maßnahmen-einsatz angelehnt ist. Zum Abschluss zeigt ein weiteres Simulationsbeispiel die grundsätzliche Anwendbarkeit verschiedener Modellierungsansätze des Engpassmanagements mit Maßnahmen zur indirekten Leistungsflusssteuerung durch marktbezogene Maßnahmen in unterschiedlichen Umsetzungen an einem Beispiel in der Größe des deutschen Übertragungsnetzes. Zusammenfassung, Fazit und Ausblick schließen sich an den Hauptteil der Arbeit an und befinden sich im abschließenden Kapitel 9.

2 Aufbau, Betriebsmittel und Berechnung elektrischer Energieversorgungssysteme

2.1 Aufbau und Strukturmerkmale elektrischer Netze

Großräumige elektrische Energieversorgungssysteme sind in der Regel als Drei-Phasen-Wechselstromsysteme (auch: Drehstromsysteme) unter Verwendung mehrerer Spannungsebenen aufgebaut, um den verschiedenen Anforderungen, die hinsichtlich Übertragung sowie Verteilung elektrischer Energie an sie gestellt werden, gerecht zu werden. In Deutschland sind die Spannungsebenen Höchst-, Hoch-, Mittel- und Niederspannung zu unterscheiden. Die Höchstspannungsebene wird auch als Übertragungsnetz bezeichnet und dient der großräumigen Übertragung bzw. dem Transport großer Mengen elektrischer Energie über weite Entfernungen. Die darunter liegenden Ebenen werden als Verteilnetz bezeichnet, wobei insbesondere das Hochspannungsnetz auch regionale Transportfunktionen übernimmt und daher im Englischen auch als ‚Sub-Transmission Grid‘ bezeichnet wird (vgl. z. B. [44, 45]). Die typischen Nennspannungen der verschiedenen Spannungsebenen (auch Netzebenen genannt) sowie ungefähre Stromkreislängen in Deutschland sind in **Tabelle 2.1** zusammengefasst.

Tabelle 2.1 Spannungsebenen und Kennzahlen der Netzebenen in Deutschland (nach [11, 46–48]).

<i>Bezeichnung der Spannungsebene</i>	<i>Abkürzung</i>	<i>Nennspannung U_n in kV</i>	<i>Anzahl Teilnetze / Netzgruppen</i>	<i>Stromkreislänge l in km</i>
Höchstspannung	HöS	380* 220	1	~ 37.300
Hochspannung	HS	110	~ 100	~ 94.500
Mittelspannung	MS	10...30	~ 4.500	~ 520.000
Niederspannung	NS	0,4...0,69	~ 500.000	~ 1.193.600

* In Deutschland ist die höchste genormte Netzennspannung 220 kV. Netzennspannungen > 230 kV sind nicht genormt [46]. Daneben befinden sich 220 kV-Systeme in Deutschland im Rückbau bzw. werden in 380 kV-Systeme umgewandelt.

Der Betrieb des Übertragungsetzes ist in Deutschland auf vier Netzbetreiber, die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), aufgeteilt. Insbesondere das Höchstspannungsnetz ist vermascht aufgebaut und wird vermascht betrieben. In den darunter liegenden Spannungsebenen werden aus verschiedenen Gründen Netzgruppen gebildet und im Normalfall getrennt voneinander betrieben. So werden Mittelspannungsnetze üblicherweise in (offenen) Ringstrukturen betrieben, wohingegen die Niederspannungsebene meist aus Strahlennetzen besteht (vgl. [46]). Neben einigen großen Verteilnetzbetreibern (VNB) gibt es in den unteren Spannungsebenen eine Vielzahl kleiner VNB, so dass in Deutschland in Summe knapp 900 Netzbetreiber vorzufinden sind [11].

Das deutsche elektrische Energieversorgungssystem ist auf Höchstspannungsebene synchron mit seinen europäischen Nachbarn verbunden. Sie bilden zusammen das kontinentaleuropäische Verbundnetz. Die europäischen Übertragungsnetzbetreiber sind im europäischen Verband der Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E (engl.: European Network of Transmission System Operators for Electricity) organisiert ist. Kernziele bestehen nach [49] in der idealen Ausgestaltung des internen Energiemarktes sowie der Unterstützung der europäischen Energie- und Klimaziele durch die Integration von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien in das elektrische Energieversorgungssystem. Hierzu werden u. a. gemeinsame Regeln und Richtlinien erarbeitet wie z. B. Leitlinien für den Übertragungsnetzbetrieb, die zum Teil in Verordnungen der Europäischen Kommission münden (vgl. [50]), oder es werden gemeinsame Netzausbau-Maßnahmen erarbeitet und koordiniert (vgl. z. B. den ‚Ten-Year Network Development Plan‘ (TYNDP) [51]). **Bild 2.1** zeigt das Gesamtgebiet der ENTSO-E inklusive der verschiedenen Synchrongebiete (engl.: regional groups, RG).

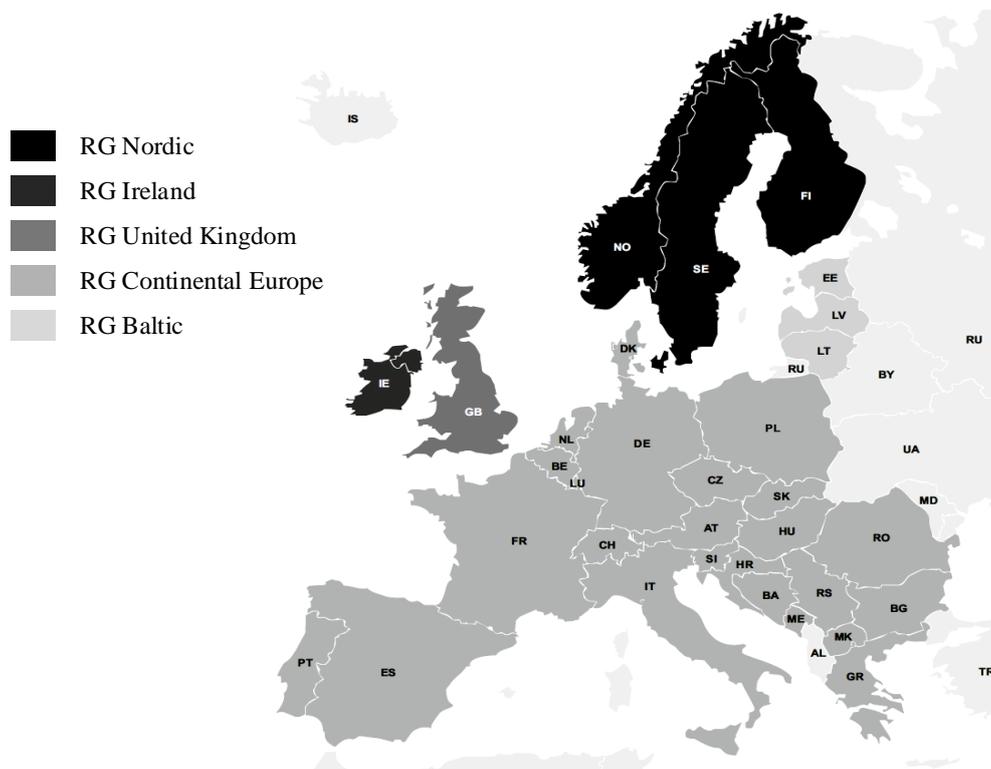


Bild 2.1 ENTSO-E Gebiet mit Kennzeichnung der Synchrongebiete (aus [52], bearbeitet).

Für den deutschen Raum zeigt **Bild 2.2** übliche Strukturmerkmale der Spannungsebenen, typischerweise angeschlossene Erzeugungs- und Verbraucheranlagen sowie dazugehörige Leistungen. Klassischerweise sind Erzeugungsanlagen in Form großer Kraftwerke auf Übertragungsebene angeschlossen. Die elektrischen Eigenschaften dieser Großkraftwerke werden durch Synchrongeneratoren bestimmt. Im Zuge der Energiewende verschiebt sich ein größer werdender Teil der Erzeugungsleistung in unterlagerte Netzebenen, wie die große Anzahl installierter Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien (insb. Wind und Photovoltaik)

auf Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene zeigt. Diese Anlagen sind im Gegensatz zu Großkraftwerken oftmals durch leistungselektronische Umrichter an das elektrische Energieversorgungssystem gekoppelt, weshalb diese die elektrischen Eigenschaften der Anlagen bestimmen.

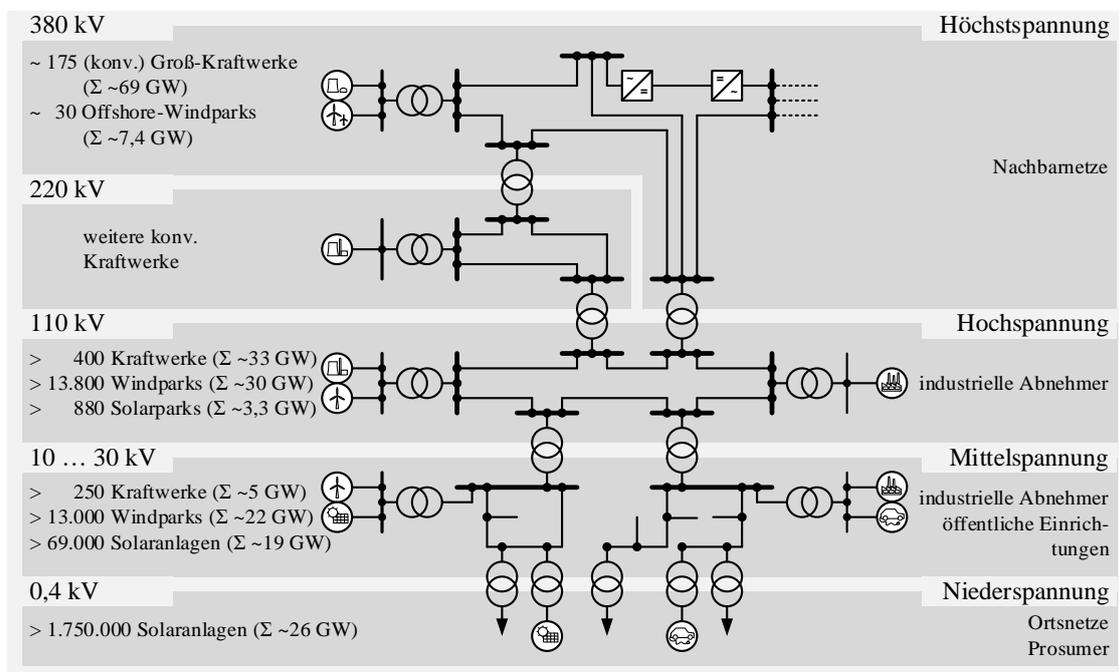


Bild 2.2 Aufbau, Spannungsebenen und typische Erzeugungsanlagen sowie Verbraucher des elektrischen Energieversorgungssystems (in Anlehnung an [46], Daten aus [53–56]).

Auf Höchstspannungsebene ist in **Bild 2.2** neben dem klassischen Drehstrom auch eine Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsstrecke angedeutet. Die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung auf Basis leistungselektronischer Umrichter wird in den nächsten Jahren auch direkter Bestandteil des deutschen Übertragungsnetzes werden (vgl. z. B. [19]). Bereits seit geraumer Zeit sind Punkt-zu-Punkt-Verbindungen auf Basis der HGÜ-Technologie als Verbindungen zwischen verschiedenen asynchronen Netzgebieten oder zum gezielten Leistungsaustausch über große Entfernungen etabliert (vgl. z. B. [57]). Daneben werden in Deutschland insbesondere Offshore-Windparks in der deutschen Bucht über HGÜ-Systeme an das Übertragungsnetz angeschlossen (vgl. z. B. die Entwicklungen und aktuellen Planungen im Rahmen von [19]).

2.2 Leistungsflussberechnung in elektrischen Netzen

Die Leistungsflussberechnung für symmetrische Drehstromsysteme stellt eine wesentliche Grundlage für die Analyse und Zustandsermittlung von elektrischen Energieversorgungssystemen dar. Ergebnis der Leistungsflussberechnung sind die elektrischen Kenngrößen des Netzzustandes in Form der komplexen Knotenspannungen. Auf Basis der ermittelten

Knotenspannungen sowie der Betriebsmittelmodelle und des Netzgleichungssystems können alle weiteren stationären elektrischen Größen des Netzes (z. B. Zweigspannungen und -ströme, Leistungsflüsse in den Leitungen, Betriebsmittelbelastungen und Netzverluste) ermittelt werden. Darüber hinaus bildet die Leistungsflussberechnung den Ausgangspunkt für zahlreiche weitere Analysen des stationären und dynamischen Netzzustandes. So bildet sie neben der Analyse zahlreicher stationärer Betrachtungen, wie z. B. der Ausfallanalyse, den Ausgangspunkt bzw. Startwert für dynamische Berechnungen von Ausgleichsvorgängen und Untersuchungen der Stabilität des elektrischen Systems. Weiterführende Betrachtungen z. B. hinsichtlich des Kurzschlussstrom-Niveaus oder dynamischer Ausgleichsvorgänge sind nicht Bestandteil der vorliegenden Betrachtungen, weshalb an dieser Stelle auf die weiterführende Literatur verwiesen wird (siehe z. B. [52, 58, 59]).

In der vorliegenden Arbeit wird die Leistungsflussberechnung zur Bestimmung des stationären Betriebszustandes des Netzes verwendet. Im Folgenden wird die Leistungsflussberechnung über einen Ansatz der knotenbasierten Darstellung eingeführt (vgl. [58, 60]), da diese die Grundlage für die Umsetzung im Rahmen dieser Arbeit bildet.

2.2.1 Modellierung der Netzbetriebsmittel

Bei einer Darstellung der elektrischen Betriebsmittel durch ihr Klemmenverhalten wird in Abhängigkeit des physikalischen Aufbaus für die grundlegenden Netzbetriebsmittel zwischen Zweipolen (z. B. Kompensationsanlagen, Erzeuger/Verbraucher) und Vierpolen (z. B. Leitungen, Transformatoren) in verschiedenen Darstellungsformen (z. B. Admittanz-, Impedanz- oder Kettenform) unterschieden (siehe z. B. [46])¹. **Bild 2.3** zeigt die Ersatzschaltbilder für Zwei- (a) und Vierpole (b) inkl. der elektrischen Kenngrößen im Verbraucherzählpfeilsystem (VZS).

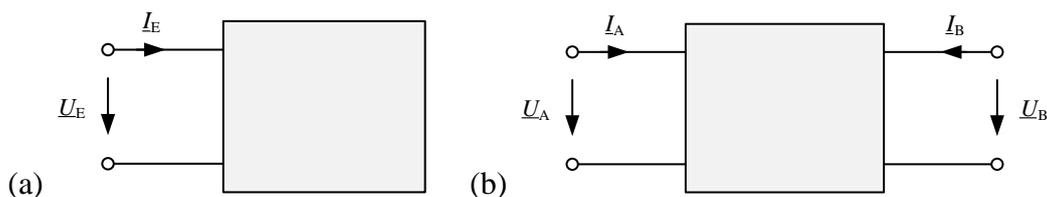


Bild 2.3 Ersatzschaltbild für Zwei- (a) und Vierpole (b) inkl. der elektrischen Kenngrößen im VZS.

In der Admittanzform lassen sich die Zusammenhänge zwischen den Eingangsgrößen \underline{U}_E und \underline{I}_E für den Zweipol gemäß Gl. (2.1) und zwischen den Torgrößen $\underline{U}_A, \underline{I}_A$ bzw. $\underline{U}_B, \underline{I}_B$ (auch als Eingangs- bzw. Ausgangsgrößen bezeichnet) für den Vierpol nach Gl. (2.2) beschreiben.

¹ Insbesondere im nachrichtentechnischen Bereich setzt sich vermehrt auch die Bezeichnung des Eintors bzw. Zweitors durch. Aus Gründen der Konsistenz zu den genannten Quellen aus dem energietechnischen Umfeld wird in dieser Arbeit jedoch die Bezeichnung der Pole genutzt.

$$\underline{I}_E = \underline{Y}_E \underline{U}_E + \underline{I}_{q,E} \quad (2.1)$$

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_A \\ \underline{I}_B \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{AA} & \underline{Y}_{BA} \\ \underline{Y}_{AB} & \underline{Y}_{BB} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_A \\ \underline{U}_B \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \underline{I}_{q,A} \\ \underline{I}_{q,B} \end{bmatrix} \quad (2.2)$$

Die Admittanzen \underline{Y}_E bzw. \underline{Y}_{AA} , \underline{Y}_{AB} , \underline{Y}_{BA} und \underline{Y}_{BB} beschreiben zusammen mit den Quellenströmen $\underline{I}_{q,E}$ bzw. $\underline{I}_{q,A}$ und $\underline{I}_{q,B}$ das elektrische Verhalten des Betriebsmittels. Die Quellenströme treten nur bei aktiven Betriebsmitteln auf und sind für passive Netzelemente null. Da im Rahmen der vorliegenden Arbeit stets von symmetrischen Zuständen ausgegangen wird, gelten die Gleichungen für das Mitsystem, wobei Gegen- und Nullsystem null sind. Auf eine gesonderte Kennzeichnung wird daher hier und im weiteren Verlauf verzichtet.

Betrachtet werden im vorliegenden Abschnitt zunächst die grundlegenden Netzbetriebsmittel

- Leitungen,
- Zweiwicklungstransformatoren (im Folgenden vereinfacht Transformatoren) sowie
- Querkompensationsanlagen.

Daneben existieren insbesondere im Höchstspannungsnetz weitere Betriebsmittel wie z. B. Dreiwicklungstransformatoren oder Doppelleitungssysteme. Diese können jeweils über eigene Modelle abgebildet werden (z. B. als Sechs- oder Achtpol, vgl. [61]) oder aber auf die hier vorliegenden grundlegenden Betriebsmitteltypen zurückgeführt werden (vgl. z. B. [62] für Dreiwicklungstransformatoren).

Leitungen

Elektrisch kurze Leitungen zwischen zwei Knoten k und m können unabhängig von der Ausführungsform als Freileitung oder Kabel über ein π -Ersatzschaltbild mit diskreten Parametern nachgebildet werden. **Bild 2.4** zeigt das π -Ersatzschaltbild einer Leitung.

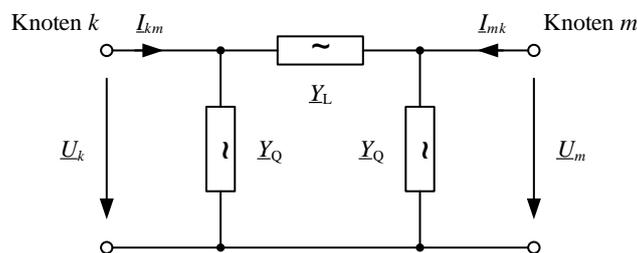


Bild 2.4 π -Ersatzschaltbild einer Leitung.

Die Leitung wird durch die Längs- und Queradmittanzen \underline{Y}_L und \underline{Y}_Q beschrieben. Die Längs-admittanz setzt sich aus elektrischem Widerstands- R' und Längsreaktanzbelag X' sowie der Leitungslänge l gemäß Gl. (2.3) zusammen. Die Quer- bzw. Paralleladmittanz \underline{Y}_Q enthält den Ableitwertbelag G' und den Leitungskapazitätsbelag C' . Diese werden üblicherweise hälftig auf die Queradmittanzen \underline{Y}_Q an den Knoten k und m aufgeteilt, so dass jeweils Gl. (2.4) gilt.

$$\underline{Y}_L = \frac{1}{(R' + jX')l} \quad (2.3)$$

$$\underline{Y}_Q = \frac{1}{2}(G' + j\omega C')l \quad (2.4)$$

Durch Anwendung von Knoten- und Maschengleichungen kann mit den vorliegenden Größen die Admittanzform des Leitungs-Vierpols zwischen den Knoten k und m mit den Bezeichnungen aus **Bild 2.4** zu Gl. (2.5) abgeleitet werden. Da Leitungen passive Elemente sind, gilt für die Darstellung als Vierpol für die Quellenströme $\underline{I}_{q,A}$ und $\underline{I}_{q,B}$ aus Gl. (2.2) $\underline{I}_{q,A} = \underline{I}_{q,B} = 0$.

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_{km} \\ \underline{I}_{mk} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_L + \underline{Y}_Q & -\underline{Y}_L \\ -\underline{Y}_L & \underline{Y}_L + \underline{Y}_Q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_k \\ \underline{U}_m \end{bmatrix} \quad (2.5)$$

Transformatoren

Bild 2.5 zeigt das für Transformatoren typischerweise verwendete T-Ersatzschaltbild zwischen zwei Knoten k und m . Hierin wird der ideale Übertrager mit dem komplexen Übersetzungsverhältnis $\underline{ü}$ auf Seiten des Knotens m angenommen. Theoretisch können sowohl Knoten k als auch Knoten m die Oberspannungs- bzw. Unterspannungsseite darstellen. In den folgenden Beschreibungen wird Knoten k als Oberspannungsseite angenommen.

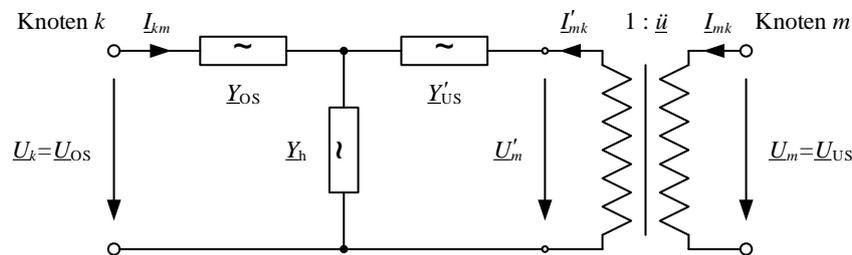


Bild 2.5 T-Ersatzschaltbild eines Transformators.

Die Admittanzen \underline{Y}_{OS} und \underline{Y}'_{US} beschreiben die Streureaktanzen X_{OS} und X'_{US} sowie die Widerstandswerte R_{OS} und R'_{US} der Wicklungen auf Ober- und Unterspannungsseite gemäß Gl. (2.6) und Gl. (2.7). Durch die Berücksichtigung des komplexen Übersetzungsverhältnisses $\underline{ü}$ wird \underline{Y}_{US} zu einer auf die jeweilige Spannung umgerechneten Größe \underline{Y}'_{US} .

$$\underline{Y}_{OS} = \frac{1}{R_{OS} + jX_{OS}} \quad (2.6)$$

$$\begin{aligned} \underline{Y}'_{US} &= \frac{1}{\underline{ü}^2 (R_{US} + jX_{US})} \\ &= \frac{1}{R'_{US} + jX'_{US}} \end{aligned} \quad (2.7)$$

Die Queradmittanz \underline{Y}_h setzt sich aus der Parallelschaltung der Hauptfeldreaktanz X_h sowie des Widerstands R_{Fe} , der die Eisenverluste repräsentiert, gemäß Gl. (2.8) zusammen.

$$\underline{Y}_h = \frac{1}{R_{Fe}} + \frac{1}{jX_h} \quad (2.8)$$

Die Vierpoldarstellung für die Knoten k und m unter Berücksichtigung von $\underline{I}_{q,A} = \underline{I}_{q,B} = 0$ kann durch die Anwendung von Knoten- und Maschensätzen sowie unter Berücksichtigung des komplexen Übersetzungsverhältnisses $\underline{ü}$ für zu Gl. (2.9) abgeleitet werden.

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_{km} \\ \underline{I}_{mk} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\underline{Y}_{OS} (\underline{Y}'_{US} + \underline{Y}_h)}{\underline{Y}_h + \underline{Y}_{OS} + \underline{Y}'_{US}} & -\frac{\underline{ü} \underline{Y}'_{US} \underline{Y}_{OS}}{\underline{Y}_h + \underline{Y}_{OS} + \underline{Y}'_{US}} \\ -\frac{\underline{ü}^* \underline{Y}'_{US} \underline{Y}_{OS}}{\underline{Y}_h + \underline{Y}_{OS} + \underline{Y}'_{US}} & \frac{\underline{ü}^2 \underline{Y}'_{US} (\underline{Y}_{OS} + \underline{Y}_h)}{\underline{Y}_h + \underline{Y}_{OS} + \underline{Y}'_{US}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_k \\ \underline{U}_m \end{bmatrix} \quad (2.9)$$

Querkompensation

Bild 2.6 zeigt die Nachbildung einer Querkompensationsanlage (engl.: shunt, sh) mit $\underline{I}_{q,E} = 0$ als passive Komponente am Knoten k .

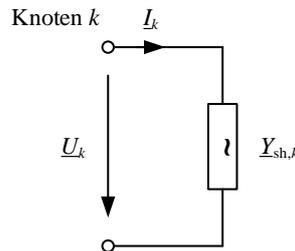


Bild 2.6 Ersatzschaltbild einer passiven Kompensationsanlage.

Diese können grundsätzlich gemäß ihrer Natur über die Admittanz \underline{Y}_{sh} entsprechend Gl. (2.10) abgebildet werden.

$$\underline{Y}_{sh,k} = G_{sh,k} + jB_{sh,k} \quad (2.10)$$

Daraus ergibt sich direkt die Zweipol-Beschreibung nach Gl. (2.11).

$$\underline{I}_k = \underline{Y}_{sh,k} \underline{U}_k \quad (2.11)$$

In Abhängigkeit der jeweiligen Admittanz \underline{Y}_{sh} sowie der Knotenspannung \underline{U}_k am Knoten k kann auch eine Angabe als Leistung \underline{S}_{sh} gemäß Gl. (2.12) in einem Drehstromsystem erfolgen.

$$\begin{aligned} \underline{S}_{sh,k} &= 3 \underline{U}_k \underline{Y}_{sh}^* \underline{U}_k \\ &= P_{sh,k} + jQ_{sh,k} \end{aligned} \quad (2.12)$$

Querkompensationsanlagen auf Basis leistungselektronischer Umrichter werden in Abhängigkeit der Regelung des jeweiligen Systems abgebildet. Sofern die Regelung der Leistungselektronik das Verhalten einer konstanten Admittanz nachbildet, kann auch die Modellierung der Querkompensation angewandt werden. Bei darüber hinausgehenden Regelungsverfahren wird eine Modellierung entsprechend der Darstellungen in Kapitel 5 herangezogen.

2.2.2 Formulierung des Leistungsflussproblems

Knotenadmittanzmatrix

Aufbauend auf der Darstellung der grundlegenden passiven Netzbetriebsmittel wird im Folgenden die Beschreibung des passiven Netzmodells in Form der Knotenadmittanzmatrix \underline{Y}_{KK} abgeleitet. Die Knotenadmittanzmatrix \underline{Y}_{KK} nach Gl. (2.13) beschreibt die topologische Kopplung der K Knoten des Netzes und ihre elektrische Verbindung in Form der resultierenden Admittanzen zwischen allen Knoten des Netzes.

$$\underline{Y}_{KK} = \begin{bmatrix} \underline{y}_{11} & \cdots & \underline{y}_{1k} & \cdots & \underline{y}_{1K} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \underline{y}_{k1} & \cdots & \underline{y}_{kk} & \cdots & \underline{y}_{kK} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \underline{y}_{K1} & \cdots & \underline{y}_{Kk} & \cdots & \underline{y}_{KK} \end{bmatrix}, \forall k \in K \quad (2.13)$$

Für die Berechnung der Knotenadmittanzmatrix \underline{Y}_{KK} ergeben sich Aufbauregeln, für die eine Darstellung und Parameterangabe der passiven Betriebsmittel als π -Ersatzschaltbild gemäß **Bild 2.7** vorteilhaft ist, da diese eine summarische Berechnung der Quer- und Längselemente der einzelnen Komponenten erlaubt. Auf Basis der allgemeinen Beschreibung eines passiven Vierpols aus Gl. (2.2) (mit $\underline{I}_{q,A} = \underline{I}_{q,B} = 0$) und der allgemeinen Darstellung des π -Ersatzschaltbildes lässt sich der Zusammenhang in Gl. (2.14) ableiten (vgl. auch die Abbildung einer Leitung als Vierpol in Gl. (2.5)).

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_{km} \\ \underline{I}_{mk} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{L,km} + \underline{Y}_{Q,k} & -\underline{Y}_{L,km} \\ -\underline{Y}_{L,km} & \underline{Y}_{L,km} + \underline{Y}_{Q,m} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_k \\ \underline{U}_m \end{bmatrix}, \forall (k, m) \in K \quad (2.14)$$

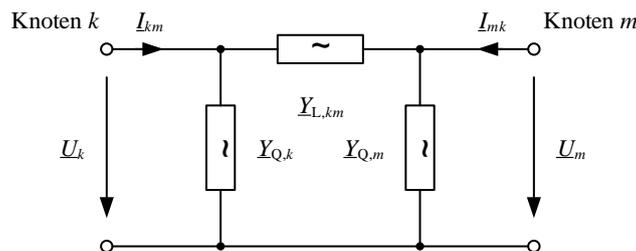


Bild 2.7 π -Ersatzschaltbild in allgemeiner Form.

Wird die Admittanzmatrix des Vierpols aus Gl. (2.14) als Spezialfall eines Netzes mit zwei Knoten aufgefasst, so lässt sich das Bildungsgesetz für die Knotenadmittanzmatrix \underline{Y}_{KK} direkt ableiten. Im allgemeinen Fall bilden sich die Nichtdiagonalelemente \underline{y}_{km} zwischen zwei Knoten k und m aus der negativen Summe der Längsadmittanzen $\underline{Y}_{L,km,l}$ aller L parallelen Betriebsmittel zwischen den Knoten k und m gemäß Gl. (2.15).

$$\underline{y}_{km} = -\sum_{l=1}^L \underline{Y}_{L,km,l}, \quad \forall (k, m) \in K \setminus k = m \quad (2.15)$$

Die Diagonalelemente \underline{y}_{kk} beinhalten die Summen aller Q am Knoten parallel angeschlossenen Queradmittanzen $\underline{Y}_{Q,k,q}$ sowie darüber hinaus aller am Knoten k angeschlossenen Zweigadmittanzen $\underline{Y}_{L,km,l}$ zu allen anderen Knoten K nach Gl. (2.16).

$$\underline{y}_{kk} = \sum_{q=1}^Q \underline{Y}_{Q,k,q} + \sum_{l=1}^L \underline{Y}_{L,km,l}, \quad \forall (k, m) \in K \setminus k = m \quad (2.16)$$

Den Knoten werden dabei neben den Admittanzen der Querkompensationsanlagen die jeweiligen Queradmittanzen (in Gl. (2.16) $\underline{Y}_{Q,k}$ zu Knoten k bzw. $\underline{Y}_{Q,m}$ zu Knoten m) der Betriebsmittel zwischen zwei Knoten zugeordnet. **Bild 2.8** zeigt die jeweils relevanten Komponenten aus Gln. (2.15) und (2.16) für Knoten k in einer grafischen Darstellung.

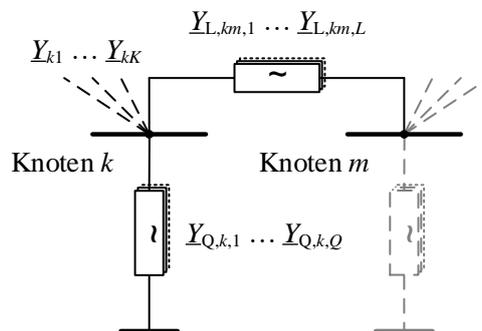


Bild 2.8 Komponenten zur summenbasierten Bildung der Knotenadmittanzmatrix \underline{Y}_{KK} .

Die im Folgenden verwendeten Umgebungen zur mathematischen Optimierung erlauben i. d. R. keine Matrixmultiplikation, womit andere etablierte Ansätze wie z. B. die Bildung über die Nutzung der topologischen Matrizen des Netzes dort nicht angewendet werden können. Auf eine detaillierte Einführung dieser etablierten Bildungsgesetze wird daher an dieser Stelle verzichtet und auf die weiterführende Literatur verwiesen (siehe z. B. [60, 61]).

Knotenbezogene Erzeugungs- und Verbraucherleistungen

Erzeugungs- und Verbraucheranlagen können als ideale Stromquellen zur Nachbildung einer Leistungseinspeisung dargestellt werden, wodurch die internen Admittanzen der Zweipol-Ersatzschaltung zu null werden (vgl. **Bild 2.9**).

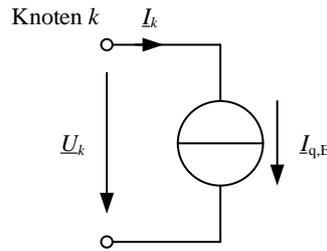


Bild 2.9 Ersatzschaltbild einer Erzeugungsanlage bzw. eines Verbrauchers.

In der Darstellung als Zweipol ergibt sich für Erzeuger oder Verbraucher im VZS Gl. (2.17).

$$\begin{aligned} \underline{I}_k &= \underline{I}_{q,E} \\ &= \underline{I}_{\text{Gen/Last},k} \quad , \forall k \in K \end{aligned} \quad (2.17)$$

Die Ein- bzw. Ausspeisungen aus den Knoten k können basierend auf der Darstellung als Stromquelle unter Berücksichtigung der Knotenspannung \underline{U}_k auch in Leistungen gemäß Gl. (2.18) umgerechnet werden.

$$\begin{aligned} \underline{S}_{\text{Gen/Last},k} &= 3\underline{U}_k \underline{I}_{q,E}^* \\ &= 3\underline{U}_k \underline{I}_k^* \\ &= P_{\text{Gen/Last},k} + jQ_{\text{Gen/Last},k} \quad , \forall k \in K \end{aligned} \quad (2.18)$$

Je nach Typ und elektrischem Verhalten der Erzeuger und Verbraucher können diese auch mit einer Spannungsabhängigkeit nachgebildet werden. Dies kann z. B. durch die Berücksichtigung von Exponenten p und q in der Beschreibung über Leistungen gemäß der Gln. (2.19) und (2.20) erfolgen.

$$P_{\text{Gen/Last},k} = P_{\text{Gen/Last},n} \left(\frac{U_k}{U_{n,k}} \right)^p \quad , \forall k \in K \quad (2.19)$$

$$Q_{\text{Gen/Last},k} = Q_{\text{Gen/Last},n} \left(\frac{U_k}{U_{n,k}} \right)^q \quad , \forall k \in K \quad (2.20)$$

Als Sonderfälle ergeben sich für $p = q = 0$ eine konstante Leistungsabnahme, für $p = q = 1$ ein konstanter Strom sowie für $p = q = 2$ eine konstante Admittanz des Verbrauchers [61]. Grundsätzlich können insbesondere Verbraucheranlagen je nach Typ und elektrischem Verhalten ebenso über eine konstante Admittanz nachgebildet werden. Die Modellierung entspricht dann der Modellierung als passiver Zweipol. Diese Art der Modellierung wird im Rahmen dieser Arbeit jedoch meist vermieden, um Erzeugungs- und Verbraucherleistungen besser von den aufgrund der topologischen Gegebenheiten und den Admittanzverhältnissen im Netz resultierenden (Netz-) Leistungen unterscheiden zu können.

Netzgleichungssystem

Auf Basis der eingeführten Betriebsmittel- und Netzbeschreibung wird im Folgenden das Leistungsflussproblem formuliert. Im VZS können die Erzeuger- und Verbraucherströme aus Gl. (2.17) zu den so genannten Knotenströmen \underline{i}_K zusammengefasst werden. Aus der Knotenadmittanzmatrix \underline{Y}_{KK} und dem Vektor der Knotenspannungen \underline{u}_K ergeben sich die Netzströme $\underline{i}_N = \underline{Y}_{KK} \underline{u}_K$. Die jeweilige Summe von Knoten- und Netzströmen muss für alle Knoten ausgeglichen sein, so dass Gl. (2.21) gilt.

$$\begin{aligned} \underline{i}_K + \underline{i}_N &= \underline{i}_K + \underline{Y}_{KK} \underline{u}_K \\ &= \mathbf{0} \end{aligned} \quad (2.21)$$

Es ergibt sich das Netzgleichungssystem in knotenorientierter Admittanzform zu Gl. (2.22).

$$\begin{aligned} \underline{i}_K &= -\underline{Y}_{KK} \underline{u}_K \\ &= -\underline{i}_N \end{aligned} \quad (2.22)$$

Oftmals wird das in Gl. (2.22) resultierende Minuszeichen in die Berechnung der Knotenadmittanzmatrix \underline{Y}_{KK} aufgenommen, so dass $\underline{i}_K = \underline{Y}_{KK} \underline{u}_K$ gilt und sich die Vorzeichen der Gln. (2.15) und (2.16) zur Berechnung von \underline{Y}_{KK} umkehren (vgl. die Darstellungen in [26, 60]). In der vorliegenden Arbeit wird jedoch die Darstellung aus Gl. (2.21) unter Verwendung der Aufbauregeln aus den Gln. (2.15) und (2.16) verwendet.

Durch Multiplikation von Gl. (2.21) mit der Diagonalmatrix der Knotenspannungen \underline{U}_K sowie dem Faktor 3 in einem Drehstromsystem wird das Netzgleichungssystem für Ströme in Leistungen umgewandelt (siehe Gl. (2.23)).

$$\begin{aligned} \underline{s}_K + \underline{s}_N &= 3\underline{U}_K \underline{i}_K^* + 3\underline{U}_K \underline{Y}_{KK}^* \underline{u}_K^* \\ &= \mathbf{0} \end{aligned} \quad (2.23)$$

Hierin sind \underline{s}_K die Knotenleistungen und \underline{s}_N die Netzleistungen. Diese setzen sich gemäß der eingeführten Bezeichnungen aus Erzeuger- und Verbraucherleistungen $\underline{s}_{\text{Gen}}$ bzw. $\underline{s}_{\text{Last}}$ auf Seite der Knotenleistungen in Gl. (2.24) und für die Netzleistungen in Gl. (2.25) aus der Summe der Klemmenleistungen der Netzbetriebsmittel (Leitungen und Transformatoren) $\underline{s}_{\text{BM}}$ sowie vorhandener Kompensationsanlagen $\underline{s}_{\text{sh}}$ an einem Knoten zusammen.

$$\begin{aligned} \underline{s}_K &= 3\underline{U}_K \underline{i}_K^* \\ &= \underline{s}_{\text{Gen}} + \underline{s}_{\text{Last}} \end{aligned} \quad (2.24)$$

$$\begin{aligned} \underline{s}_N &= 3\underline{U}_K \underline{Y}_{KK}^* \underline{u}_K^* \\ &= \underline{s}_{\text{BM}} + \underline{s}_{\text{sh}} \end{aligned} \quad (2.25)$$

Aufgeteilt nach Wirk- und Blindleistungen ergibt sich schließlich Gl. (2.26) für die Knoten- sowie Gl. (2.27) für die Netzleistungen.

$$\begin{aligned}
 \underline{s}_K &= \Re\{3\underline{U}_K \underline{i}_K^*\} + j\Im\{3\underline{U}_K \underline{i}_K^*\} \\
 &= \underline{p}_K + j\underline{q}_K \\
 &= (\underline{p}_{\text{Gen}} + \underline{p}_{\text{Last}}) + j(\underline{q}_{\text{Gen}} + \underline{q}_{\text{Last}})
 \end{aligned} \tag{2.26}$$

$$\begin{aligned}
 \underline{s}_N &= \Re\{3\underline{U}_K \underline{Y}_{KK}^* \underline{u}_K^*\} + j\Im\{3\underline{U}_K \underline{Y}_{KK}^* \underline{u}_K^*\} \\
 &= \underline{p}_N + j\underline{q}_N \\
 &= (\underline{p}_{\text{BM}} + \underline{p}_{\text{sh}}) + j(\underline{q}_{\text{BM}} + \underline{q}_{\text{sh}})
 \end{aligned} \tag{2.27}$$

Die Knotenleistungen $\underline{s}_K = \underline{p}_K + j\underline{q}_K$ für Generatoren und Verbraucher müssen dabei auch ggf. parallel an den Knoten angeschlossene Generatoren und Verbraucher berücksichtigen. Für die Netzleistungen \underline{s}_N ist auch die summarische Darstellung nach Gl. (2.28) üblich.

$$\begin{aligned}
 \underline{s}_{N,k} &= 3U_k \sum_{m=1}^K U_m (g_{km} \cos(\delta_k - \delta_m) - b_{km} \sin(\delta_k - \delta_m)) \dots \\
 &+ j3U_k \sum_{m=1}^K U_m (g_{km} \sin(\delta_k - \delta_m) - b_{km} \cos(\delta_k - \delta_m)) , \forall (k, m) \in K \setminus k = m
 \end{aligned} \tag{2.28}$$

Hierin sind die Bestandteile y_{km} von \underline{Y}_{KK} getrennt als Real- und Imaginärteil g_{km} bzw. b_{km} und die Spannungen \underline{U}_k in Polarkoordinaten $U_k (\cos(\delta_k) + j\sin(\delta_k))$ gemäß der späteren Umsetzung im Rahmen der Arbeit dargestellt. Die Aufteilung in Knoten- und Netzleistungen sowie deren Bestandteile sind in **Bild 2.10** grafisch dargestellt. Diese Darstellung wird im Rahmen der weiteren Modellierung in Abschnitt 4.4 wieder aufgegriffen.

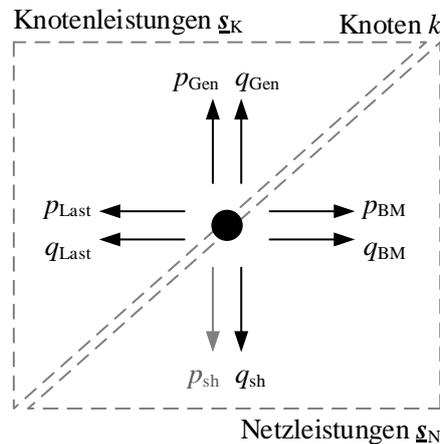


Bild 2.10 Aufteilung des Netzgleichungssystems in die Bestandteile der Knoten- und Netzleistungen.

Eine Lösung des Leistungsflussproblems ergibt sich, wenn die Summe der Wirk- und Blindleistungen Δp und Δq aus Knoten- und Netzleistungen gemäß Gln. (2.29) und (2.30) zu null werden. Das resultierende Gleichungssystem wird gelöst, in dem die Knotenspannungen \underline{u}_K so ermittelt werden, dass Gln. (2.29) und (2.30) für alle Knoten k gelten. Dazu haben sich verschiedene Lösungsverfahren etabliert, die im Folgenden in ihren Grundzügen eingeführt werden.

$$\begin{aligned}
\Delta p &= p_K + p_N \\
&= p_{\text{Gen}} + p_{\text{Last}} + p_{\text{BM}} + p_{\text{sh}} \\
&= \mathbf{0}
\end{aligned}
\tag{2.29}$$

$$\begin{aligned}
\Delta q &= q_K + q_N \\
&= q_{\text{Gen}} + q_{\text{Last}} + q_{\text{BM}} + q_{\text{sh}} \\
&= \mathbf{0}
\end{aligned}
\tag{2.30}$$

2.2.3 Verfahren zur Leistungsflussberechnung

Bild 2.11 zeigt eine Übersicht über gängige Lösungsverfahren für die Leistungsflussberechnung nach [58], wobei die Darstellung über die Leistungsgleichungen, wie sie auch im Rahmen dieser Arbeit genutzt werden, sowie über die Stromgleichungen (2.21) erfolgen kann. Neben dem Newton-Raphson-Verfahren unter Verwendung der Leistungsgleichungen ist auch das so genannte Gauß-Seidel-Verfahren unter Verwendung der Stromgleichungen verbreitet. Hierbei handelt es sich um ein sehr robustes Verfahren, dass allerdings in großen vermaschten Systemen hinsichtlich der notwendigen Anzahl der Iterationen dem Newton-Raphson-Verfahren unterlegen ist [58]. Auf eine detaillierte Beschreibung wird im Rahmen dieser Arbeit verzichtet und auf die weiterführende Literatur verwiesen (z. B. [47]).

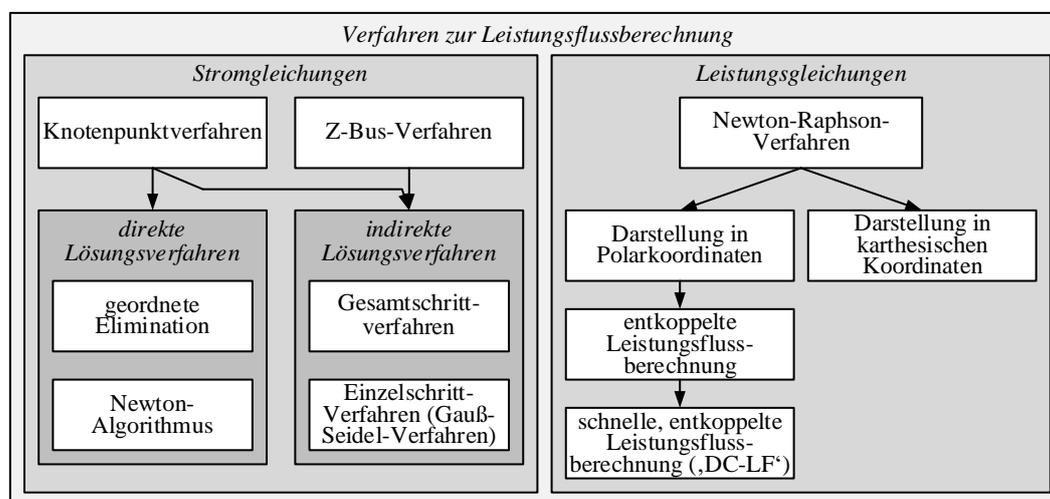


Bild 2.11 Übersicht und Einteilung von Verfahren zur Leistungsflussberechnung (nach [58]).

Knotenspezifikation

Für die Leistungsflussberechnung können die Knoten des Netzes über vier elektrische Kenngrößen vollständig beschrieben werden. Dies sind

- Knotenspannungsbetrag U_k ,
- Knotenspannungswinkel δ_k ,
- Wirkleistung p_k und
- Blindleistung q_k .

Auf Basis der elektrischen Kenngrößen werden die Knoten des zu berechnenden Netzes zunächst spezifiziert. Hierbei wird hinsichtlich der Eigenschaften der an die jeweiligen Knoten angeschlossenen Elemente und daraus resultierender bekannter und unbekannter, also in der Leistungsflussberechnung zu ermittelnder, Größen unterschieden. Der überwiegende Anteil (ca. 80–90 %) der Knoten in klassischen elektrischen Energieversorgungssystemen sind durch das Verhalten der angeschlossenen Verbraucher geprägt [47]. An diesen Knoten ist die angeschlossene Verbraucherleistung in Wirk- und Blindanteil p_k und q_k bekannt. Unbekannt sind an diesen Knoten Spannungsbetrag U_k und -winkel δ_k . Diese Knoten werden als PQ-Knoten (auch: Verbraucherknoten) bezeichnet. Erzeugungsanlagen mit einer konstanten Einspeiseleistung, was insbesondere häufig für dezentrale Erzeugungsanlagen zutrifft, können ebenfalls als PQ-Knoten mit negativer Wirkleistung nachgebildet werden.

Klassische Erzeugungsanlagen in Form von Synchrongeneratoren sind üblicherweise mit einer Spannungsregelung versehen, so dass neben der Erzeugungswirkleistung p_{Gen} auch der Spannungsbetrag U_k an den Knoten k mit angeschlossenen Synchrongeneratoren bekannt ist. An diesen PU-Knoten (auch: Generatorknoten) genannten Knoten sind somit der Knotenspannungswinkel δ_k sowie die Blindleistung q_k durch die Leistungsflussberechnung zu ermitteln.

Schließlich muss für die Leistungsflussberechnung zusätzlich in jedem Netz mindestens ein Bilanzknoten (auch: Slack-Knoten, SL-Knoten) vorhanden sein. Dieser sorgt aus mathematischer Sicht zunächst für die Lösbarkeit des Systems und aus physikalischer Sicht für den Ausgleich der Wirkleistungsbilanz nach Gl. (2.31), in der die Slack-Leistung P_{SL} separat dargestellt und hier nicht Bestandteil der Generator-Leistungen sein soll.

$$\sum_{k=1}^K P_{\text{Gen},k} + \sum_{k=1}^K P_{\text{Last},k} + P_{\text{Verlust}} + P_{\text{SL}} = 0 \quad (2.31)$$

Hierin sind $p_{\text{Gen},k}$ und $p_{\text{Last},k}$ die bekannten Generator- und Verbraucherleistungen pro Knoten k , P_{Verlust} die im Netz auftretende Verlustleistung und P_{SL} die Leistung des Bilanzknotens. Bekannte bzw. vorgegebene Größen des Bilanzknotens sind Knotenspannungsbetrag $U_{\text{SL},k}$ und -winkel $\delta_{\text{SL},k}$. In der Berechnung ermittelt werden die Knotenwirk- und -blindleistungen $P_{\text{SL},k}$ und $Q_{\text{SL},k}$. Neben der Definition eines einzelnen Bilanzknotens kann eine verteilte Bilanzierung angesetzt werden. Dann wird die Bilanzierung über Beteiligungsfaktoren k_g auf die beteiligten Generatoren g aufgeteilt. Bei einer ausgeglichenen Bilanz ergeben sich die Beteiligungsfaktoren k_g anhand des von Generator g übernommenen Anteils $P_{\text{Verlust},g}$ der gesamten Netzverlustleistung $P_{\text{Verlust},N}$ nach Gl. (2.32) (vgl. [63]).

$$k_g = \frac{P_{\text{Verlust},g}}{P_{\text{Verlust},N}}, \quad \forall g \in G, \quad \text{mit} \quad \sum_{g=1}^G k_g = 1 \quad (2.32)$$

Tabelle 2.2 fasst die eingeführten Knotenspezifikationen nochmals zusammen.

Tabelle 2.2 Knotenspezifikation zur Leistungsflussberechnung.

Knotenbezeichnung	elektrische Größen		Bemerkung
	bekannt	unbekannt	
Bilanzknoten / Slack-Knoten	U_k, δ_k	$P_{SL,k}, Q_{SL,k}$	kurz: Slack- (SL-) Knoten
Generatorknoten	U_k, p_k	δ_k, q_k	kurz: PU-Knoten
Verbraucherknotten	p_k, q_k	U_k, δ_k	kurz: PQ-Knoten, mit negativem p_k auch für Erzeuger ohne Spannungsregelung eingesetzt, Spannungsabhängigkeit möglich

Newton-Raphson-Verfahren

Aufgrund seiner großen Verbreitung bei der Leistungsflussberechnung soll an dieser Stelle die Lösung des Leistungsflussproblems aus Gln. (2.29) und (2.30) nach dem Newton-Raphson-Verfahren in Polarkoordinaten skizziert werden. Für weitere alternative Umsetzungen sei auf die Literatur verwiesen (siehe z. B. [47, 60, 61, 64]).

Das Verfahren basiert im Kern auf einer Linearisierung des Systemzustandes \mathbf{x} im Arbeitspunkt $\mathbf{x}_{(i)}$ des aktuellen Iterationsschritts (i). Diese erfolgt über die Bildung einer Taylorreihenentwicklung $T_n(\mathbf{x})$ nach Gl. (2.33), die nach dem ersten Glied ($N = 1$) abgebrochen wird.

$$T_n(\mathbf{x}) = \sum_{n=0}^N \frac{f_n(\mathbf{x}_{(i)})}{n!} (\mathbf{x} - \mathbf{x}_{(i)})^n \quad (2.33)$$

Die Linearisierung im Arbeitspunkt wird iterativ durchgeführt, bis die Änderung der berechneten Kenngrößen zwischen zwei Schritten (i) und ($i+1$) eine vorzugebende Grenze ε gemäß Gl. (2.34) unterschreitet.

$$\|\mathbf{x}_{(i+1)} - \mathbf{x}_{(i)}\| < \varepsilon \quad (2.34)$$

Bezogen auf das Leistungsflussproblem aus Gln. (2.29) und (2.30) ergeben sich für einen Iterationsschritt (i) die Gl. (2.35) für die Wirkleistungen und die Gl. (2.36) für die Blindleistungen.

$$\left(\frac{\partial \Delta \mathbf{p}}{\partial \mathbf{x}} \right)_{(i)} \Delta \mathbf{x}_{(i+1)} + \Delta \mathbf{p}_{(i)} = \mathbf{0} \quad (2.35)$$

$$\left(\frac{\partial \Delta \mathbf{q}}{\partial \mathbf{x}} \right)_{(i)} \Delta \mathbf{x}_{(i+1)} + \Delta \mathbf{q}_{(i)} = \mathbf{0} \quad (2.36)$$

Der Zustandsvektor \mathbf{x} enthält in dieser Darstellung die Knotenspannungsbeträge u_k und -winkel δ_k nach Gl. (2.37).

$$\begin{aligned} \mathbf{x} &= \begin{bmatrix} \boldsymbol{\delta}_K \\ \mathbf{u}_K \end{bmatrix} \\ &= \begin{bmatrix} [\delta_1, \dots, \delta_k, \dots, \delta_K]^T \\ [U_1, \dots, U_k, \dots, U_K]^T \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (2.37)$$

Die Zusammenfassung der Gln. (2.35) und (2.36) ergibt unter Berücksichtigung von Gl. (2.37) schließlich Gl. (2.38) (vgl. die Notation in [65]).

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{p} \\ \Delta \mathbf{q} \end{bmatrix}_i &= - \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta \mathbf{p}}{\partial \mathbf{x}} \\ \frac{\partial \Delta \mathbf{q}}{\partial \mathbf{x}} \end{bmatrix}_{(i)} \Delta \mathbf{x}_{(i+1)} \\ &= - \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta \mathbf{p}}{\partial \boldsymbol{\delta}_K} & \frac{\partial \Delta \mathbf{p}}{\partial \mathbf{u}_K} \\ \frac{\partial \Delta \mathbf{q}}{\partial \boldsymbol{\delta}_K} & \frac{\partial \Delta \mathbf{q}}{\partial \mathbf{u}_K} \end{bmatrix}_{(i)} \begin{bmatrix} \Delta \boldsymbol{\delta}_K \\ \Delta \mathbf{u}_K \end{bmatrix}_{(i+1)} \end{aligned} \quad (2.38)$$

Nochmals zusammengefasst kann dies durch Gl. (2.39) dargestellt werden.

$$\Delta \mathbf{y}_{(i)} = -\mathbf{J}_{K,(i)} \Delta \mathbf{x}_{(i+1)} \quad (2.39)$$

Hierin ist \mathbf{J}_K die so genannte Jacobi-Matrix (auch Koeffizientenmatrix), welche die partiellen Ableitungen der Wirk- und Blindleistungen nach Knotenspannungsbeträgen und -winkeln enthält und somit arbeitspunktabhängig ist. Für die Darstellung der detaillierten Berechnungsmöglichkeiten von \mathbf{J}_K sei auf die entsprechende Literatur verwiesen (siehe z. B. [58, 61]).

Bezogen auf das Abbruchkriterium aus Gl. (2.34) gilt, dass eine Genauigkeit ε für alle Elemente von $\Delta \mathbf{x}$ erreicht sein muss, um die Berechnung erfolgreich abzuschließen. Hierbei kann ε für verschiedene Einträge von $\Delta \mathbf{x}$ unterschiedliche Werte annehmen. Das Newton-Raphson-Verfahren weist auch für große Netze eine sehr gute Konvergenzgeschwindigkeit auf. Die Konvergenz an sich ist abhängig von der Vorgabe der Startwerte, die nicht zu weit entfernt von der Lösung liegen dürfen. Bei Konvergenzschwierigkeiten kann z. B. das Gauß-Seidel-Verfahren zur Ermittlung von Startwerten vorgeschaltet werden, um die Konvergenz sicherzustellen [47].

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird der Leistungsfluss nicht durch die hier dargelegte iterative Anwendung einer Taylor-Reihen-Entwicklung gelöst, sondern durch die Formulierung eines Optimierungsproblems. Hierbei stellen Gln. (2.29) und (2.30) einzuhaltende Nebenbedingungen für den Leistungsfluss dar, für die entsprechende Lösungen für Knotenspannungsbeträge und -winkel durch das Lösungsverfahren der Optimierung gefunden werden müssen. Diese nutzen in der Regel ebenfalls iterative Ansätze (vgl. Abschnitt 4.2.3), werden im Rahmen der vorliegenden Arbeit jedoch nicht explizit betrachtet.

Schneller, entkoppelter Leistungsfluss

Zur näherungsweisen Ermittlung der auftretenden Wirkleistungsflüsse in induktiv gekoppelten Netzen kann neben der eingeführten vollständigen Formulierung auch die Darstellung als schneller, entkoppelter Leistungsfluss (auch: ‚DC-LF‘) verwendet werden. Ein wesentlicher Vorteil der Beschreibung als DC-LF ist die Reduktion der Beschreibung des Leistungsflussproblems auf ein algebraisches Gleichungssystem, welches direkt gelöst werden kann und kein iteratives Verfahren benötigt. Die grundlegenden Annahmen für den DC-LF beinhalten die Vereinfachungen (vgl. z. B. [26, 58, 60, 66])

- eines einheitlichen Spannungswertes an allen Knoten (i. d. R. 1 p.u.),
- eines verlustlosen Netzes unter Vernachlässigung der Querelemente mit $\underline{Y}_L = B_L = -1/X_L$ und $\underline{Y}_{Q,k} = \underline{Y}_{Q,m} = 0$ (vgl. **Bild 2.7** und Gl. (2.14)) sowie
- geringer auftretender Winkeldifferenzen $\delta_{km} = \delta_k - \delta_m$ zwischen zwei Knoten k und m des Netzes, so dass die trigonometrischen Funktionen in der Beschreibung der Netzleistungen durch $\sin(\delta_{km}) \approx \delta_{km}$ sowie $\cos(\delta_{km}) \approx 1$ (vgl. Gl. (2.27)) angenähert werden können.

2.3 Leistungselektronik in elektrischen Netzen

Leistungshalbleiter bilden die Basis für zahlreiche flexible Betriebsmittel des elektrischen Energieversorgungssystems. Neue und größere Leistungsklassen verschiedener Leistungshalbleiter erlauben mittlerweile den Einsatz in der Höchstspannungsebene und für Leistungen bis in den Gigawatt-Bereich. Leistungshalbleiter werden nahezu ausschließlich als Leistungshalbleiter-Schalter mit den Betriebszuständen ‚leitend/geschaltet‘ bzw. ‚nicht-leitend/nicht-geschaltet‘ verwendet.²

Durch eine Verschaltung einer Vielzahl dieser Halbleiter-Schalter zur Erhöhung des Sperrvermögens und der Stromtragfähigkeit (als so genannte ‚Stacks‘) können leistungselektronische Umrichter aufgebaut werden. Diese erlauben die Wandlung elektrischer Gleich- und/oder Wechselgrößen untereinander und werden je nach Anwendung daher z. B. auch als Gleich- oder Wechselrichter sowie Frequenzumrichter oder Spannungssteller bezeichnet. Die Funktion kann bauartbedingt beschränkt oder über eine Regelung flexibel ausgestaltet sein, weshalb in dieser Arbeit bevorzugt die allgemeine Bezeichnung des Umrichters als Überbegriff für alle Ausführungsformen Verwendung findet (vgl. hierzu auch [67]).

Für den konkreten Aufbau von leistungselektronischen Umrichtern zum Einsatz in FACTS-Elementen oder für HGÜ-Systeme existieren eine Vielzahl unterschiedlicher Topologien und

² Eine weiterführende Übersicht über Leistungshalbleiter, Umrichtersysteme und Ausführungsformen von Umrichtersystemen liefert Anhang 11.2.

Konzepte. Die Umrichter selbst können aufgrund ihrer Ausführungsform auf der Gleichgrößen-seite in die englischen Begriffe ‚current source converter‘ (CSC) und ‚voltage source converter‘ (VSC) unterschieden werden. Darüber hinaus kann hinsichtlich der Realisierung des Umrichters zwischen selbst- und netzgeführten Umrichtersystemen unterschieden werden (engl.: self-commutated converter, SCC bzw. engl.: line-commutated converter, LCC). Aufgrund der vorteilhaften Eigenschaften von selbstgeführten Umrichtern hinsichtlich der Netzzrückwirkungen sowie der Steuerbarkeit und damit der Bereitstellung von zusätzlichen Systemdienstleistungen für das Wechselstromsystem werden für alle heutigen Anwendungen im europäischen Kontext bevorzugt selbstgeführte Umrichtersysteme mit Gleichspannungszwischenkreis eingesetzt (im Folgenden vereinfacht als VSC-System benannt), wobei sich insbesondere für Anwendungen im Bereich der HGÜ-Systeme Umsetzungsvarianten der Umrichter als modulare Mehrpunkt-Umrichter weitgehend etabliert haben.

Der wesentliche Unterschied zwischen netz- und selbstgeführten Systemen in Bezug auf die vorliegende Arbeit liegt in der gezielten separaten Steuerbarkeit von Wirk- und Blindleistung der jeweiligen Umrichter. Während LCC-Systeme einen Blindleistungsbedarf in Abhängigkeit der Wirkleistung aufweisen, erlauben VSC-Systeme eine abgesehen von den absoluten Belastbarkeiten unabhängige Einstellung von Wirk- und Blindleistung. LCC-Systeme erlauben derzeit aufgrund der verwendeten Halbleiter-Bauelemente noch höhere Sperrspannungen und Ströme, womit sie in erster Linie bei Systemen mit höchsten Ansprüchen an die maximale Übertragungsleistung eingesetzt werden. Andererseits erfordern sie einen deutlich erhöhten Filteraufwand und notwendige Kompensationseinrichtungen bzw. starke Netzverknüpfungspunkte zur Bereitstellung der notwendigen Blindleistung.

Hinsichtlich der Ausführungsform von leistungselektronischen Umrichtersystemen kann für diese Arbeit unterschieden werden zwischen

- einzelnen Umrichtersystemen,
- lokal gekoppelten Umrichtersystemen,
- Umrichtersystemen mit räumlich ausgedehntem Gleichspannungszwischenkreis sowie
- regelungstechnisch gekoppelten Umrichtern ohne Verbindung auf der Gleichspannungs-seite.

Ein einzelnes Umrichtersystem kann lokal oder in begrenzter räumlicher Nähe Einfluss auf elektrische Parameter des Systems nehmen. Für Anwendungen auf Hoch- und Höchstspannungsebene sind die Umrichter in der Regel über einen Transformator mit dem System gekoppelt. Hierbei kann eine Einbindung in Abhängigkeit der Transformatoranordnung als Quer- und als Längselement erfolgen. Wie in **Bild 2.12** dargestellt, wird die Zwischenkreisspannung oftmals von einer Kapazität gestützt. Prinzipiell ist auch die Kopplung mit einer Gleichspannungsquelle möglich, was in der Realität aus verschiedenen Gründen jedoch nur in Spezialfällen erfolgt.

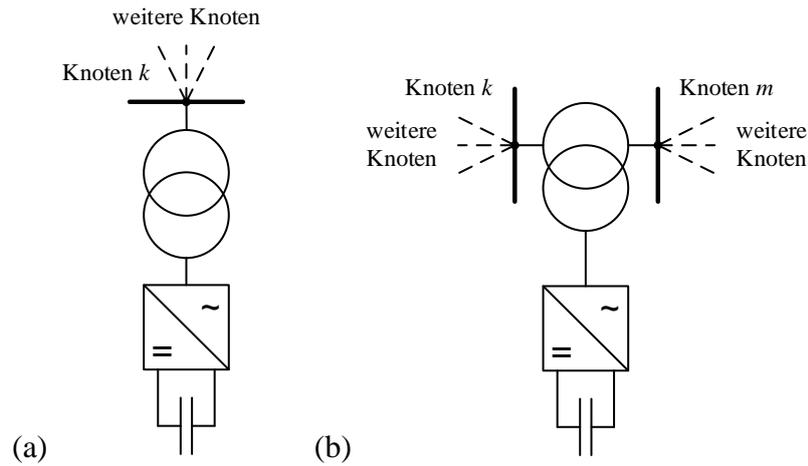


Bild 2.12 Einzelnes Umrichtersystem als Querelement (a) und Längselement (b).

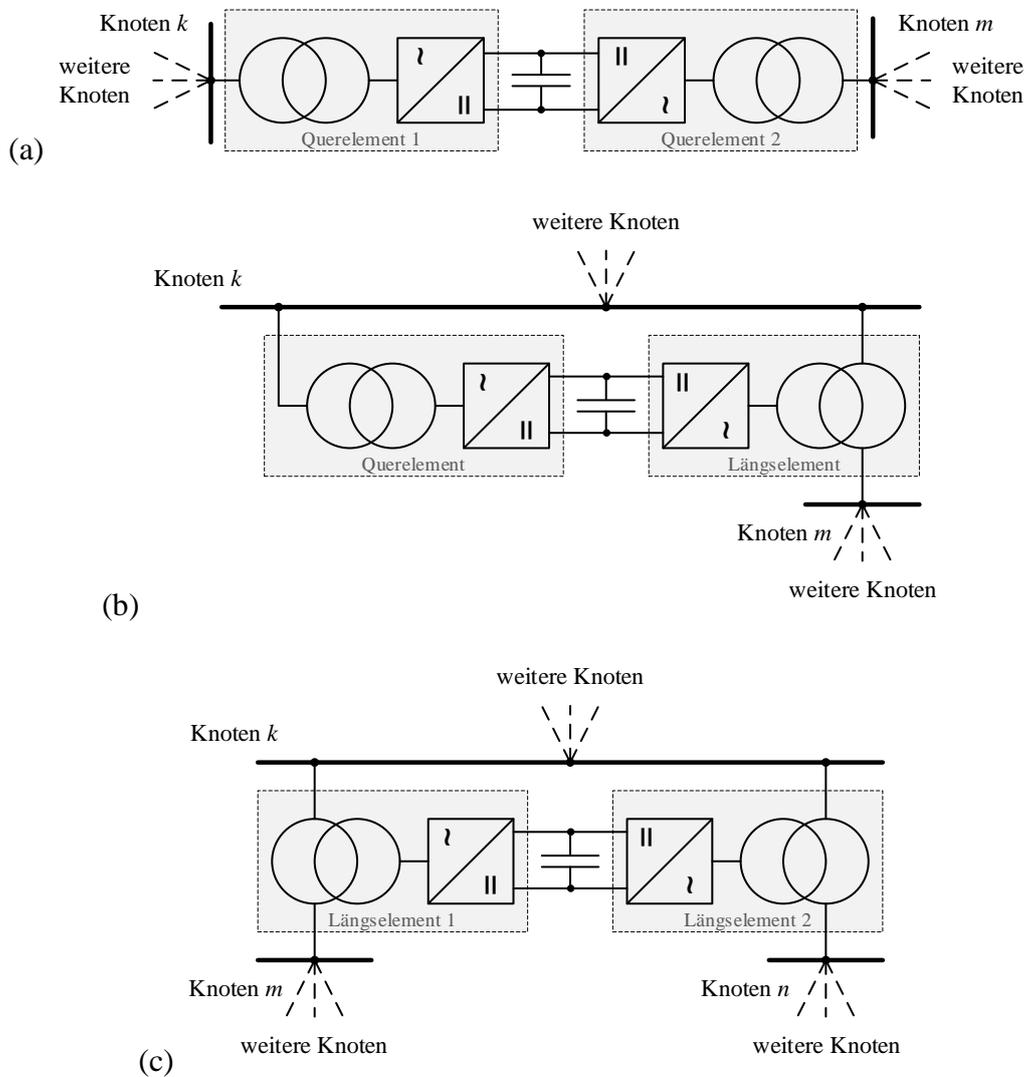


Bild 2.13 Vereinfacht dargestellte Ausführungsformen gekoppelter Umrichtersysteme. (a) quer/quer, (b) quer/längs, (c) längs/längs.

Lokal gekoppelte Umrichtersysteme können grundsätzlich in gleicher Weise mit dem Energieversorgungssystem gekoppelt werden. Je nach Ausführungsform der Kopplung (quer/quer, quer/längs, längs/längs) zweier oder auch mehrerer Umrichtersysteme können unterschiedliche Regelziele und Anwendungen erfolgen. **Bild 2.13** zeigt die drei genannten möglichen Ausführungsformen der Kopplung für Systeme mit Gleichspannungszwischenkreis. Die Kopplung findet über einen gemeinsamen Zwischenkreis statt, wodurch im Gegensatz zu einzelnen Umrichtersystemen Wirkleistung ausgetauscht werden kann.

Bereits verbreitet Anwendung finden lokal gekoppelte Umrichtersysteme als HGÜ-Kurzkupplung. Diese wird z. B. eingesetzt, um Systeme unterschiedlicher oder asynchroner Frequenz zu koppeln. Von HGÜ-Kurzkupplungen abgesehen sind HGÜ-Systeme typische Anwendungen für Umrichtersysteme mit räumlich ausgedehntem Gleichspannungskreis (vgl. **Bild 2.14**). In Abhängigkeit der Umrichter- und Systemausführung auf Gleichspannungsseite sind unterschiedliche Topologien möglich, die sich hinsichtlich der möglichen Übertragungsleistung und des Fehlerverhaltens unterscheiden.

Einen Spezialfall bilden regelungstechnisch gekoppelte, aber räumlich entfernte Umrichtersysteme ohne gemeinsamen Gleichspannungszwischenkreis. Diese Ausführungsform ist im Gegensatz zu den vorangegangenen eingeführten Systemen jeweils mit einer Leistungsquelle auf Gleichspannungsseite (z. B. einer Batterie) ausgeführt und kann dadurch in zeitlich begrenztem

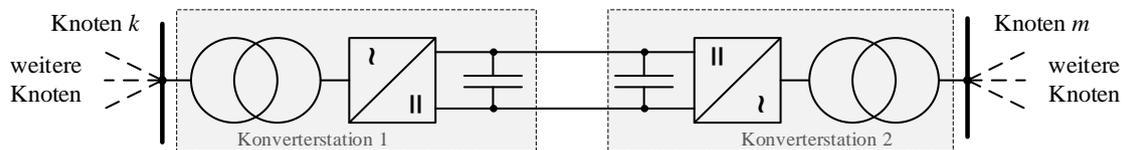


Bild 2.14 Vereinfacht dargestellte Ausführungsform eines HGÜ-Systems.

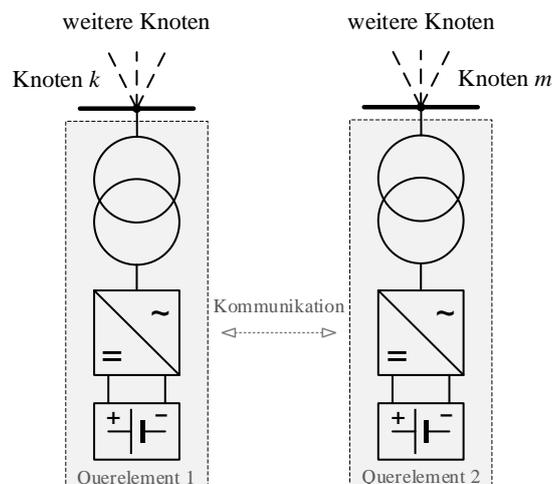


Bild 2.15 Regelungstechnisch gekoppelte, räumlich entfernte Umrichtersysteme mit Leistungsquelle bzw. -senke im Gleichspannungskreis.

Umfang als schnell steuerbare Einspeisung oder Ausspeisung an räumlich entfernten Orten des Netzes dienen. **Bild 2.15** zeigt eine mögliche Ausführungsform mit zwei Umrichtern. Anwendung finden kann eine solche Ausführungsform im Rahmen des kurativen Engpassmanagements als ‚Netzbooster‘, wie von der prinzipiellen Funktionsweise z. B. in [68] vorgeschlagen und in [19] durch die BNetzA als Pilotanlage bestätigt. Das Netzbooster-Konzept muss dabei nicht durch regelungstechnisch gekoppelte Umrichtersysteme realisiert werden, jedoch eignen sich diese durch ihre kurzen Reaktionszeiten besonders gut für solche Aufgaben.

2.4 Betriebsmittel und Systeme zur Leistungsflusssteuerung und Spannungshaltung

Neben dem steigenden Anteil und Einfluss leistungselektronischer Komponenten im Netz selbst spielen diese im Rahmen der vorliegende Arbeit für verschiedene Anwendungen und damit für die Netzführung elektrischer Energieversorgungssysteme eine wesentliche Rolle. Eine Einteilung kann in konventionelle Betriebsmittel, die fest installiert oder über mechanische Schalter mit dem elektrischen Netz verbunden sind, und innovative Betriebsmittel, bei denen eine stell- oder regelbare Kopplung über leistungselektronische Schalter oder Umrichter realisiert ist, erfolgen.

Hinsichtlich der Art der Kopplung kann zwischen Quer-, Längs- und kombinierten Elementen unterschieden werden. Querelemente dienen in der Regel der (lokalen) Spannungshaltung, Längselemente der gezielten Leistungsflusssteuerung und kombinierte Elemente erlauben die Beeinflussung mehrerer elektrischer Parameter des Systems. Durch den gemeinsamen Einsatz einzelner Elemente in kombinierten Elementen können die Vorteile einzelner Elemente miteinander kombiniert und so entsprechende Mehrwerte hinsichtlich der Regelungseigenschaften und Funktionalitäten gehoben werden. In Bezug auf die Ausführungsform kann zwischen Konzepten basierend auf physikalischen Reaktanzen sowie der Realisierung über leistungselektronische Umrichter (vgl. Abschnitt 2.3) unterschieden werden. Insbesondere Kombinationen unterschiedlicher quer und längs eingebrachter umrichterbasierter FACTS (STATCOM und SSSC) erlauben vielfältige Anwendungsmöglichkeiten, die hier jeweils nur in Bezug auf die grundlegenden Eigenschaften und Möglichkeiten skizziert werden. Auch ergeben sich durch die Realisierung über leistungselektronische Umrichter insbesondere in der schnellen Steuerbarkeit zahlreiche Anwendungen im Bereich der Netzdynamik und Stabilität, die jedoch nicht im Fokus der vorliegenden Arbeit liegen und daher an dieser Stelle nur der Vollständigkeit halber Erwähnung finden. **Bild 2.16** gibt einen Überblick über die im Rahmen dieser Arbeit betrachteten Betriebsmittel.

Im Gegensatz zu FACTS stellen HGÜ-Systeme eine Erweiterung der Topologie des elektrischen Energieversorgungssystems dar. Während FACTS die Topologie nicht grundsätzlich ändern (vgl. den gewählten Implementierungsansatz für Längselemente in Abschnitt 5.2), wird

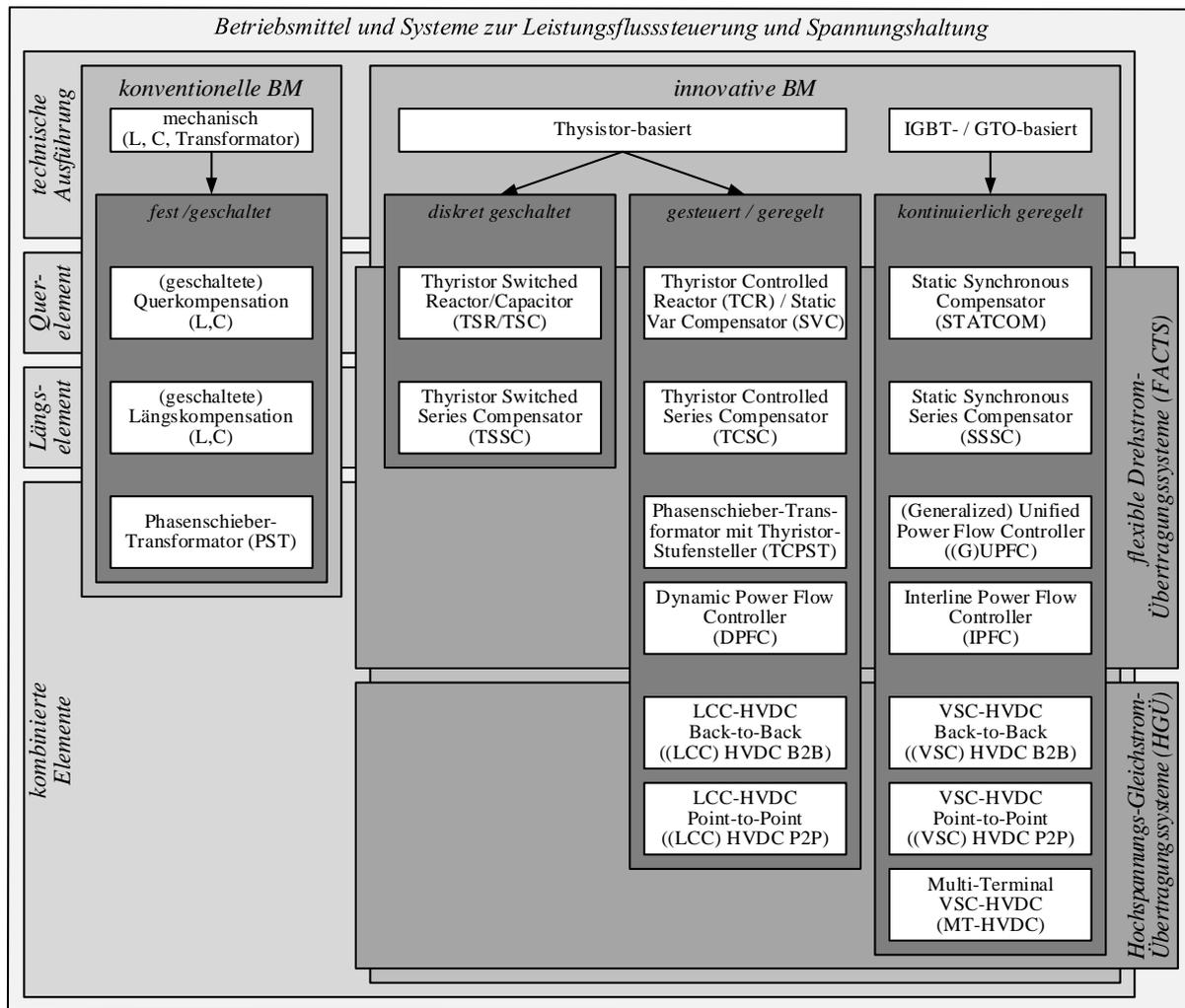


Bild 2.16 Übersicht über Betriebsmittel und Systeme zur Leistungsflusssteuerung und Spannungshaltung (erweitert basierend auf [69]).

diese durch den Einsatz von HGÜ-Systemen um die damit verbundenen Übertragungsstrecken auf Gleichspannungsseite erweitert. In Abhängigkeit der Ausführung als Kurzschlusskupplung, als Punkt-zu-Punkt-Verbindung oder als vermaschtes Gleichstrom-System ergeben sich unterschiedliche neue Pfade für den elektrischen Leistungsfluss, dessen Höhe durch die Regelung der Umrichter explizit vorgegeben werden kann.

3 Operatives Engpassmanagement in der Netz- und Systemführung

3.1 Netz- und Systemführung

3.1.1 Organisation und Begriffe

Im Zuge der Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft durch das Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts [70] und die damit verbundene Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) [1] im Jahr 1998 wurden die klassischen Aufgaben der vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen entflochten und auf eigenständige Gesellschaften zur Erzeugung, zum Handel und zum Transport elektrischer Energie aufgeteilt. Aufgrund dieser Entflechtung entfällt auf die Netzbetreiber die Aufgabe des Transports der elektrischen Energie und für die Übertragungsnetzbetreiber damit der Betrieb und die Bewirtschaftung des Übertragungsnetzes. Netzbetreiber sind daher z. B. zur Unabhängigkeit gegenüber anderen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung verpflichtet (vgl. z. B. [52]). Auf Basis von § 11 EnWG sind „*Betreiber von Energieversorgungsnetzen (...) verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist*“. **Bild 3.1** zeigt hierzu Themenfelder und eine typische Aufgabenorganisation der Übertragungsnetzbetreiber, wobei die Auflistung als nicht abschließend und die Aufgabenabgrenzung nicht als scharf einzuordnen ist (vgl. auch [47]).

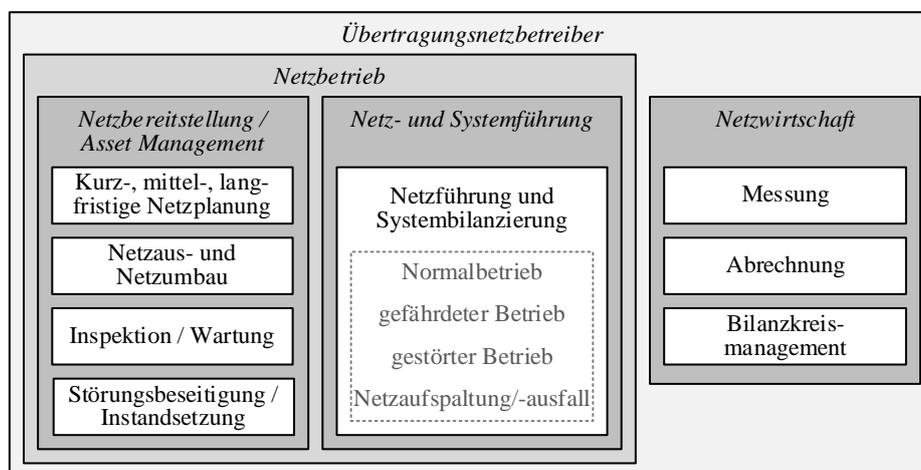


Bild 3.1 Themenfelder und typische Aufgabenorganisation eines ÜNB (in Anlehnung an [47]).

Das Themenfeld der Netzwirtschaft umfasst u. a. die Aufgaben der Messung und Abrechnung der elektrischen Energie sowie das Bilanzkreismanagement. Die Themenfelder der Netzführung sowie Netzbereitstellung (heute oftmals auch als Asset Management bezeichnet) lassen sich unter dem Begriff Netzbetrieb subsumieren. Das Asset Management beschäftigt sich mit der kurz-, mittel- und langfristigen Netzplanung, dem Netzaus- und Netzausbau, der Inspektion und Wartung von Betriebsmitteln sowie der Störungsbeseitigung bzw. Instandsetzung von Betriebsmitteln bzw. des Netzes. Die Kernaufgabe des Asset Managements besteht in der Bereitstellung eines betriebsbereiten elektrischen Netzes mit allen seinen Komponenten, so dass dieses der Netzführung zur Übertragung elektrischer Energie zur Verfügung steht. Um dies zu gewährleisten, schließt die Netzbereitstellung z. B. die Schutzkonzeptionierung und -auslegung, Kurzschluss- und Stabilitätsanalysen sowie Betrachtungen der Isolationskoordination ein, so dass diese Kriterien bei einem für die Netzführung bereitgestellten Netz klassischerweise keine relevanten Einschränkungen darstellen (vgl. auch [47]). Insbesondere vor dem Hintergrund einer steigenden Netzauslastung erfahren Fragestellungen der Stabilität auch im Kontext der Netzführung stärkere Aufmerksamkeit. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit werden diese Aspekte jedoch nicht betrachtet und daher an dieser Stelle nicht weiter ausgeführt.

Sowohl in der Netzbereitstellung als auch in der Netz- und Systemführung stellt die Ausfallanalyse eine wesentliche Komponente der Betrachtungen dar. Durch die Ausfallanalyse (auch: Ausfallvariantenrechnung) soll sichergestellt werden, dass bei Ausfall eines Betriebsmittels kein anderes Betriebsmittel überlastet ist oder außerhalb seiner stationären betrieblichen Grenzwerte betrieben und eine Störungsausweitung damit verhindert wird. Diese planerische und betriebliche Prämisse, die im Bereich der Hoch- und Höchstspannungsnetze Anwendung findet, wird auch (n-1)-Kriterium bzw. (n-1)-Sicherheit genannt und bezeichnet nach [50] *„die Regel, wonach die nach dem Auftreten eines Ausfalls weiter in Betrieb befindlichen Betriebsmittel innerhalb der Regelzone eines ÜNB in der Lage sind, sich an die neue Betriebssituation anzupassen, ohne betriebliche Sicherheitsgrenzwerte zu überschreiten“* (vgl. hierzu auch Erläuterungen in Anhang C von [71]). Das (n-1)-Kriterium wird in gleicher Weise bereits in der (Netzausbau-) Planungsphase von Übertragungsnetzen angewandt. *„Ein Netz ist (n-1)-sicher geplant, wenn bei allen prognostizierten planungs- und bemessungsrelevanten horizontalen und vertikalen Übertragungsaufgaben (Netznutzungsfälle) sowohl bei (n-1)-Ausfall als auch bei betriebsbedingter Freischaltung eines Betriebsmittels die Netzsicherheit gewährleistet bleibt.“* [72]. Der Normalbetrieb wird in Anlehnung daran auch als (n-0)-Zustand (oder auch (n-0)-Situation bzw. n-Situation) und der Betrieb bei einem ausgefallenen Betriebsmittel entsprechend als (n-1)-Zustand benannt. In diesem Zusammenhang wird *„die Fähigkeit des Übertragungsnetzes, einen durch betriebliche Sicherheitsgrenzwerte bestimmten Normalzustand aufrechtzuerhalten oder so bald wie möglich wiederherzustellen“* als Betriebssicherheit bezeichnet (vgl. z. B. die Begriffsbestimmungen in [50]).

Die Netzführung, die heute aufgrund der ergänzenden Aufgabengebiete der Systembilanzierung in Abgrenzung zur klassischen Benennung auch als Systemführung bzw. in Kombination als Netz- und Systemführung bezeichnet wird, sorgt für den durchgehenden Betrieb des elektrischen Netzes. Zu den Kernaufgaben zählen neben der Frequenz- und Spannungshaltung die kontinuierliche Netzbetriebsführung. Darüber hinaus obliegen der Netz- und Systemführung im Falle eines lokalen oder großflächigen Ausfalls die Rekonstruktion des Netzes sowie die Wiederherstellung der Versorgung der Verbraucher. Aufgrund sich ständig ändernder Randbedingungen ist eine kontinuierliche Überwachung und vorausschauende sowie korrektive Anpassung des Schaltzustandes des Netzes, einzelner Netzbetriebsmittel sowie angeschlossener Kompensations-, Erzeugungs- und evtl. auch Verbraucheranlagen auch bei umfassender Netzbetriebsplanung notwendig.

Die Sicherstellung eines gegenüber Störungen robusten Netzbetriebs im Normalzustand bzw. dessen Wiederherstellung ist damit die wesentliche Herausforderung der Netz- und Systemführung. Um die Erfüllung dieser Aufgabe im Echtzeit-Systembetrieb (vgl. folgender Abschnitt) zu ermöglichen, besteht die Herausforderung in einer vorgelagerten Netzbetriebsplanung darin, ein engpassfreies und gegenüber Störungen robustes Netz vorzubereiten und dem Echtzeit-Systembetrieb zur Verfügung zu stellen.

3.1.2 Prozesse und Komponenten des Netzleitsystems

Üblicherweise werden in der Netz- und Systemführung die namensgebenden Aufgabengebiete der Netzführung sowie der Systembilanzierung unterschieden, die in der Regel auch auf zwei (oder auch mehr) ständig besetzte Leitwarten-Arbeitsplätze sowie mehrere Plätze zur Bearbeitung von Hintergrundaufgaben aufgeteilt sind. Einige Kernelemente werden ohne Anspruch auf Vollständigkeit im Folgenden skizziert.

Die Systembilanzierung umfasst alle Aufgaben der Leistungs-/Frequenzregelung, die durch den Übertragungsnetzbetreiber aufgrund seiner Gesamtsystemverantwortung durchgeführt bzw. koordiniert werden müssen. Hierzu übernimmt er z. B. die Koordination und Planung notwendiger Systemdienstleistungen sowie das Fahrplanmanagement, welches die eingereichten Fahrpläne der Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) prüft, in der Praxis auftretende Abweichungen durch die Beschaffung von Ausgleichsenergie ausgleicht und dem BKV in Rechnung stellt [47]. Darüber hinaus werden im Rahmen der regulatorisch gegebenen Freiheiten nach § 13 EnWG Maßnahmen des Engpassmanagements (engl.: congestion management) zur Wahrung der Sicherheit und Stabilität des elektrischen Energieversorgungssystems aus dem Bereich der marktbezogenen Maßnahmen abgerufen [73]. Diese werden im Vorfeld durch die Netzbetriebsplanung im Rahmen des Betriebsplanungsprozesses vorbereitet und aktiviert.

Die Netzführung auf der anderen Seite umfasst alle notwendigen Aufgaben zur Sicherstellung des störungsfreien Netzbetriebs. Hierzu gehört die Überwachung und Steuerung des Netzes und

seiner Betriebsmittel sowie die Wahrung der (n-1)-Sicherheit und in engem Zusammenhang damit die Abschaltplanung. In die Netzführung fallen darüber hinaus Aufgaben der Engpassvermeidung und -beseitigung durch netzbezogene Maßnahmen. Zur Minimierung der im Betrieb auftretenden Verluste erfolgt darüber hinaus eine quasi-kontinuierliche Optimierung des Spannungsprofils und der Blindleistung durch die Netzführung. Im Falle von Versorgungsunterbrechungen oder gar eines großflächigen Blackouts ist die Störungserfassung und -behebung sowie die sich anschließende Netzrekonstruktion die primäre Aufgabe der Netzführung. **Bild 3.2** fasst die beispielhafte Aufgabenverteilung der Netz- und Systemführung zusammen, wobei je nach Netzbetreiber sowie technischer und organisatorischer Aufteilung weitere Elemente enthalten sein oder wegfallen bzw. organisatorisch zusammengelegt sein können.

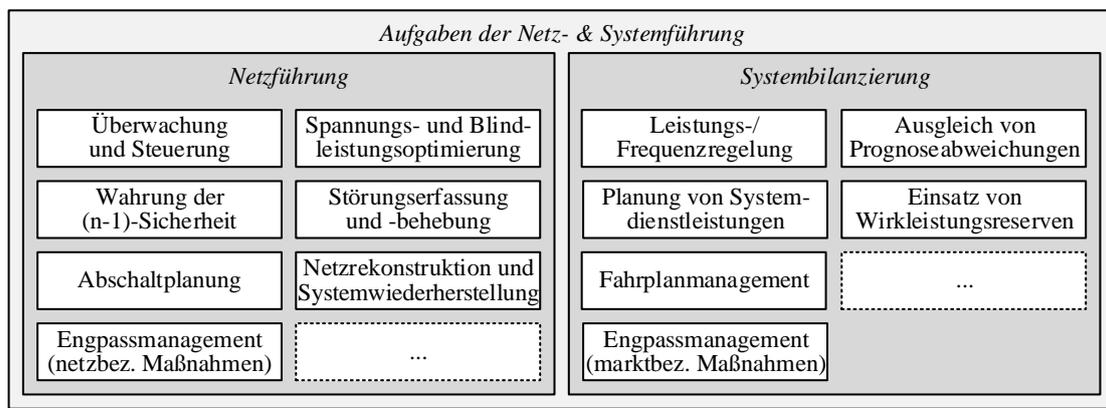


Bild 3.2 Beispielhafte Aufgabenaufteilung der Netz- und Systemführung im liberalisierten Strommarkt (in Anlehnung an [47] i. V. m. [50]).

In der zeitlichen Abfolge schließt sich die Netz- und Systemführung an die Netzbereitstellung an. Innerhalb der Netz- und Systemführung können darüber hinaus die Netzbetriebsplanung und der Echtzeit-Systembetrieb unterschieden werden. In der Netzbetriebsplanung sind neben der Betriebssicherheitsanalyse (mit den Kernaufgaben der Ausfallanalyse und des Engpassmanagements) die Themenfelder der

- koordinierten Datenbereitstellung und deren Austausch,
- Nichtverfügbarkeits-Koordination,
- Leistungsbilanzierung,
- Systemdienstleistungen und
- Fahrplanerstellung

wesentlich (vgl. [50]). Fragestellungen der Netzbetriebsplanung und Betriebssicherheitsanalyse werden für Zeiträume von bis zu einem Jahr (‘Year-Ahead-Zeitbereich’) durchgeführt (vgl. [50]), wobei auch Aufgaben der Netzbereitstellung bis in den Bereich von wenigen Wochen vor Echtzeit fallen können. Dementsprechend verläuft die zeitliche Abgrenzung zwischen den Themenfeldern fließend und kann von der exemplarischen Darstellung in **Bild 3.3** in Abhängigkeit der Organisationsform und der zeitlichen Einteilung auch abweichen.

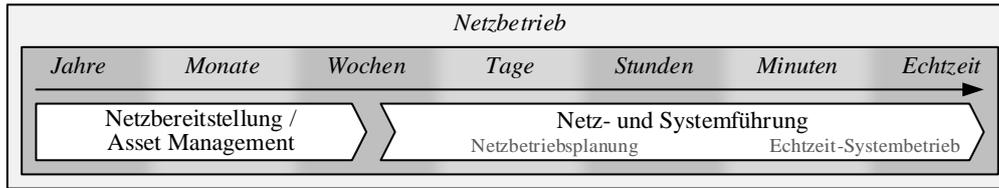


Bild 3.3 Zeitliche Abgrenzung von Netzbereitstellung und Netz- und Systemführung.

Um dem Netzfürer im Echtzeit-Systembetrieb einen Netz- und Systemzustand zur Verfügung zu stellen, der einen sicheren und zuverlässigen Systembetrieb erlaubt, gibt es mehrere vorgelagerte Betriebsplanungsprozesse. Im Rahmen dieser Prozesse, die heute zum Großteil durch das (operative) Engpassmanagement geprägt sind, werden alle betriebsplanerischen Entscheidungen getroffen, die zu einem sicheren und zuverlässigen Systembetrieb im Rahmen der Netzführung führen sollen. Aufgrund ihrer Wichtigkeit zur Sicherstellung eines sicheren und zuverlässigen Betriebs erfährt die Betriebsplanung steigende Bedeutung, wie z. B. auch die Aufnahme des Betriebsplanungsprozesses als eigenständiger Teil in [50] zeigt (vgl. auch die Ausführungen in [52]).

Das operative Engpassmanagement grenzt sich zum planerischen Engpassmanagement zum einen hinsichtlich des Zeitbereichs und zum anderen hinsichtlich der verfügbaren Maßnahmen zur Engpassvermeidung ab. Während das planerische Engpassmanagement auf Maßnahmen der Netzausbauplanung zurückgreift und langfristige Planungsentscheidungen wie z. B. Kraftwerksrevisionen aktiv berücksichtigt, werden im operativen Engpassmanagement betriebliche Flexibilitäten zur Steuerung des Leistungsflusses eingesetzt. **Bild 3.4** zeigt eine zeitliche Spezifizierung der Netzbetriebsplanung gegenüber dem Echtzeit-Systembetrieb vor dem Hintergrund des operativen Engpassmanagements im Zeitbereich ab ca. einer Woche vor Echtzeit.

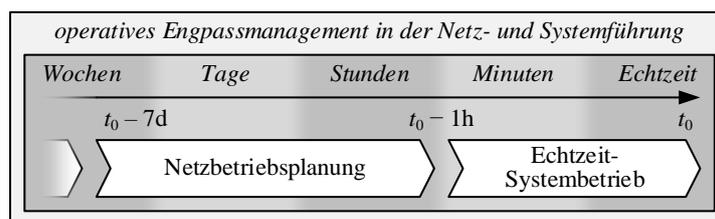


Bild 3.4 Zeitliche Einordnung von Netzbetriebsplanung und Echtzeit-Systemführung vor dem Hintergrund des operativen Engpassmanagements (in Anlehnung an [74]).

In rollierenden Planungsschritten werden darin mit steigender zeitlicher und räumlicher Granularität zur Gewährleistung des sicheren und zuverlässigen Systembetriebs netz- und marktbezogene Maßnahmen (vgl. Abschnitte 3.2.2 und 3.2.3) geplant, vorbereitet und für eine Auslösung im Echtzeit-Systembetrieb aktiviert. Die Planungsschritte unterscheiden sich hinsichtlich vorhandener Unsicherheiten (z. B. aufgrund von Prognoseabweichungen) und in ihrer Schwerpunktsetzung und sind seitens der ÜNB miteinander und unter Austausch notwendiger

Daten und Modelle an- und abzugleichen (vgl. [50]). **Bild 3.5** zeigt eine Übersicht der einzelnen Prozesse innerhalb der Netzbetriebsplanung der ÜNB (vgl. [50, 74, 75]):

- ‚week-ahead planning process‘ (WAPP),
- ‚präventiver Redispatch 1‘ (pRD1),
- ‚präventiver Redispatch 2‘ (pRD2)/‚day-ahead congestion forecast‘ (DACF) und
- ‚intra-day congestion forecast‘ (IDCF).

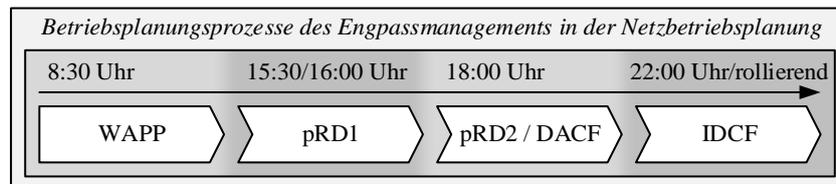


Bild 3.5 Betriebsplanungsprozesse des operativen Engpassmanagements in der Netzbetriebsplanung (in Anlehnung an [74, 75]).

Die Vorlaufzeit von bis zu einer Woche vor dem Echtzeit-Systembetrieb ist aufgrund komplexer und teils langer Vorlaufzeiten (z. B. für Anfahrprozesse konventioneller thermischer Kraftwerke) auch für die operative Entscheidungsfindung notwendig. Innerhalb der einzelnen Prozesse erfolgt eine konsekutive Beplanung notwendiger Maßnahmen des Engpassmanagements, so dass diese mit entsprechender Vorlaufzeit angewiesen sowie final der Echtzeit-Systemführung zugeführt werden können.

Die Führung und insbesondere der Echtzeit-Systembetrieb elektrischer Netze erfolgt mit Hilfe von Netzleitsystemen aus den Netzleitstellen heraus, welche über Fernwirktechnik gekoppelt hierarchisch über die Spannungsebenen verteilt sind. **Bild 3.6** gibt eine Übersicht über die wesentlichen Komponenten und Funktionen der in den Netzleitstellen installierten Netzleittechnik. Grundsätzlich können die Netz-, Stations- und Feldebene unterschieden werden, welche hierarchisch Informationen und Messwerte an die jeweils überlagerte Ebene liefern bzw. aus dieser Sollwerte und Befehle (z. B. Schalten oder Sollwertanpassung) erhalten. Auf Netzebene kann die Leittechnik in Funktionen der Primär- und Sekundäranalyse unterschieden werden. Alle Informationen, Funktionalitäten und Berechnungsergebnisse dieser Analysemodule können von einer Leitwarte aus eingesehen und bedient werden. Hierzu werden die unterschiedlichen Informationen und Funktionalitäten verdichtet und über grafische (engl.: graphical user interfaces, GUI) oder andere vom Leitwartenpersonal verarbeitbare Ausgaben (hier wird auch von einer Mensch-Maschine-Interaktion gesprochen (engl.: human machine interface, HMI)) verfügbar gemacht.

Wesentliche Aufgaben der über ein SCADA-System (engl.: supervisory control and data acquisition) realisierten Primäranalyse sind das Überwachen und Melden sowie das Steuern und Regeln der räumlich verteilten Prozesse. Hierbei werden in der Regel Meldungen in Form von Status-Informationen und Messwerten aus der unterlagerten Prozessebene aus dem Netz

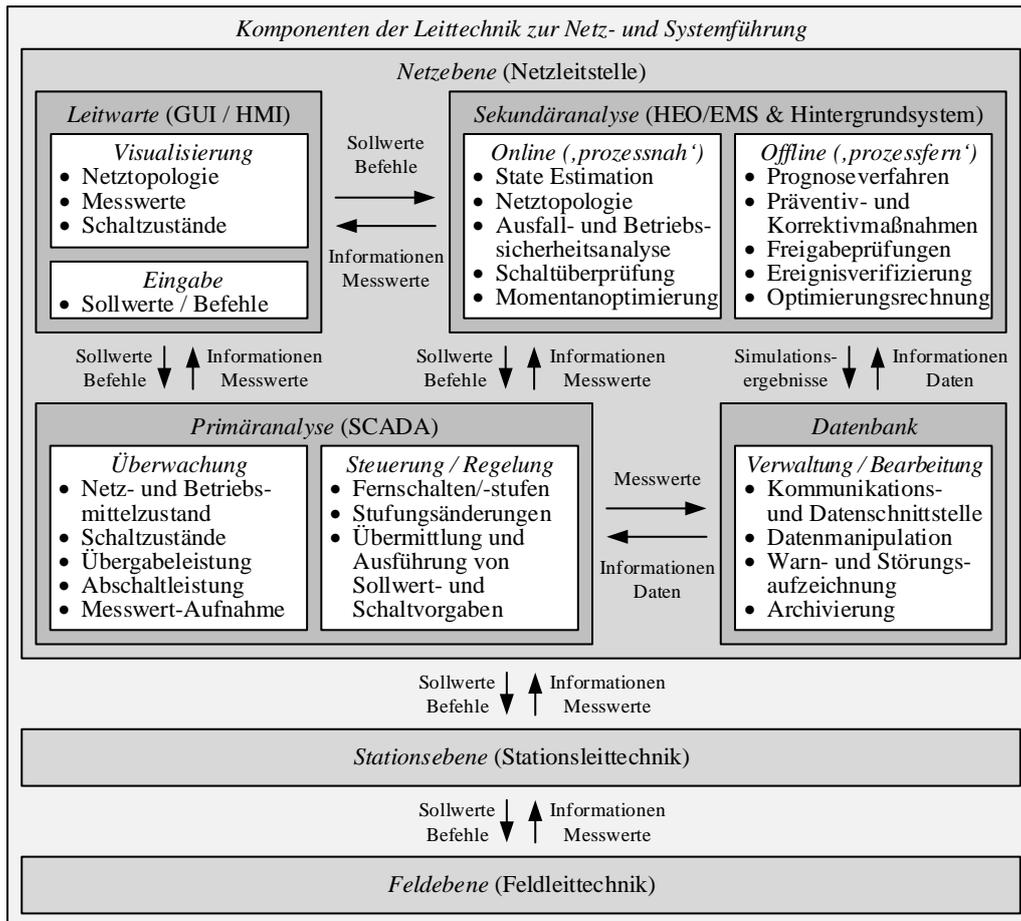


Bild 3.6 Übersicht über Komponenten und Funktionen der Netzleittechnik (in Anlehnung an [26, 47, 76–78]).

zur Netzleitstelle geliefert und andererseits Vorgaben in Form von Steuer- und Regelbefehlen aus der Netzleitstelle an entsprechende Stellen und Betriebsmittel des Netzes gegeben [47]. Daneben stellt die Speicherung und Bereitstellung von Informationen in bzw. aus einer Datenbank eine wichtige Funktionalität dar, die in **Bild 3.6** daher separat dargestellt ist.

Grundlage für zahlreiche Funktionen innerhalb der Netz- und Systemführung ist die Ermittlung, Abbildung und Analyse des aktuellen stationären Systemzustandes. Die Zustandsbestimmung (engl.: state estimation) stellt eine wesentliche Grundfunktionalität des Leitsystems dar und ist in **Bild 3.6** den HEO-Funktionalitäten zugeordnet. Im Folgenden soll davon ausgegangen werden, dass der stationäre Systemzustand hinreichend bekannt ist, so dass auf eine weitergehende Darstellung der methodischen Umsetzung an dieser Stelle nicht eingegangen und auf weiterführende Literatur verwiesen wird (siehe z. B. [79–82]). Aufbauend auf der Zustandsermittlung werden Verfahren zur stationären Beschreibung des elektrischen Energieversorgungssystems wie z. B. die Leistungsfluss- und Ausfallvariantenrechnung (vgl. [50]) eingesetzt, um eine grundlegende Netz- und Auswirkungsanalyse durchführen zu können.

Aufgrund der Komplexität des Systems müssen Entscheidungen in der Netzleitstelle trotz des umfangreichen Erfahrungsschatzes des Leitstellenpersonals oftmals durch HEO-Funktionen vorbereitet, unterstützt bzw. überprüft werden. Darüber hinaus werden in der so genannten Sekundäranalyse Aufgaben der Optimierung und des Energiemanagements (engl.: energy management system, EMS) und weiterführende Simulationen auf so genannten Hintergrundsystemen ausgeführt, die den Systembetrieb hinsichtlich technischer und wirtschaftlicher Aspekte verbessern bzw. optimieren [83]. Mit steigendem Einfluss von Hintergrundsystemen zur Bereitstellung von Entscheidungshilfen auf Basis von Optimierungsfragestellungen sowie der direkten Integration von Systemen zur optimierten Umsetzung von Maßnahmen des Engpassmanagements (vgl. z. B. [84, 85]) steigt die Bedeutung von Optimierungsfragestellungen in diesem Aufgabengebiet der ÜNB.

3.1.3 Regulatorischer Rahmen des Engpassmanagements

Vor dem Hintergrund der aktuellen Herausforderungen eines zu vielen Zeiten des Jahres hoch ausgelasteten und mit variablen Leistungsflüssen beaufschlagten Netzes (vgl. Abschnitt 1.1) sind verstärkt Anwendungen im Bereich der gezielten Leistungsflusssteuerung und des Engpassmanagements zu verzeichnen, welche im Rahmen des skizzierten Betriebsplanungsprozesses bestimmt und aktiviert und im Rahmen der Netzführung ausgelöst werden. Regulatorische Grundlage für den Einsatz und die Koordination von Maßnahmen des Engpassmanagements bildet in Deutschland § 13 EnWG Abs. (1), wonach *„(...) die Betreiber der Übertragungsnetze berechtigt und verpflichtet [sind], die Gefährdung oder Störung zu beseitigen (...)“*, *„sofern die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone gefährdet oder gestört ist (...)“* [73]. Hierin werden anschließend folgende Maßnahmen zur Vermeidung eines gefährdeten oder gestörten Betriebszustands aufgeführt:

- *„1. netzbezogene Maßnahmen (...)“*,
- *„2. marktbezogene Maßnahmen (...)“* und
- *„3. zusätzliche Reserven (...)“*.

Sofern *„sich eine Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems durch Maßnahmen nach Absatz 1 nicht oder nicht rechtzeitig beseitigen [lässt], so sind die Betreiber der Übertragungsnetze (...) berechtigt und verpflichtet, sämtliche Stromeinspeisungen, Stromtransite und Stromabnahmen in ihren Regelzonen den Erfordernissen eines sicheren und zuverlässigen Betriebs des Übertragungsnetzes anzupassen oder diese Anpassung zu verlangen (...)“* [73]. Falls Verteilnetzbetreiber für *„(...) die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in ihrem Netzgebiet verantwortlich sind“*, gelten die gleichen Rechten und Pflichten auch für sie [73].

Auch auf europäischer Ebene wurde durch die ‚Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb‘ [50] (im praktischen Gebrauch oftmals mit der englischen Bezeichnung ‚System Operation Guideline‘ (SO GL) benannt) ebenfalls eine Verordnung erlassen, die den jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber anhält „(...) *sein Übertragungsnetz im Normalzustand zu halten*“ und ihm „*für den Umgang mit Verstößen gegen die Betriebssicherheit*“ die Verantwortung zuweist. „*Dazu entwickelt jeder ÜNB Entlastungsmaßnahmen, (...) bereitet diese Maßnahmen vor und aktiviert sie.*“ [50]. Die Maßnahmen umfassen nach [50] dabei

- die Anpassung von geplanten Nichtverfügbarkeiten oder die Wiederinbetriebnahme von Übertragungsnetzbetriebsmitteln,
- die aktive Einflussnahme auf Leistungsflüsse im Netz,
- die Spannungsregelung und das Blindleistungsmanagement,
- die Neuberechnung von zonenübergreifenden Übertragungskapazitäten,
- den Redispatch von Netznutzern,
- das Countertrading zwischen Gebotszonen,
- die Anpassung von Wirkleistungsflüssen von HGÜ-Systemen,
- das Management von Frequenzabweichungen,
- die Einschränkung von zugewiesenen zonenübergreifenden Übertragungskapazitäten sowie
- den manuell gesteuerten Lastabwurf.

Für die Auswahl der Entlastungsmaßnahmen werden ebenfalls Kriterien angesetzt [50, 86–88], womit Maßnahmen unter Berücksichtigung der folgenden Punkte einzusetzen sind:

- Aktivierung der wirksamsten und wirtschaftlichsten Maßnahme,
- Aktivierung von Maßnahmen nach Möglichkeit in Echtzeit unter Berücksichtigung von Aktivierungszeiten und Dringlichkeit der zu behebenden Netzsituation,
- Berücksichtigung von Fehlerrisiko und Auswirkungen auf die Betriebssicherheit sowie
- Anwendung von Maßnahmen mit einer möglichst großen zonenübergreifenden Wirkung unter Berücksichtigung aller betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte.

Im Zuge des Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsausbau vom 13. Mai 2019 wurden weitreichende Änderungen hinsichtlich der verpflichtenden Verfügbarkeit von Redispatch-Maßnahmen von dezentralen Erzeugungsanlagen ab 100 kW beschlossen („Redispatch 2.0“, vgl. [89]). Demnach werden unter Berücksichtigung von Mindestfaktoren, die über kalkulatorische Kosten ermittelt und durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) festgelegt werden, auch Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien für den Redispatch herangezogen (vgl. z. B. [90]), was faktisch zu einer Zusammenlegung des Redispatch im bisherigen Sinne mit dem Einspeisemanagement auf Seiten der marktbezogenen Maßnahmen führt.

Für die Beurteilung eines sicheren und zuverlässigen Systemzustandes sind gemäß [50] die „*mit Ausfallvarianten verbundenen Risiken*“ zu prüfen, wobei der Übertragungsnetzbetreiber sicherzustellen hat, dass er „*sein Übertragungsnetz in der (n-1)-Situation innerhalb der*

betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte halten kann“. Die dazu durchzuführende Ausfallanalyse soll demnach sicherstellen, dass das für den Übertragungsnetzbetrieb einzuhaltende (n-1)-Kriterium stets erfüllt ist. Die Ausfallanalyse ist somit wesentlicher Bestandteil der Betriebssicherheitsanalyse im Rahmen der Betriebsplanung (vgl. Abschnitt 3.1.1).

3.2 Leistungsflusssteuerung und Spannungshaltung im Engpassmanagement

3.2.1 Engpässe im elektrischen Energieversorgungsnetz

Bezüglich der Ursachen von Engpässen kann (im Übertragungsnetz) in erster Linie zwischen strombedingten und spannungsbedingten Engpässen unterschieden werden. Strombedingte Engpässe liegen vor, wenn die einzuhaltenden betrieblichen Grenzwerte zulässiger Ströme auf Betriebsmitteln im Normalbetrieb ((n-0)-Situation) oder in einer Ausfallvariante ((n-1)-Situation) überschritten werden. Diese können demnach oftmals direkt einzelnen Betriebsmitteln zugeordnet werden. Im Gegensatz dazu beziehen sich spannungsbedingte Engpässe in der Regel auf eine räumlich größer ausgedehnte Netzregion, in der die Spannung oftmals aus Gründen fehlender Blindleistungsquellen oder -senken nicht im gewünschten Bereich gehalten werden kann. Oftmals geht dies mit dem Fehlen konventioneller Kraftwerksleistung im betroffenen Netzgebiet einher, da diese vornehmlich eine entsprechende Blindleistungsbereitstellung durch ihre spannungsregelnde Fahrweise gewährleisten. Darüber hinaus lassen die mittelfristige Entwicklung der Erzeugungsstruktur (insbesondere die Abschaltung der verbliebenen Kernkraftwerke in den Jahren 2020 und 2022 sowie der vereinbarte Kohleausstieg) und der Netzausbauplanung (z. B. vollständige Inbetriebnahme der geplanten netzparallelen HGÜ-Systeme in 2025) Netzstabilitätsanlagen zur Aufrechterhaltung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des elektrischen Energieversorgungssystems als notwendig erscheinen. Netzstabilitätsanlagen sind dabei als Erzeugungsanlagen ausgeführt, die dem Netzbetreiber als besondere netztechnische Betriebsmittel auf Basis von [91] zur Verfügung stehen [92].

Neben betrieblichen Grenzwerten für Spannung und Strom sowie dem Bedarf an Netz- und Kapazitätsreserve (nach § 13d,e EnWG) können auch darüber hinausgehende technische Faktoren einen Eingriff der Netzbetreiber erfordern. Weitere Ursachen für die Notwendigkeit eines Eingriffs bestehen z. B. durch Engpässe oder Grenzwertverletzungen in den Themengebieten

- Flexibilitätsbereitstellung für notwendige Anpassungen von Kraftwerkseinspeisungen,
- Regelleistungsvorhaltung,
- Kurzschlussleistungsniveau,
- Momentanreserve/Schwungmasse,
- Polradwinkelstabilität,
- Frequenzstabilität sowie
- Schwarzstartfähigkeit.

Einige dieser Fragestellungen sind aufgrund ihrer grundlegenden Natur nicht direkter Bestandteil des rollierenden Planungsprozesses aus WAPP > DACF > IDCF, sondern werden im Rahmen angrenzender Betrachtungen bewertet. Hierzu zählen u. a. die Fragen nach der Notwendigkeit einer technischen Mindesterzeugung durch konventionelle (über Synchrongeneratoren gekoppelte) thermische Erzeugungsanlagen (vgl. [93, 94]) sowie in der Realität auftretende konventionelle Erzeugungssockel (vgl. [95]). Während der Erstellung dieser Arbeit wurde u. a. im Rahmen einer Masterarbeit [96] untersucht, inwiefern sich speziell netzseitige Anforderungen zur Sicherstellung eines engpassfreien Netzbetriebs ableiten lassen, die etwaige Limitierung z. B. in Bezug auf eine Mindesterzeugungsleistung konventioneller thermischer Erzeugungsanlagen außen vor lassen. Auf die weiterführende Darstellung einzelner entwickelter Verfahren und Methoden soll an dieser Stelle jedoch verzichtet werden.

In Bezug auf die Ermittlung und Dimensionierung notwendiger Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des elektrischen Energieversorgungssystems zeigt sich ein verstärkter Einsatz von Optimierungsverfahren (vgl. z. B. [97–99]). Motiviert wird dieser u. a. durch die in den letzten Jahren massiv angestiegene Häufigkeit und daraus resultierenden Kosten für Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen, die z. B. im Jahr 2020 in Summe bei ca. 1,4 Milliarden Euro lagen (vgl. **Bild 1.2**) [14]. Neben diesen kostenbehafteten Maßnahmen des Engpassmanagements existieren betriebliche Freiheitsgrade durch netzbezogene Maßnahmen, die abseits der jeweiligen einmaligen Investitionskosten (sofern betriebliche Freiheitsgrade mit einer Ergänzung der Infrastruktur einhergehen) bei Einsatz keine Kosten hervorrufen. Entsprechend der eingeführten und anzulegenden Kriterien Wirksamkeit und Wirtschaftlichkeit der Maßnahmenauswahl und des -einsatzes sind demnach netzbezogene Maßnahmen den marktbezogenen Maßnahmen bei vergleichbarer Wirksamkeit vorzuziehen.

3.2.2 Leistungsflusssteuerung durch netzbezogene Maßnahmen

Aufgrund der bereits eingeführten technisch bedingten Aufteilung der Leistungsflüsse (vgl. Abschnitt 1.1) kann es zu Situationen kommen, in denen einzelne Betriebsmittel oder Bereiche des Netzes stark ausgelastet sind, während andere Betriebsmittel oder Bereiche noch Reserven hinsichtlich ihrer aktuellen Auslastung aufweisen. Ziel der Nutzung von netzbezogenen Maßnahmen zur gezielten Leistungsflusssteuerung ist die möglichst effiziente Nutzung der vorhandenen Übertragungskapazität des Netzes. Dies führt im Ergebnis zu einer Erhöhung der möglichen Übertragungsfähigkeit des elektrischen Netzes und kann auftretende Engpässe durch mögliche Überlastungen im Betrieb ((n-0)-Situation) oder in der Ausfallvarianten-Rechnung ((n-1)-Situation(en)) verhindern bzw. heilen. Zu den heute bzw. in naher Zukunft verfügbaren netzbezogenen Maßnahmen zur Beeinflussung des Leistungsflusses zählen z. B.

- Anpassungen in der Netztopologie durch Netzschaltungen,
- Vorgabe und Anpassung von Sollwerten für HGÜ-Verbindungen,

- Maßnahmen zur gezielten Leistungsflusssteuerung durch Anpassung von Sollwerten für leistungsflusssteuernde Betriebsmittel (LSB) (insb. PST und FACTS) sowie
- Maßnahmen zur Anpassung des Spannungsbetrags durch z. B. Kompensationsanlagen oder Transformator-Stufensteller-Positionen.

Die Möglichkeit zur gezielten Steuerung von Leistungsflüssen in vermaschten Netzen basiert auf den im Folgenden skizzierten prinzipiellen Wirkungszusammenhängen³. Hierfür wird zunächst die idealisierte Übertragung einer Leistung $S_{km} = P_{km} + jQ_{km}$ zwischen zwei Knoten k und m mit Spannungen \underline{U}_k und \underline{U}_m über eine Reaktanz X_L gemäß **Bild 3.7** betrachtet.

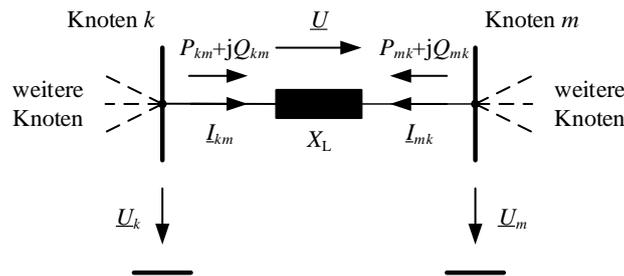


Bild 3.7 Idealisiertes Beispiel der Leistungsübertragung zwischen zwei Knoten über eine Reaktanz.

Die Leistungsflüsse zwischen den Knoten k und m ergeben sich bei Spannungen \underline{U}_k und \underline{U}_m entsprechend der Gln. (3.1) und (3.2).

$$S_{km} = \underbrace{3 \frac{U_k U_m}{X_L} \sin(\delta_k - \delta_m)}_{P_{km}} + j \underbrace{3 \frac{U_k U_m}{X_L} (1 - \cos(\delta_k - \delta_m))}_{Q_{km}} \quad (3.1)$$

$$S_{mk} = \underbrace{3 \frac{U_k U_m}{X_L} \sin(\delta_m - \delta_k)}_{P_{mk}} + j \underbrace{3 \frac{U_k U_m}{X_L} (1 - \cos(\delta_m - \delta_k))}_{Q_{mk}} \quad (3.2)$$

Die im Rahmen der Leistungsflusssteuerung gewünschte Beeinflussung des Wirkleistungsflusses kann demnach auf Basis der Gln. (3.1) und (3.2) durch die Anpassung

- der (wirksamen) Leitungsreaktanz X_L ,
- der Spannungswinkeldifferenz $\delta_{km} = \delta_k - \delta_m$ sowie
- der Spannungsbeträge U_k bzw. U_m

erreicht werden. Gleichmaßen wirken sich diese Maßnahmen auch auf den Spannungs-/Blindleistungshaushalt aus und können daher zur Spannungshaltung im Übertragungsnetz

³ Eine detaillierte Darstellung der Wirkungszusammenhänge unter Angabe der jeweils resultierenden Leistungsänderungen sowie erforderlichen Kompensationsleistungen sowie der in **Bild 3.8** angedeuteten Zeigerdiagramme liefern die weitergehenden Ausführungen in Anhang 11.1

direkt und indirekt beitragen. **Bild 3.8** gibt eine Übersicht über die prinzipiellen Wirkungszusammenhänge in einer kombinierten Darstellung.

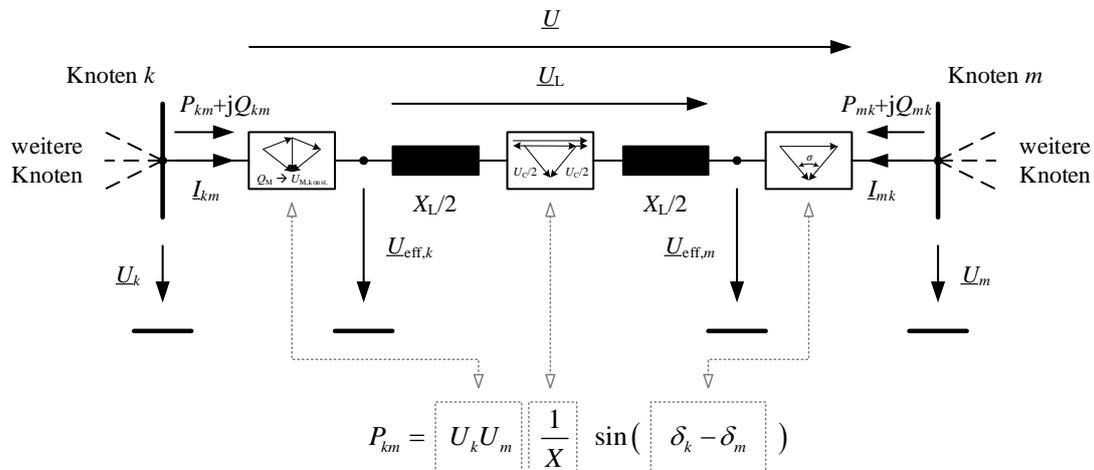


Bild 3.8 Darstellung der prinzipiellen Zusammenhänge von Wirkungsmechanismen zur Leistungsflusssteuerung (in Anlehnung an [21]).

Inwiefern das theoretisch und hier idealisiert dargestellte verfügbare Potenzial zur Erhöhung der Übertragungsleistung jeweils tatsächlich gehoben werden kann, hängt von vielen weiteren Faktoren im Netzbetrieb ab. Hierzu zählen insbesondere die

- thermische Übertragungskapazität,
- Schutzgrenzströme oder auch
- Aspekte der Stabilität.

Auf Basis der im Bau befindlichen und geplanten HGÜ-Verbindungen ist darüber hinaus auch eine direkte Leistungsvorgabe zum Transport parallel zum vermaschten AC-System möglich. Neben der auf dem HGÜ-System direkt transportierten Leistung wird so auch die parallele Übertragungsleistung und damit Auslastung im AC-System beeinflusst, weshalb auch HGÜ-Systeme unmittelbar (durch die eigene Übertragungsleistung) sowie indirekt (durch die Beeinflussung des AC-Systems) zur Leistungsflusssteuerung eingesetzt werden können. Darüber hinaus existieren Ansätze zur gezielten gekoppelten Anpassung von Netzein- und Netzauspeisung, z. B. über kommunikativ gekoppelte Batteriesysteme oder eine entsprechende Kopplung von Erzeugungs- und Verbraucheranlagen (vgl. Abschnitt 2.3 sowie [68]). Dieses so genannte ‚Netzbooster‘-Konzept soll in erster Linie im Rahmen des kurativen Engpassmanagements (vgl. hierzu die Ausführungen in Abschnitt 3.3) zum Einsatz kommen, ermöglicht aber temporär ebenso eine gezielte Beeinflussung der Leistungsflüsse im Netz. Die konkrete Ausgestaltung und Wirkung verschiedener Betriebsmittel zur Leistungsflusssteuerung auf Basis dieser eingeführten prinzipiellen Wirkungszusammenhänge wird in Kapitel 5 eingeführt.

3.2.3 Leistungsflusssteuerung durch marktbezogene Maßnahmen

In Ergänzung zu den dargestellten Maßnahmen des vorangegangenen Abschnitts, in dem das sich ergebende Marktergebnis direkt übernommen wird und lediglich eine Anpassung der sich einstellenden Leistungsflüsse durch Maßnahmen auf Seiten des elektrischen Netzes vorgenommen werden, wird in diesem Abschnitt auf die Möglichkeit der Beeinflussung und Abänderung des Marktergebnisses durch die systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber eingegangen. Oftmals werden netzbezogene Maßnahmen aufgrund ihrer begrenzten Wirkung durch marktbezogene Maßnahmen ergänzt, um einen sicheren und zuverlässigen Systembetrieb zu gewährleisten. Grundsätzlich lassen sich marktbezogene Maßnahmen zur Leistungsflusssteuerung nach § 13 (2) EnWG unterteilen in

- die Nutzung von vertraglich vereinbarten Flexibilitäten auf Verbraucher-Seite (engl. Demand Side Management, DSM),
- Sollwert-Anpassungen für konventionelle Erzeugungsanlagen (im Rahmen des Redispatches innerhalb der eigenen Regelzone, in einem Regelzonenverbund oder als so genannter ‚cross boarder redispatch‘ über Regelzonen und Ländergrenzen hinweg) sowie
- Reduktion der Einspeiseleistung von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien (im Rahmen des Einspeisemanagements).

Weiterhin wird der Einsatz von Regelleistung als marktbezogene Maßnahme bezeichnet, die jedoch in erster Linie zum Ausgleich und Bilanzierung der Erzeugungs- und Verbrauchersituation herangezogen wird. Im Rahmen des Engpassmanagements und der Leistungsflusssteuerung erfolgt der Einsatz von Regelleistung ebenso lediglich in bilanzierender Form.

Darüber hinaus stehen gemäß § 13 (3) EnWG zusätzliche Netz- und Kapazitätsreserven zur Sicherung der Zuverlässigkeit des elektrischen Energieversorgungssystems zur Verfügung, die jedoch nicht zu den marktbezogenen Maßnahmen gezählt werden. In den zugehörigen Berichten der BNetzA (vgl. z. B. [11]) werden im Wesentlichen vier Kategorien von relevantem Umfang für aktuell Anwendung findende Maßnahmen nach § 13 (2) und 13 (3) EnWG im Rahmen des Engpassmanagements ausgewiesen, wie auch **Bild 1.2** (a) bereits gezeigt hat. Diese sind:

- Redispatch (RD): Beim Redispatch werden Kraftwerke auf Basis vertraglicher Regelungen oder eines gesetzlich geregelten Verfahrens unter Erstattung der Kosten angewiesen ihre Stromeinspeisung gezielt zu verringern oder zu erhöhen, um im Netz auftretende Engpässe zu entlasten. **Bild 3.9** zeigt die prinzipiellen Wirkungszusammenhänge an einem einfachen fiktiven Beispiel. Der Redispatch hat hierbei stets bilanzneutral zu erfolgen, so dass eine Reduzierungsanweisung an ein oder mehrere Kraftwerke mit einer bilanziell gleichwertigen Erhöhungsanweisung an weitere Kraftwerke einhergehen muss [100]. Der Redispatch von konventionellen Kraftwerken ist nach **Bild 1.2** neben dem Einspeisemanagement die häufigste und sowohl hinsichtlich Volumen als auch resultierender Kosten (jeweils 200 bis

400 Millionen Euro in den letzten fünf Jahren, vgl. [4–12, 101, 102]) größte Einzelmaßnahme zum Erhalt der Netz- und Systemsicherheit. Wie in Abschnitt 2.3 eingeführt, ist die Wirksamkeit und Wirtschaftlichkeit des jeweiligen Maßnahmeneinsatzes zu berücksichtigen, was eine Formulierung als Optimierungsproblem folgerichtig erscheinen lässt. Eine mögliche und im Rahmen dieser Arbeit eingesetzte Umsetzungsform als mathematisches Optimierungsproblem wird in Abschnitt 7.1.1 eingeführt (vgl. auch [40, 41]).

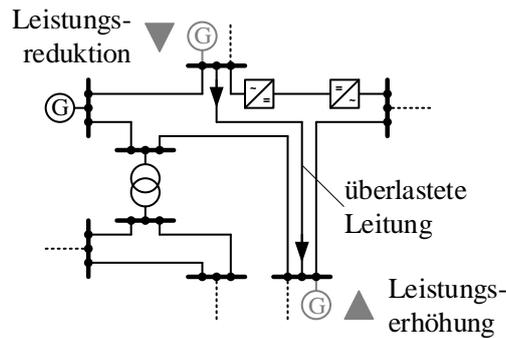


Bild 3.9 Darstellung der prinzipiellen Zusammenhänge beim Einsatz von Kraftwerks-Redispatch (dargestellt über die Generatoren G) zur Entlastung von Leitungen.

- **Einspeisemanagement (EinsMan):** Der Begriff des Einspeisemanagements wird für eine gezielte Abregelung bzw. Reduzierung der Stromeinspeisung von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien und Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung mit Einspeisevorrang verwendet. Hierbei werden die entgangenen Erlöse erstattet, wodurch z. B. im Jahr 2020 Aufwendungen in Höhe von ca. 760 Millionen Euro entstanden [13]. Wie beim Redispatch müssen die Reduzierungsmaßnahmen durch eine entsprechende Erhöhung der Erzeugungleistung an netzverträglicher Stelle ausgeglichen werden. In der Regel erfolgt dies durch den BKV, kann aber auch durch den Netzbetreiber selbst erfolgen. Die für den Ausgleich und damit verbundene Maßnahmen entstehenden Kosten werden den Kosten durch EinsMan-Entschädigungen zugeschlagen [100]. Auch für einen möglichst effizienten Einsatz von EinsMan-Maßnahmen bietet sich eine Realisierung als Optimierungsproblem an. Die Möglichkeit der Reduzierung der Einspeisung von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien kann dabei z. B. ein Freiheitsgrad im Rahmen einer Optimierung sein (vgl. Abschnitte 4.3.3 und 7.1.2). Wie in Abschnitt 3.1.3 dargestellt, führt die Einführung des Redispatch 2.0 im Rahmen der Änderungen durch [89] faktisch zu einer Zusammenlegung von Redispatch und Einspeisemanagement, wobei für Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien Mindestfaktoren der Wirksamkeit zu berücksichtigen sind.
- **Netzreservekraftwerke (RKW):** Die Bildung einer so genannten Netzreserve mit RKW dient der Vorhaltung von Erzeugungskapazitäten zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des elektrischen Energieversorgungssystems. Eingesetzt werden RKW vornehmlich für die Bewirtschaftung von Netzengpässen und für die Spannungshaltung [91]. Hier

sollen sie als Ergänzung bestehender Maßnahmen für Zeiten mit reduzierter Anzahl steuerbarer konventioneller Erzeugungsanlagen dienen. Die Aufwendungen für Vorhaltung und den Einsatz von RKW lagen in 2020 in ähnlicher Größenordnung wie RD und EinsMan [13].

- Anpassungsmaßnahmen: Unter Anpassungsmaßnahmen wird die gezielte Änderung von Einspeisungen (durch Erzeugungsanlagen) und/oder Abnahmen (durch Verbraucher) auf Verlangen des Netzbetreibers verstanden. Diese werden eingesetzt, wenn die anderen verfügbaren Maßnahmen zur Herstellung eines sicheren und zuverlässigen Betriebs nicht ausreichen. Eine Vergütung bzw. Entschädigung für Anpassungsmaßnahmen erfolgt nicht, weshalb in **Bild 1.2** (b) keine Kosten für Anpassungsmaßnahmen ausgewiesen sind. Die Anpassungsmaßnahmen stellen die letzte mögliche Maßnahme zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des elektrischen Energieversorgungssystems dar und können daher nur nach vorheriger Ausschöpfung der vorangegangenen Maßnahmen Anwendung finden.

Die konkrete Ausgestaltung und Wirkung der beiden aufwands- und kostenintensivsten marktbezogenen Maßnahmen des Engpassmanagements in Form von Redispatch und Einspeisemanagement werden in ihrer jeweiligen Implementierung in Abschnitt 7.1 eingeführt.

3.3 Engpassmanagement durch kurativen Maßnahmeneinsatz

Unabhängig von der Art der Maßnahme des Engpassmanagements (netz- oder marktbezogen) erfolgt der Eingriff zur Wahrung der Sicherheit und Zuverlässigkeit der elektrischen Energieversorgung in der bisherigen Netz- und Systemführung, wo immer möglich, vermeidend präventiv, d. h. möglichst im Vorfeld zu einem tatsächlich eingetretenen Ereignis (z. B. einer (n-1)-Situation). In diesem Sinne erfolgen alle in den vorangegangenen Abschnitten dargestellten Maßnahmen präventiv, werden in der Netzbetriebsplanung identifiziert sowie größtenteils auch umgesetzt. Im Rahmen des operativen Engpassmanagements wird seitens der ÜNB jedoch auch zwischen präventiven und kurativen Maßnahmen unterschieden (vgl. z. B. [103]). Während präventive Maßnahmen vor dem Eintritt eines Engpasses bestimmt und umgesetzt werden, dienen kurative Maßnahmen der Wiederherstellung der (n-1)-Sicherheit nach Eintritt eines ungeplanten Ereignisses und werden daher in der bisherigen Praxis im Echtzeit-Systembetrieb bestimmt und umgesetzt. Ein solcher Eingriff erfolgt in der Regel nur bei Abweichungen von den in der Betriebsplanung erfolgten Annahmen (z. B. durch Prognoseabweichungen) oder durch Ausfallszenarien, die über die Betrachtungen im Rahmen der Ausfallanalyse hinausgehen.

Vor dem Hintergrund der gebotenen Höherauslastung des elektrischen Energieversorgungssystems wird derzeit intensiv über Möglichkeiten der innovativen Systemführung diskutiert (vgl. z. B. [16, 18]). Der innovative Charakter liegt hierbei neben der flächendeckenden Einführung eines witterungsabhängigen Freileitungsbetriebs (vgl. den aktuellen Umsetzungsstand in [3]) u. a. in der Nutzung thermischer Reserven der Betriebsmittel für die Anwendung

vordefinierter kurativer Maßnahmen für bestimmte Ausfallvarianten. Diese führen einerseits zu der Möglichkeit der Reduktion präventiver Maßnahmen zur Sicherstellung der (n-1)-Sicherheit und andererseits zur Möglichkeit der Höherauslastung von Betriebsmitteln im Normalbetrieb. Im Gegensatz zu dem nach ungeplanten Ereignissen herangezogenen korrigierenden kurativen Maßnahmeneinsatz (z. B. entsprechend der Beschreibung in [103]) werden kurative Maßnahmen in der innovativen Systemführung im Vorfeld explizit und in Verknüpfung mit bestimmten Ereignissen oder Ausfallvarianten geplant und für die Auslösung im Eintrittsfall aktiviert. Neben den bereits etablierten Systemautomatiken (engl.: special protection schemes, auch: Mitnahmeschaltungen) sollen künftig auch darüber hinausgehende netz- und marktbezogene Maßnahmen für den kurativen Einsatz herangezogen werden. Aufgrund der komplexen Aufgaben und technischen Zusammenhänge sowie zulässiger Reaktionszeiten zur Umsetzung kurativer Maßnahmen in der innovativen Systemführung können diese i. d. R. nicht ad hoc ermittelt, aktiviert und ausgelöst werden. Dementsprechend kommt der Betriebsplanung für eine mögliche Höherauslastung des elektrischen Energieversorgungssystems eine entscheidende Rolle zu.

In Verbindung mit einer gezielten Integration in innovative Systemführungskonzepte erlaubt der kurative Maßnahmeneinsatz eine Höherauslastung des Bestandsnetzes bzw. reduziert die Notwendigkeit des präventiven Maßnahmeneinsatzes (vgl. z. B. [15, 16, 104, 105]). Die Möglichkeit der Höherauslastung wird durch die Substitution des Einsatzes präventiver Maßnahmen durch kurative Maßnahmen erreicht, weshalb im Normalbetrieb kein Eingriff zu erfolgen hat. Damit wirken sich Anpassungen durch etwaige Grenzwertverletzungen in Ausfallvarianten nicht direkt auf den Leistungsfluss im Normalzustand aus, sondern werden explizit durch eine vorgeplante kurative Maßnahme bei Fehlereintritt beherrscht. **Bild 3.10** verdeutlicht diesen Zusammenhang an einen exemplarischen vereinfachten Beispiel.

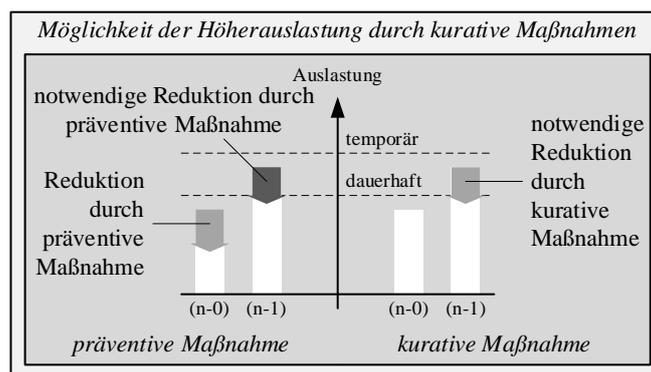


Bild 3.10 Prinzip der Möglichkeit zur Höherauslastung durch kuratives Engpassmanagement anhand einer exemplarischen Darstellung der Leitungsbelastung im (n-0)- und (n-1)-Zustand.

Im Kern fusst der kurative Maßnahmeneinsatz dabei, wie z. B. auch das Freileitungsmonitoring oder oben genannte Mitnahmeschaltungen, auf vorhandenen thermischen Reserven im aktuellen Systembetrieb, die eine temporäre Höherauslastung ohne signifikante Auswirkungen auf z. B. Alterungseffekte der Betriebsmittel erlaubt. Abgesehen von zahlreichen weiteren

stationären und dynamischen System-, Netz- und Betriebsmittelgrenzwerten stellt für die stationäre Belastbarkeit der Übertragungsleitungen und Transformatoren des Übertragungsnetzes die Betriebsmitteltemperatur den entscheidenden Grenzwert für deren Belastbarkeit dar. Sofern die betrachteten Betriebsmittel vor Eintritt eines zuvor zu definierenden Ereignisses (oftmals eines definierten Fehlers), welches zu einer temporären Höherauslastung führt, nicht mit dem permanent zulässigen Betriebsmittelstrom I_{PATL} (engl.: permanently admissible transmission loading, PATL) belastet waren, liegt auch die Betriebsmitteltemperatur unter dem jeweiligen Grenzwert T_{max} . In Abhängigkeit eines ebenfalls zu definierenden Zeitfensters t_{kur} kann demnach eine Höherauslastung zugelassen werden, sofern eine Reduktion der Auslastung durch eine vordefinierte kurative Maßnahme innerhalb dieses Zeitfensters unter den PATL-Wert erreicht werden kann.

Die Höhe des temporär zulässigen Grenzwertes der Auslastung I_{TATL} (engl.: temporary admissible transmission loading, TATL) ist dabei abhängig von der Vorbelastung und den Umgebungsfaktoren (z. B. Temperatur, Windgeschwindigkeit) zum Zeitpunkt t_e des Ereigniseintritts. **Bild 3.11** verdeutlicht diesen Zusammenhang anhand einer schematischen Darstellung des zeitlichen Verlaufs der möglichen Maximalwerte von Strom-Effektivwert $I(t)$ und Betriebsmitteltemperatur $T(t)$ vor und nach einem zu einer Höherauslastung führendem Ereignis sowie nach vollständigem Wirkungseintritt der kurativen Maßnahme zum Zeitpunkt $t_{e+\text{kur}}$. Der Stromverlauf $I(t)$ in **Bild 3.11** (a) zeigt dabei den auslegungsrelevanten Stromverlauf mit Wirkung der kurativen Maßnahme zum Ende des Zeitfensters bis zur vollen Wirkung der kurativen Maßnahme, so dass es zu einer maximalen Ausnutzung der Temperaturreserve des Betriebsmittels kommt. In der Realität wird der Zeitbereich $t_{e+\text{kur},i}$ so gewählt, dass die Wirkung deutlich vor Ende des Zeitfensters einsetzt und vollständig abgeschlossen ist (vgl. **Bild 3.11** (b) sowie die Darstellung in [74]).

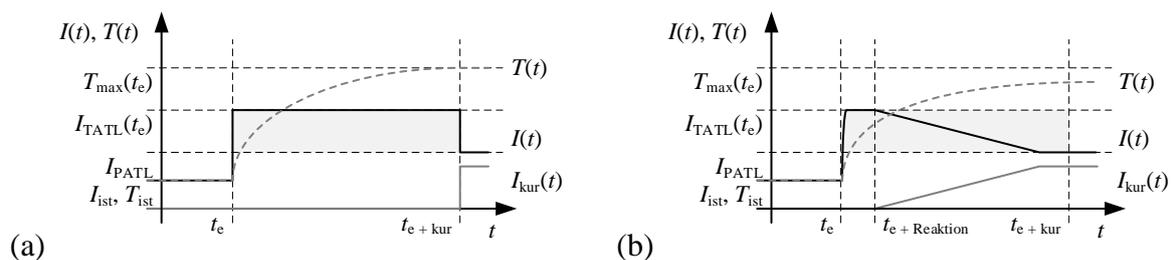


Bild 3.11 Schematische Darstellung des auslegungsrelevanten (a) sowie exemplarisch auftretenden (b) Strom- und Temperaturverlaufs bei kurativem Maßneneinsatz (in Anlehnung an [74]).

Aktuelle Untersuchungen im Rahmen von [18] diskutieren dabei u. a. auch den Einsatz von mehreren kurativen Zeitfenstern, denen einzelne mögliche kurative Maßnahmen in Abhängigkeit der Geschwindigkeit der kurativen Wirkung zugeordnet werden können. Bei der Umsetzung einer Systemführung unter gleichzeitiger Nutzung mehrerer dieser Zeitfenster ist zu

beachten, dass eine sequentielle Nutzung nur eingeschränkt möglich ist, da thermische Reserven ab der Erstnutzung eines entsprechenden Fensters reduziert werden und eine exakte Bestimmung der verbleibenden Reserve in der Praxis kaum möglich erscheint. **Bild 3.12** zeigt schematisch mögliche zulässige temporäre Grenzwerte $I_{TATL,i,j}$, wobei dessen Abhängigkeit vom maßgeblichen Zeitbereich $t_{e+kur,i}$ sowie der Vorbelastung durch den Strom $I_{ist,j}$ deutlich wird.

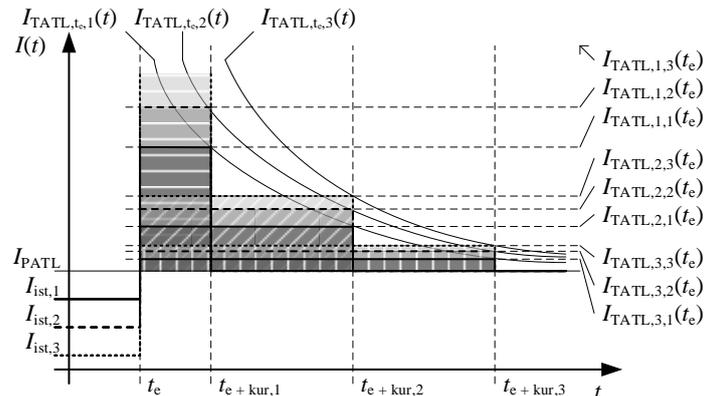


Bild 3.12 Schematische Darstellung exemplarisch zulässiger Grenzwerte $I_{TATL,i,j}$ in Abhängigkeit der Dauer bis zur Wirksamkeit $t_{e+kur,i}$ der kurativen Maßnahme und der Vorbelastung $I_{ist,j}$.

Für den Einsatz als kurative Maßnahme kommen grundsätzlich alle Elemente und Konzepte mit Wirkung auf die engpassbehaftete Stelle in Frage. Dementsprechend sind dies auch und insbesondere die in den vorangegangenen Abschnitten eingeführten netz- und marktbezogenen Maßnahmen zur Leistungsflusssteuerung. Um eine möglichst große Wirkung der kurativen Maßnahme zu entfalten und eine merkliche Höherauslastung in Form eines temporär zulässigen Stromes I_{TATL} gegenüber dem stationären Stromgrenzwert I_{PATL} zuzulassen, sind insbesondere Maßnahmen für den Einsatz interessant, die schnell stellbar sind und ihre Wirkung schnell entfalten. Hierzu gehören insbesondere leistungselektronisch gesteuerte sowie auf leistungselektronischen Umrichtern basierende Elemente wie z. B. FACTS und HGÜ-Systeme. Darüber hinaus eignen sich auch PST für den kurativen Maßnahmeneinsatz. Potentiell weniger gut geeignet oder zumindest lediglich innerhalb eines längeren Zeitraums wirksam (und damit mit geringer Differenz von I_{PATL} und I_{TATL}) sind z. B. RD-Maßnahmen mit schnellen konventionellen Kraftwerken wie z. B. Gasturbinen.

In Bezug auf eine konkrete Umsetzung im Rahmen einer innovativen Systemführung sind zahlreiche Detailfragen zu berücksichtigen, die u. a. in [74] sowie im Rahmen von [18] diskutiert werden. Neben der konkreten informations- und fernwirkleitetechnischen Einbindung in bestehende Prozesse und Infrastrukturen sind dabei insbesondere Fragen der Besicherung einzelner kurativer Maßnahmen wesentlich, die im Folgenden jedoch nicht weiter detailliert werden. In Abhängigkeit der möglichen Wirkungsdauer kurativer Maßnahmen sind darüber hinaus stationär andauernde Ablösekonzepte bzw. konkrete Ablösemaßnahmen für zeitlich

begrenzt zur Verfügung stehende kurative Maßnahmen zu entwickeln. Bei umfassender Anwendung kurativer Maßnahmen wird in Anlehnung an die erforderliche einfache Ausfallsicherheit des Netzes auch von kurativer (n-1)-Sicherheit gesprochen [106].

4 Werkzeug zur nichtlinearen mathematische Optimierung

4.1 Optimierung im Kontext der elektrischen Energieversorgung

In Abhängigkeit des Planungshorizonts und der Vorlaufzeit bis zum Echtzeitbetrieb können verschiedene Planungsstufen (vgl. hierzu auch die Darstellungen in Abschnitt 3.1.2) und klassischerweise darin ablaufende Optimierungsfragestellungen unterschieden werden. **Bild 4.1** zeigt eine Einteilung möglicher Optimierungsprobleme für unterschiedliche Planungshorizonte.

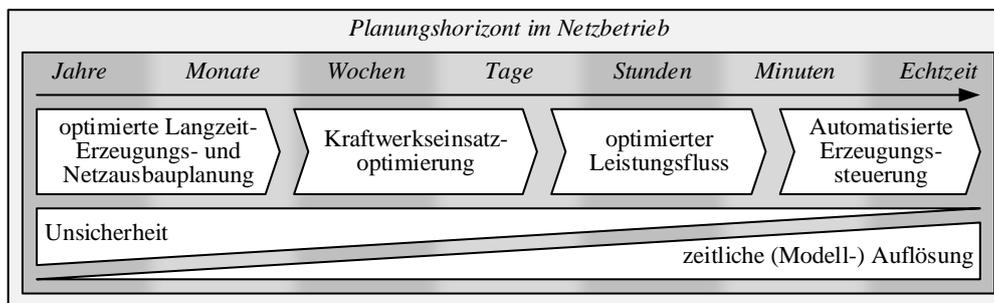


Bild 4.1 Planungsstufen und Optimierungsfragestellungen im Netzbetrieb (in Anlehnung an [107]).

Optimierungsaufgaben im Betrieb elektrischer Energieversorgungssysteme umfassen in der historischen Entwicklung zunächst die möglichst kostengünstige Energieerzeugung, so dass in diesem Themenfeld zahlreiche Optimierungsfragestellungen und -umsetzungen bekannt sind. Hierzu zählen insbesondere:

- die Kraftwerkseinsatzplanung [63, 64, 108]
 - als lokaler oder lokal (ohne örtliche Restriktionen) angenommener Kraftwerkseinsatz zur Deckung einer Verbraucherleistung (engl.: merit order) [44, 109],
 - als Kraftwerkseinsatz in Verbundsystemen mit mehreren Zonen [64] oder
 - als zeitliche Kraftwerkseinsatzplanung (engl.: unit commitment) unter Verwendung verschiedener Optimierungsmethoden und Lösungsverfahren [44, 64, 109, 110]
- die Optimierung der Einsatzplanung von durch äußere Faktoren zusätzlich beschränkte Erzeugungsanlagen (wie z. B. dem natürlichen oder künstlichen Zufluss bei Wasserkraft) [44, 109, 110] sowie
- die ökonomische Lastverteilung (Verlustminimierung) von Erzeugungsleistung ohne oder mit Berücksichtigung von technischen Restriktionen (z. B. des elektrischen Netzes oder der Erzeugungsanlagen) [64, 111].

Vor dem Hintergrund der Liberalisierung der elektrischen Energieversorgung in Europa ist die Energieerzeugung vom Netzbetrieb und damit insbesondere der Netz- und Systemführung getrennt zu betrachten, so dass aus dem Marktergebnis herrührende Kraftwerkseinsätze zunächst als Parameter (bzw. Randbedingungen) der eigenen Optimierung vorliegen und damit nicht Bestandteil einer durch den Netzbetreiber durchführbaren Optimierung sein können. Neben der klassischen Kraftwerkseinsatzoptimierung zur Reduktion der Energieerzeugungskosten (vgl. darüber hinaus auch [44, 66, 112]) wird in der Netz- und Systemführung verstärkt die Optimierung des Netzzustandes selbst adressiert. Oftmals stehen ökonomische Aspekte weiterhin im Mittelpunkt, allerdings treten auch Fragestellungen hinsichtlich des stabilen und sicheren Systembetriebs immer stärker in den Fokus [63, 110, 113].

Eine Vielzahl der Optimierungsfragestellungen aus dem Bereich der Netz- und Systemführung betrifft die Sekundäranalyse (vgl. **Bild 3.6**) und ist in HEO-Funktionalitäten des Leitsystems bzw. in Optimierungsfragestellungen und -funktionalitäten von Offline-Systemen der Netzbetriebsplanung ausgelagert. Ein Großteil dieser Optimierungen wird dementsprechend nicht im Echtzeit-Systembetrieb, sondern in vorgelagerten Netzbetriebsplanungsprozessen umgesetzt. Zu den wesentlichen Anwendungsgebieten zählen die Durchführung von Optimierungen des Leistungsflusses zur Minimierung bzw. Sollwert-Ermittlung von z. B.

- Netzverlusten,
- Blindleistungsbilanzen und
- Blindleistungsaustauschen mit benachbarten (horizontalen) sowie unterlagerten (vertikalen) Netzebenen.

Neben diesen Fragestellungen der Optimierung des Netzbetriebs mit dem Ziel innerhalb eines zulässigen Betriebsbereichs im Normalbetrieb einen (ökonomisch oder technisch) besseren Arbeitspunkt einzustellen, erfolgt ebenso ein verstärkter Einsatz von Optimierungsfragestellungen zur Ermittlung von Maßnahmen der Systemsicherheit und des Engpassmanagements (unter Anwendung von § 13 EnWG). Fokus ist hier die optimierte Maßnahmenermittlung zur Einhaltung betrieblicher Grenzwerte und damit zum Verbleib im Normalbetrieb und der Sicherstellung der für diesen geltenden Vorgaben und Prämissen (wie z. B. des (n-1)-Kriteriums). Dementsprechend sind derartige Optimierungsfragestellungen insbesondere unter Berücksichtigung von Ausfallanalysen durchzuführen.

Diese und weitere Fragestellungen werden in der Regel als optimierter Leistungsfluss (engl.: optimal power flow, OPF) bezeichnet bzw. umgesetzt. Beispiele hierfür finden sich z. B. in [63, 64, 110, 114]. In der Literatur wurde in Abgrenzung zur reinen Optimierung eines Systemzustandes, wie ursprünglich in [115] vorgeschlagen, bei der Berücksichtigung von (Sicherheits-) Grenzen oder betrieblichen Grenzwerten (z. B. inkl. der Abbildung von Ausfallvarianten) oder bei der gezielten Berücksichtigung und Modellierung von Maßnahmen (präventiver und kurativer Art) zur Einhaltung dieser Grenzwerte im Englischen von einem „Security

Constrained Optimal Power Flow‘ (SCOPF) gesprochen [116, 117]. Es setzt sich jedoch vermehrt die Ansicht durch, dass nahezu jedes auf realistischen Annahmen basierende Optimierungsproblem entsprechende Grenzen und Grenzwerte als Nebenbedingungen enthält, so dass realitätsnahe Problem-Formulierungen immer in die SCOPF-Klasse fallen. Daher wird die explizite Angabe oftmals weggelassen und die klassische Bezeichnung OPF verwendet [118, 119]. Dieser Ansicht wird auch in der vorliegenden Arbeit entsprochen, so dass alle als OPF bezeichneten Optimierungsprobleme stets auch Nebenbedingungen aufweisen, die eine Bezeichnung als SCOPF rechtfertigen würden.

4.2 Modellierung nichtlinearer mathematischer Optimierungsprobleme

4.2.1 Optimierungsklassen und -methoden

Zahlreiche Aspekte der Betriebsplanung, Echtzeit-Systemführung sowie insbesondere des Engpassmanagements können und werden in verstärktem Maße durch Optimierungen unterschiedlicher Ausführung abgedeckt. Eine Klassifizierung von Optimierungsmethoden ist hinsichtlich verschiedener grundsätzlicher Kriterien möglich. Eine Einteilung der Optimierungsmethoden kann z. B. hinsichtlich der folgenden Klassen erfolgen (vgl. [66]):

- klassische mathematische Optimierungsmethoden,
- intelligente Suchmethoden und
- nichtquantitative Ansätze zur Berücksichtigung von Unsicherheiten.

Innerhalb der mathematischen Optimierung kann die Modellklasse des Optimierungsproblems unterschieden werden in die beispielhaft genannten Klassen

- lineare Programme (LP) mit den exemplarischen Unterklassen
 - gemischt-ganzzahlige Programme (GGLP; engl.: mixed-integer programming, MIP),
 - stochastische lineare Programme (SLP),
- nichtlineare Programme (NLP) mit den exemplarischen Unterklassen
 - quadratische Programme (QP),
 - nichtlineare Programme mit nichtkontinuierlichen Ableitungen (engl.: discontinuous nonlinear programming, DNLP) sowie
- dynamische Programme (DP) (vgl. [26, 66, 108, 120]).

Der Name der Klasse gibt direkt Aufschluss über die Eigenschaften des mathematisch formulierten Modells, das z. B. für LP nur lineare Zusammenhänge, für NLP mindestens einen nichtlinearen Zusammenhang und für MIP mindestens einen Zusammenhang mit Ganzzahligkeitsentscheidungen aufweist. Neben den hier explizit genannten Klassen können auch Kombinationen dieser auftreten, wie z. B. gemischt-ganzzahlige nichtlineare Programme (engl.: mixed-integer nonlinear programming, MINLP). Der Begriff ‚Programm‘ in der Benennung der

Klassen geht auf die Anfänge der mathematischen Optimierung im Rahmen militärischer Programme zurück und hat sich bei deren Weiterentwicklung etabliert (vgl. z. B. [121]).

Intelligente Suchmethoden zur Ermittlung einer Lösung für Anwendungsprobleme bilden oftmals bestimmte Verhaltensweisen oder biologische Prozesse nach, mit Hilfe derer die formulierten Probleme gelöst werden. Zu den bekanntesten Verfahren zählen

- Ameisen-Algorithmen (engl.: ant colony),
- Evolutionsalgorithmen bzw. genetische Algorithmen (engl.: genetic algorithm),
- neuronale Netze (engl.: optimization/artificial neural network),
- Partikelschwarmoptimierung (engl.: particle swarm optimization),
- simulierte Abkühlung (engl.: simulated annealing) und
- Tabu-Suche (engl.: tabu search) (vgl. z. B. [66, 108, 122]).

Diese Methoden, die oftmals auch als Heuristiken bezeichnet werden, kommen i. d. R. dort zum Einsatz, wo eine mathematische Beschreibung der Zusammenhänge sehr aufwendig oder nicht möglich ist und daher klassische Optimierungsmethoden aufgrund der Problemgröße und Problemkomplexität keine Lösung mehr ermitteln können [123]. Im Gegensatz zur mathematischen Optimierung liefern sie in der Regel keine (nachweislich) optimale, sondern eine zulässige, näherungsweise bzw. hinreichend gute Lösung. In diesem Zusammenhang wird auch von einer ‚Black-Box‘-Optimierung ohne detaillierte Kenntnis über die eigentlichen mathematischen Zusammenhänge des Problems gesprochen.

Die Abbildbarkeit von Unsicherheiten wird durch die Anwendung von nichtquantitativen Ansätzen wie z. B.

- probabilistischer Optimierung (auch nur Probabilistik),
- Unschärfelogik (engl.: fuzzy logic) oder
- analytisch hierarchischen Prozessen (engl.: analytical hierarchical process)

ermöglicht. Diese erlauben eine Einbeziehung von Ungenauigkeiten und Unschärfen wie sie bei realen Prozessen stets anzutreffen sind (vgl. [66]).

Vor dem Hintergrund typischer Fragestellungen der Netz- und Systemführung ist die exakte Nachbildung der physikalischen Effekte (z. B. des Leistungsflusses) wesentlich. Aufgrund der dem mathematischen Problem inliegenden Nichtlinearitäten ergibt sich eine Formulierung als nichtlineares mathematisches Problem (vgl. die Formulierungen in Abschnitt 2.2). Neben der mathematischen Formulierung des Anwendungsproblems stellt die Reproduzierbarkeit des Ergebnisses für einen vorgegebenen Satz an Eingangsgrößen und Randbedingungen (also z. B. einen bestimmten Netz- und Betriebsmittelzustand) eine wichtige Voraussetzung für die Anwendbarkeit im Rahmen der Netz- und Systemführung dar. Die Anwendung der nichtlinearen mathematischen Optimierung erweist sich damit gegenüber anderen Klassen als vorteilhaft zur Erfüllung der Anforderungen im Rahmen dieser Arbeit.

Eine wesentliche Voraussetzung zur Umsetzung einer mathematischen Optimierung liegt in der Abstraktion eines realen Anwendungsproblems auf ein Modell, welches die wesentlichen Eigenschaften der realen Anwendung aufweist, diese aber in einer für ein Lösungsverfahren geeigneten mathematischen Form darstellt. **Bild 4.2** zeigt in abstrahierter Form die wesentlichen Elemente ‚Anwendungsproblem‘, ‚Modellbildung‘ und ‚Lösung‘ und deren Zusammenhänge in einer mathematischen Optimierung (in Anlehnung an [124, 125]).

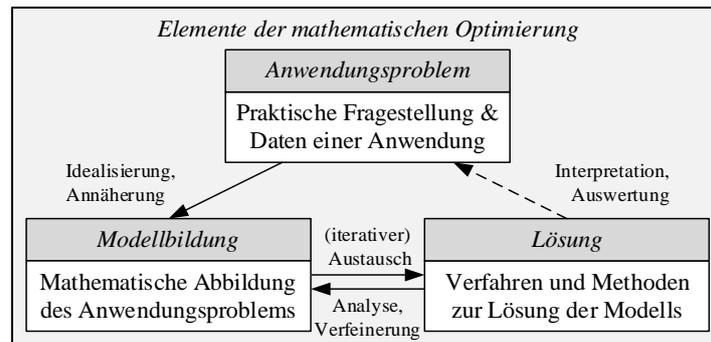


Bild 4.2 Verallgemeinerte und abstrahierte Darstellung der Elemente einer mathematischen Optimierung.

4.2.2 Mathematische Formulierung von Optimierungsproblemen

Das Ziel der Modellierung ist die Abstraktion und Abbildung des nichtlinearen Anwendungsproblems in Form einer mathematischen Formulierung. Liegt das Ziel lediglich in der Minimierung oder Maximierung einer bestimmten Kenngröße des Anwendungsproblems, so kann das mathematische Modell lediglich aus einer Zielfunktion f in der Standardform gemäß Gl. (4.1) bestehen.

$$\min_x f(\mathbf{x}) \tag{4.1}$$

Die Zielfunktion enthält die mathematische Beschreibung der zu minimierenden Optimierungsgröße in Form eines Funktionswertes $f(\mathbf{x})$. In der hier angegebenen allgemeinen Form beschreibt der Vektor \mathbf{x} die Variablen des modellierten Systems. Eine Formulierung, in der die Funktionswerte maximiert werden sollen, kann durch Multiplikation mit minus eins in ein Problem in Standardform überführt werden [126]. Aus Gründen der einfacheren Darstellung werden Optimierungsprobleme im Folgenden stets als Minimierungsprobleme dargestellt. Die Darstellungsform nach Gl. (4.1) wird als unrestringiertes oder unbeschränktes Optimierungsproblem bezeichnet, da neben der eigentlichen Zielfunktion keine weiteren, eventuell beschränkenden Bedingungen, formuliert sind. Folglich können in Abgrenzung dazu Optimierungsprobleme auch restringiert bzw. beschränkt sein. Dies ist der Fall, wenn neben der Zielfunktion Nebenbedingungen den Lösungsraum einschränken. Ein restringiertes Optimierungsproblem wird in der Standardform über Gl. (4.2) ausgedrückt.

$$\begin{aligned} \min_{\mathbf{x}} f(\mathbf{x}) \\ \text{u. d. N. } \mathbf{c}_G(\mathbf{x}) = \mathbf{0} \\ \mathbf{c}_U(\mathbf{x}) \leq \mathbf{0} \end{aligned} \quad (4.2)$$

Hierin sind $\mathbf{c}_G(\mathbf{x})$ und $\mathbf{c}_U(\mathbf{x})$ Gleichheits- bzw. Ungleichheitsnebenbedingungen der jeweiligen Mengen G und U und die Abkürzung u. d. N. steht für die mathematische Formulierung ‚unter den Nebenbedingungen‘, die der auch im deutschen Sprachraum etablierten englischen Bezeichnung ‚subject to‘, s. t., entspricht. Unter Berücksichtigung der Nebenbedingungen \mathbf{c}_G und \mathbf{c}_U kann die Menge X der zulässigen Lösungen \mathbf{x}_z gemäß Gl. (4.3) beschrieben werden.

$$X = \left\{ \mathbf{x}_z \mid \begin{cases} \mathbf{c}_G(\mathbf{x}) = \mathbf{0} \\ \mathbf{c}_U(\mathbf{x}) \leq \mathbf{0} \end{cases} \right\} \quad (4.3)$$

Ziel der Optimierung ist die Ermittlung des minimalen/optimalen Zielfunktionswertes f_{\min} unter Berücksichtigung der mathematisch formulierten Nebenbedingungen. Die mathematische Beschreibung der Optimalität einer Lösung, also des Optimums \mathbf{x}^* innerhalb des Lösungsraums X , stellt damit neben der eigentlichen Problemformulierung eine entscheidende Voraussetzung für die Auffindung einer Lösung des mathematischen Optimierungsproblems dar. Wesentlich dafür ist zunächst die Ermittlung von Lösungskandidaten, die hinsichtlich ihrer Optimalität geprüft werden können.

4.2.3 Lösungsverfahren

Die Ermittlung von Lösungskandidaten erfolgt durch den Einsatz von Lösungsverfahren für Optimierungsprobleme. Hierzu können verschiedenste mathematische Verfahren und Methoden eingesetzt werden, um ausgehend von einem Startpunkt $\mathbf{x}_{(0)}$ eine Sequenz an Lösungskandidaten $\mathbf{x}_{(i)}$ nach Gl. (4.4) zu ermitteln.

$$\left\{ \mathbf{x}_{(i)} \right\}_{i=0}^{\infty} \quad (4.4)$$

Dieses iterative Vorgehen ist exemplarisch in **Bild 4.3** dargestellt, in dem die Konturlinien von $f(\mathbf{x})$ äquivalente Zielfunktionswerte in der Darstellungsebene zeigen. Eine programmtechnische Umsetzung dieser Lösungsverfahren wird in der Regel als ‚Solver‘ bezeichnet. In Abhängigkeit der Problemklasse (siehe Abschnitt 4.2.1) werden unterschiedliche Solver eingesetzt, die auf die Lösung der jeweiligen Problemklasse spezialisiert sind. **Tabelle 4.1** gibt eine Übersicht über eine Auswahl von kommerziellen und frei verfügbaren Solvern und deren Zuordnung zu entsprechenden Problemklassen.

Für die Lösung der im Folgenden entwickelten Optimierungsfragestellungen werden verschiedene Solver eingesetzt, vor allem ‚IPOPT‘ (engl.: Interior Point Optimizer) [127] und ‚KNITRO‘ (Nonlinear Interior Point Trust Region Optimization) [128]. IPOPT baut auf einem

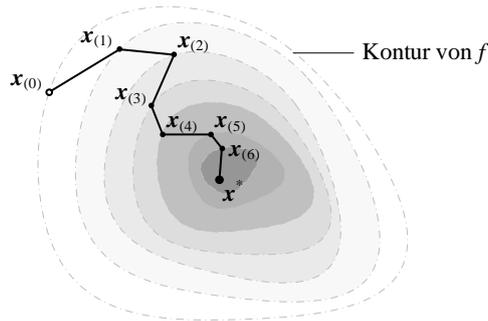


Bild 4.3 Exemplarische Darstellung des iterativen Lösungsprozesses eines Optimierungsproblems mit Zielfunktion $f(x)$ und sieben Iterationsschritten.

Tabelle 4.1 Übersicht ausgewählter Solver und deren Eignung zur Lösung verschiedener mathematischer Problemklassen (nach [130, 131]).

Solver	Problemklasse					Verfügbarkeit
	LP	MIP	NLP	DNLP	MINLP	
BARON	✓	✓	✓	✓	✓	kommerziell
CONOPT	✓	✗	✓	✓	✗	kommerziell
COUENNE 0.5	✗	✗	✓	✓	✓	frei
IPOPT 3.12	✓	✗	✓	✓	✗	frei
KNITRO 11.1	✓	✗	✓	✓	✓	kommerziell
LGO	✓	✗	✓	✓	✗	kommerziell
LOQO	✓	✗	✓	✗	✗	kommerziell
MINOS	✓	✗	✓	✓	✗	kommerziell
SNOPT	✓	✗	✓	✓	✗	kommerziell

„Innere Punkte“-Verfahren auf und nutzt auf Filtermethoden basierende „Line Search“-Methoden zur Auffindung von globalen Optima. KNITRO nutzt ebenfalls Innere Punkte-Verfahren und Line Search-Methoden, ergänzt bzw. kombiniert diese jedoch auch mit der Methode der „Trust Region“ sowie den Verfahren der „konjugierten Gradienten“ und der „sequentiell quadratischen Programmierung“ [129].

Die Methoden Line Search und Trust Region (vgl. **Bild 4.4**) werden genutzt, um von einem aktuellen Punkt (Startwert der Optimierung $x^{(0)}$ oder aktueller Iterationsschritt $x^{(i)}$) einen neuen Wert für den nächsten Iterationsschritt $x^{(i+1)}$ nach Gl. (4.5) der Sequenz aus Gl. (4.4) zu ermitteln.

$$x^{(i+1)} = x^{(i)} + s_{(i)}r_{(i)} \tag{4.5}$$

Hierbei müssen in der Regel eine Richtung $r_{(i)}$ und die Schrittlänge $s_{(i)}$, die entgegen der idealisierten Angabe in Gl. (4.4) nach endlich vielen Iterationen I schließlich zu einem Optimum x^* führen sollen, ermittelt werden. Bei der Anwendung von Line Search- (LS-) Methoden liegt der Schwerpunkt auf der Ermittlung von Richtung $r_{(i)}$ und Schrittweite $s_{(i)}$ des Iterationsschritts i zur Ermittlung eines neuen Lösungskandidaten $x^{(i+1)}$. Im Gegensatz dazu liegt der Fokus bei der Trust Region-Methode nicht auf der Bestimmung einer möglichst

optimalen Schrittlänge $s_{(i)}$ entlang einer vorgegebenen Suchrichtung $r_{(i)}$, sondern in der Ermittlung eines Vertrauensbereichs (der Trust Region, TR) um den aktuellen Punkt $x_{(i)}$, in dem ein lokales Modell $m_{(i)}$ die eigentliche Zielfunktion f gut abbildet.

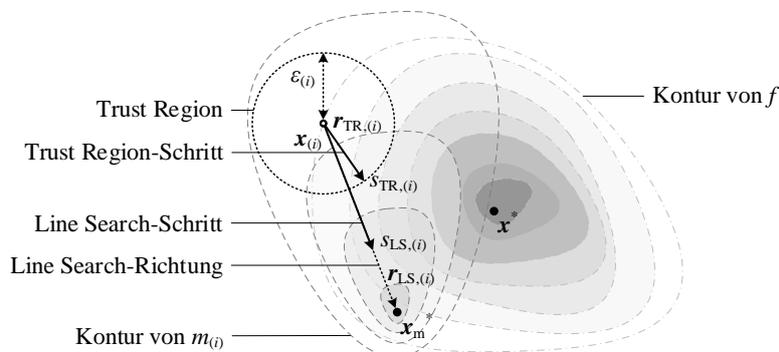


Bild 4.4 Exemplarische Darstellung eines Trust-Region- bzw. eines Line Search-Schrittes innerhalb eines lokalen Modells $m_{(i)}$ um $x_{(i)}$.

Innere Punkte- und konjugierte Gradienten-Verfahren nutzen u. a. diese prinzipiellen Methoden, um in einem iterativen Prozess schließlich ein Optimum x^* zu erreichen⁴. Der Abbruch der Suche erfolgt, sobald die Lösung x^* zu definierenden Optimalitätsbedingungen mit einer ebenfalls vorzugebenden Genauigkeit ε genügt.

4.2.4 Optimalitätsbedingungen in beschränkten Optimierungsproblemen

Optimalität im Sinne der Darstellung eines Optimierungsproblems (z. B. nach Gl. (4.1)) bedeutet die Auffindung des minimalen Zielfunktionswertes $f_{\min} = f(x^*)$. In vielen Fällen existieren für die Abbildung realer Anwendungsprobleme in lokalen Bereichen Minima, so dass die Begriffe lokales Minimum und globales Minimum zu unterscheiden sind. **Bild 4.5** verdeutlicht den Sachverhalt an einem einfachen Beispiel mit lokalen Minima $f_{\min,1}$ und $f_{\min,2}$ sowie einem globalen Minimum $f_{\min,3}$.

Für die Ermittlung von Minima werden die Eigenschaften des Minimalpunktes herangezogen. Wie für den eindimensionalen Fall in **Bild 4.5** durch die waagerechte Kennzeichnung in den Minima angedeutet, wird der Gradient, der durch das Differential (auch: die Ableitung) $f'(x)$ ermittelt wird, im Minimum zu null. Im allgemeinen Fall der Abbildung $f: \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}$ einer mindestens einmal stetig differenzierbaren Funktion f kann dies über die notwendige Bedingung erster Ordnung in Gl. (4.6) ausgedrückt werden. Je nach Anwendungsfall und Fragestellung ist das Auffinden des globalen Optimums anzustreben. Eine günstige Eigenschaft der

⁴ Eine weitergehende Übersicht über die grundlegenden mathematischen Ansätze und Zusammenhänge der angegebenen Methoden und Verfahren liefert die Darstellung in Anhang 11.3.

Zielfunktion vor diesem Hintergrund ist die Konvexität, da für konvexe Zielfunktionen ein lokales Minimum gleichzeitig das globale Minimum darstellt [132–135]⁵.

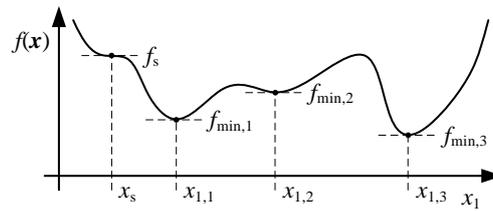


Bild 4.5 Exemplarischer Funktionsverlauf $f(x)$ mit Sattelpunkt f_s , lokalen Minima $f_{\min,1}$ und $f_{\min,2}$ sowie globalem Minimum $f_{\min,3}$.

$$\begin{aligned} \nabla f(\mathbf{x}) &= \left(\frac{\partial f}{\partial x_1}, \dots, \frac{\partial f}{\partial x_n} \right)^T \\ &= \mathbf{0} \end{aligned} \tag{4.6}$$

Da nichtlineare Optimierungsprobleme oftmals nichtkonvex sind, müssen für nichtlineare Optimierungsprobleme oftmals weitergehende Bedingungen zum Auffinden lokaler Minima herangezogen werden. Da die Bedingung aus Gl. (4.6) auch für nichtkonvexe Funktionen für ein Minimum notwendig aber nicht hinreichend ist, zeigt der so genannte Sattelpunkt f_s in **Bild 4.5**. Daher müssen weitere Bedingungen zweiter Ordnung eingeführt werden, die die Matrix der zweiten partiellen Differentiale $\nabla^2 f(\mathbf{x})$, die Hesse-Matrix, einbeziehen. Wie am eindimensionalen Beispiel in **Bild 4.5** leicht zu erkennen ist, beschreibt das zweite Differential den Gradienten des ersten Differentials und muss für das Vorliegen eines Minimums folglich positiv sein. In Bezug auf eine Matrix, die sich im Fall einer zweifachen Differentiation der mindestens zweimal stetig differenzierbare Funktion $f: \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}$ ergibt, bedeutet dies, dass diese positiv semidefinit (Eigenwerte der Matrix größer gleich null) sein und damit Gl. (4.7) mit einem beliebigen Vektor $\mathbf{r} \in \mathbb{R}^n \setminus \mathbf{0}$ gelten muss (notwendige Bedingung zweiter Ordnung).

$$\mathbf{r}^T \nabla^2 f(\mathbf{x}) \mathbf{r} \geq 0 \quad , \forall \mathbf{r} \in \mathbb{R}^n \setminus \mathbf{0} \tag{4.7}$$

Auch für die Bedingung zweiter Ordnung kann eine hinreichende Bedingung formuliert werden. Diese liegt vor, wenn die Hesse-Matrix $\nabla^2 f(\mathbf{x})$ im Punkt \mathbf{x} gemäß Gl. (4.8) positiv definit ist, also alle Eigenwerte größer null sind.

$$\mathbf{r}^T \nabla^2 f(\mathbf{x}) \mathbf{r} > 0 \quad , \forall \mathbf{r} \in \mathbb{R}^n \setminus \mathbf{0} \tag{4.8}$$

Aus Gl. (4.8) geht dann hervor, dass es sich um ein striktes lokales Minimum im Punkt \mathbf{x} handelt. Die formelle Herleitung kann durch Anwendung des so genannten Taylor-Theorems

⁵ Eine einführende Darstellung der Konvexität liefert Anhang 11.4.

für ein- und zweimal differenzierbare Funktionen f nach Gln. (4.9) und (4.10) auf einen angenommenen Minimalpunkt \mathbf{x}^* erfolgen [132].

$$f(\mathbf{x} + \mathbf{r}) = f(\mathbf{x}) + \nabla f(\mathbf{x} + s\mathbf{r})^T \mathbf{r} \quad , \forall s \in (0,1), \mathbf{r} \in \mathbb{R}^n \quad (4.9)$$

$$f(\mathbf{x} + \mathbf{r}) = f(\mathbf{x}) + \nabla f(\mathbf{x})^T \mathbf{r} + \frac{1}{2} \mathbf{r}^T \nabla^2 f(\mathbf{x} + s\mathbf{r}) \mathbf{r} \quad , \forall s \in (0,1), \mathbf{r} \in \mathbb{R}^n \quad (4.10)$$

Hierin können \mathbf{r} und s als Schrittrichtung und -weite einer angenommenen Änderung des aktuellen Punkts \mathbf{x} interpretiert werden. Für weitere Ausführungen in Bezug auf Optimalitätsbedingungen nicht beschränkter Optimierungsprobleme sei auf [126, 132, 133, 135–137] verwiesen.

Die bisherigen Ausführungen beziehen bei der Ermittlung der Optimalität stets lediglich die Zielfunktion f ein. Bei beschränkten Optimierungsproblemen ist die Einhaltung der Nebenbedingungen wesentlich, womit neben der Optimalitätsbedingung auch die Zulässigkeit der Lösung in die Bewertung aufzunehmen ist, wie die Beispiele in **Bild 4.6** zeigen.

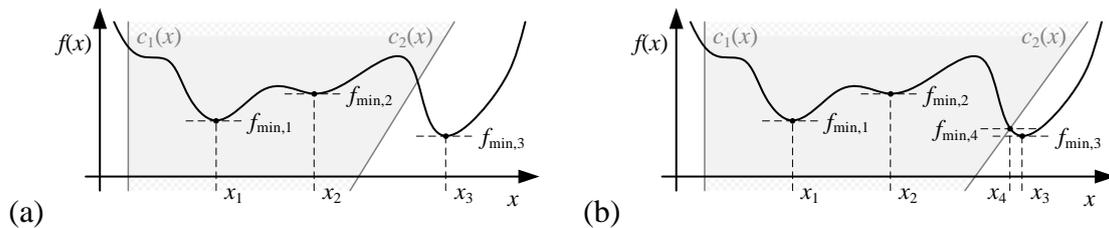


Bild 4.6 Exemplarische Funktionsverläufe $f(\mathbf{x})$ mit durch Nebenbedingungen c_1 und c_2 vorgegebener Lösungsmenge X (grau) sowie lokalen und globalen Minima.

Hierin liegt das vormals globale Optimum $f_{\min,3}$ aus **Bild 4.5** aufgrund der Nebenbedingungen $c_1(\mathbf{x})$ und $c_2(\mathbf{x})$ nun außerhalb der zulässigen grau hinterlegten Lösungsmenge X . In **Bild 4.6** (a) beschreibt daher nun der Punkt $f_{\min,1}$ das zulässige globale Optimum $f(\mathbf{x}^*)$, wobei in **Bild 4.6** (b) $f_{\min,4}$ am durch $c_2(\mathbf{x})$ beschränkten Rand der zulässigen Lösungsmenge das zulässige globale Optimum des beschränkten Optimierungsproblems darstellt. In Beispiel (b) wird $c_2(\mathbf{x})$ als aktive (bindende) Nebenbedingung bezeichnet, während $c_1(\mathbf{x})$ eine inaktive (nichtbindende) Nebenbedingung darstellt. In (a) sind beide Nebenbedingung inaktiv, die Lösung liegt nicht auf dem durch eine Nebenbedingung definierten Rand der Lösungsmenge X . Die dargestellten Beispiele illustrieren die zwei prinzipiellen Möglichkeiten für Optima im Rahmen der beschränkten Optimierung, für die im allgemeinen Fall formuliert werden kann:

- Die optimale Lösung \mathbf{x}^* ist ein lokales Minimum innerhalb der zulässigen Lösungsmenge X des Optimierungsproblems.
- Die optimale Lösung \mathbf{x}^* des Optimierungsproblems ist ein Randpunkt der zulässigen Lösungsmenge X (vgl. [126]).

Im Folgenden wird zunächst der Fall des Randpunktes (**Bild 4.6** (b)) betrachtet. Um sich grundsätzlich in Richtung eines Optimums zu bewegen, wird eine Richtung \mathbf{r} gesucht, in die die Funktionswerte $f(\mathbf{x}_{(i+1)})$ kleiner als der aktuelle Funktionswert $f(\mathbf{x}_{(i)})$ werden. Diese Abstiegsrichtung ist unter Berücksichtigung des Gradienten gegeben, wenn Gl. (4.11) gilt.

$$\mathbf{r}\nabla f(\mathbf{x}_{(i)}) < 0 \quad , \forall \mathbf{r} \in \mathbb{R}^n \quad (4.11)$$

Sofern der aktuelle Punkt $\mathbf{x}_{(i)}$ ein Randpunkt einer Ungleichheitsnebenbedingungen $\mathbf{c}_U(\mathbf{x})$ ist, kommen als Richtungen für \mathbf{r} zwei Möglichkeiten in Betracht [126]:

- entlang des Randes: In Richtung entlang des Randes bleibt der Funktionswert der Ungleichheitsnebenbedingung $\mathbf{c}_U(\mathbf{x}_{(i)})$ null, da der neue Punkt wie der vorangegangene ebenfalls auf dem Rand liegt.
- in den zulässigen Bereich: In Richtung des zulässigen Bereichs werden die Funktionswerte aufgrund der ursprünglichen Formulierung $\mathbf{c}_U(\mathbf{x}_{(i)}) \leq \mathbf{0}$ negativ, weshalb für die Richtungsableitung $\mathbf{r}\nabla \mathbf{c}_U(\mathbf{x}_{(i)}) < \mathbf{0}$ gilt.

Die beiden Möglichkeiten liefern als zulässige Richtungen für Ungleichheitsnebenbedingungen zusammen die Gl. (4.12).

$$\mathbf{r}\nabla \mathbf{c}_U(\mathbf{x}_{(i)}) \leq \mathbf{0} \quad , \forall \mathbf{r} \in \mathbb{R}^n \quad (4.12)$$

Gleichheitsnebenbedingungen entsprechen der Richtung entlang des Randes für Ungleichheitsnebenbedingungen, so dass Gl. (4.13) gilt.

$$\mathbf{r}\nabla \mathbf{c}_G(\mathbf{x}_{(i)}) = \mathbf{0} \quad , \forall \mathbf{r} \in \mathbb{R}^n \quad (4.13)$$

Für ein Optimum \mathbf{x}^* muss demnach gelten, dass es keine Richtung \mathbf{r} gibt, für die gleichzeitig die Gln. (4.11)–(4.13) gelten [126]. Um ein solches Optimum zu finden, werden die Bedingungen umformuliert, so dass als notwendige Bedingung für das Vorliegen eines (lokalen) Optimums die Karush-Kuhn-Tucker- (KKT-) Bedingungen der Gln. (4.14)–(4.18) erfüllt sein müssen [126, 132, 136].

$$\nabla f(\mathbf{x}^*) + \sum_{u=1}^U \lambda_u^* \nabla \mathbf{c}_u(\mathbf{x}^*) + \sum_{g=1}^G \mu_g^* \nabla \mathbf{c}_g(\mathbf{x}^*) = \mathbf{0} \quad (4.14)$$

$$\mathbf{c}_g(\mathbf{x}^*) = \mathbf{0} \quad , \quad g = 1, \dots, G \quad (4.15)$$

$$\mathbf{c}_u(\mathbf{x}^*) \leq \mathbf{0} \quad , \quad u = 1, \dots, U \quad (4.16)$$

$$\lambda_u^* \geq 0 \quad , \quad u = 1, \dots, U \quad (4.17)$$

$$\lambda_u^* \mathbf{c}_u(\mathbf{x}^*) = \mathbf{0} \quad , \quad u = 1, \dots, U \quad (4.18)$$

Hierin sind Gln. (4.15) und (4.16) die bekannten Nebenbedingungen der Standardform des beschränkten Optimierungsproblems aus Gl. (4.2). Gleichung (4.18) wird Komplementaritätsbedingung genannt, die bei der Erfüllung des als Multiplikatorregel benannten Ausdrucks aus Gl. (4.14) ebenfalls erfüllt sein muss. Es ist offensichtlich, dass durch die Komplementaritätsbedingungen stets $c_u(\mathbf{x})$ oder λ_u^* null sein müssen, wodurch die jeweils inaktiven Nebenbedingungen aus der Betrachtung fallen. Die Faktoren $\lambda_u^* \in \mathbb{R}^U$ und $\mu_g^* \in \mathbb{R}^G$ werden als Lagrange-Multiplikatoren und $(\mathbf{x}^*, \boldsymbol{\lambda}^*, \boldsymbol{\mu}^*)$ als KKT-Tripel mit \mathbf{x}^* als KKT-Punkt bezeichnet, wenn sie die KKT-Bedingungen erfüllen [136]. Diese Hilfsgrößen werden eingeführt, um die ursprüngliche Aussage der Nichtexistenz eines \mathbf{r} zur gleichzeitigen Erfüllung der Gln. (4.11)–(4.13) in die mathematisch einfacher zu beweisende und algorithmisch umzusetzende Aussage der Gültigkeit der Gln. (4.14)–(4.18) umzuwandeln. Aus der Multiplikatorregel ist ersichtlich, dass λ_u^* und μ_g^* für die bindenden Nebenbedingungen so gewählt werden müssen, dass sie eine Linearkombination mit dem Gradienten der Zielfunktion bilden und für nichtbindende Nebenbedingungen null sind. Weiterführende Ausführungen zu Lagrange-Multiplikatoren und -Funktionen sowie typische Anwendungen können z. B. [134, 138] entnommen werden. Auf eine detaillierte mathematische Herleitung der KKT-Bedingungen sowie deren Beweis wird an dieser Stelle verzichtet und auf das umfangreiche weitere Schrifttum verwiesen (z. B. [125, 132, 134–137, 139]).

Liegt eine optimale Lösung \mathbf{x}^* nicht wie anfangs angenommen auf dem Rand des gültigen Lösungsbereichs, sondern in dessen Inneren, so können die KKT-Bedingungen trotzdem Anwendung finden. Da die Ungleichheitsnebenbedingungen $c_u(\mathbf{x}^*)$ dann alle erfüllt sind, muss nach Gl. (4.18) $\lambda_u^* = 0$ gelten, womit der zweite Summand aus Gl. (4.14) entfällt. Darüber hinaus existieren bei einem Punkt im Inneren eines Lösungsbereichs definitionsgemäß keine $c_g(\mathbf{x}^*)$, so dass auch der dritte Summand aus Gl. (4.14) zu null und die Multiplikatorregel zu Gl. (4.6) wird, welches die notwendige Optimalitätsbedingung für die bereits betrachteten unbeschränkten Probleme ist. Da die KKT-Bedingungen und der resultierende KKT-Punkt nur eine notwendige Bedingung darstellen, müssen die so ermittelten Lösungskandidaten auf ihre Minimalität geprüft werden. Es existieren weitergehende Bedingungen zweiter Ordnung, die die zweiten Ableitungen in die Betrachtung der Optimalität beschränkter Optimierungsprobleme aufnehmen. Für eine weitere Beschreibung sei an dieser Stelle auf die entsprechende Fachliteratur [125, 132, 134–137] verwiesen.

Sofern mehrere solcher Kandidaten (und evtl. weitere Minima im Inneren des zulässigen Lösungsbereichs X) existieren, so müssen die Funktionswerte verglichen und abschließend das Minimum unter den Kandidaten ermittelt werden, wobei eine abschließende Aussage über die Globalität des Optimums offen bleibt. Ist das ursprüngliche Problem aus Gl. (4.2) konvex, so ist das lokale Optimum jedoch auch ein globales Optimum [126, 136].

Für nichtkonvexe Optimierungsprobleme ist die Ermittlung und der mathematische Beweis für das Auffinden eines globalen Optimums sehr schwer und Bestandteil des Forschungsgebiets der globalen Optimierung. Eine Vielzahl von Verfahren, Algorithmen und Methoden zum Auffinden globaler Optima stützt sich auf das Auffinden lokaler Minima [132]. Eine Einführung in die globale Optimierung geben z. B. [139, 140]. Einen Überblick über das Forschungsgebiet und Forschungsfragen liefert [141].

4.3 Optimierungswerkzeug zur Leistungsflussoptimierung

4.3.1 Aufbau von Optimierungswerkzeug und -umgebung

Neben der Möglichkeit der Formulierung eines Anwendungsproblems in mathematischer Beschreibung stellt die Interpretierbarkeit dieser Modellierung für die weiteren Prozesse (insbesondere die Lösung des formulierten Problems) eine Hauptaufgabe für Modellierungsumgebungen mathematischer Optimierungsprobleme dar. In der Anfangszeit der mathematischen Optimierung bestand die primäre Herausforderung in der Formulierung der Modellierung bzw. deren Darstellung in maschinenlesbarer Form und musste vom Modellierer selbst durchgeführt werden. Ein wesentlicher Nachteil bestand in der für Lösungsverfahren notwendigen Darstellung in Matrizenform und damit einhergehend in der Interpretation und Lesbarkeit des Problems selbst.

Über die Entwicklung und Nutzung von so genannten ‚Matrix-Generatoren‘ (engl.: matrix generators) für lineare Programme, deren wesentliche Nachteile in der Validier- und Modifizierbarkeit sowie Dokumentation, Einfachheit und Abhängigkeit von konkreten Problembeschreibungen bestanden, wurden so im Laufe der Zeit algebraische Modellierungssprachen und -umgebungen wie z. B. ‚GAMS‘ (General Algebraic Modelling System [142, 143]) und ‚AMPL‘ (A mathematical Programming Language [124, 144]) entwickelt [145–147]. Die anwendungsnahe und leicht interpretierbare Modellierung in Form einer mathematischen Darstellung stellt dabei den wesentlichen Mehrwert gegenüber früheren Umsetzungen dar. **Bild 4.7** zeigt den verallgemeinerten Aufbau und Kernkomponenten moderner Modellierungsumgebungen im Zusammenspiel mit der allgemeinen Formulierung mathematischer Optimierungsprobleme aus **Bild 4.2**.

Die üblicherweise aus Nebenbedingungen und Zielfunktionen zusammengesetzten mathematischen Modelle sind vorteilhafterweise von den eigentlichen Daten einer konkreten Ausführung des Problems getrennt, so dass das Modell mit verschiedenen Datensätzen arbeiten kann. Hierin besteht ein wesentlicher Vorteil gegenüber frühen Implementierungen, in denen die Daten Teil der Modellierung waren. Als dritte Hauptkomponente enthalten moderne Modellierungsumgebungen einen Programmteil, der das Modell in eine für die mathematische Lösungs-

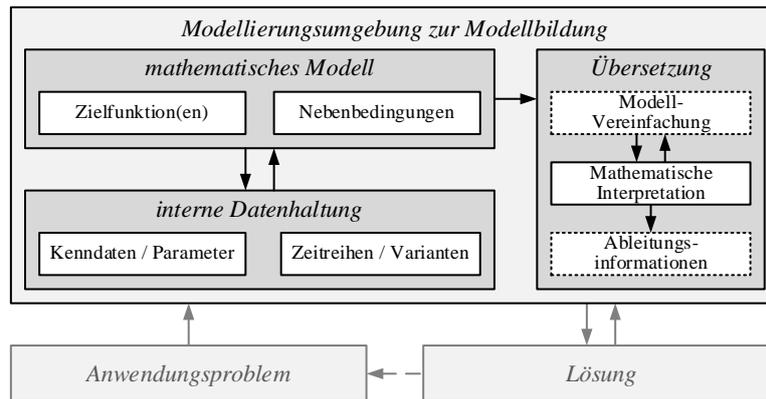


Bild 4.7 Bestandteile moderner Modellierungsumgebungen zur Modellbildung in der mathematischen Optimierung.

ermittlung und darin implementierte Verfahren interpretierbare matrizenbasierte Form übersetzt und diese Programmpaketen zur Lösungsermittlung – den Solvern – zur Verfügung stellt. Darüber hinaus können auch Bestandteile wie Modell-Vereinfachungen (engl. ‚Pre-Solve‘) und die automatische Generierung von Ableitungsinformationen (automatische Differentiation, AD, insb. relevant für nichtlineare Probleme) Bestandteil der Modellierungsumgebung sein. Ersteres nutzt Abhängigkeiten zwischen (unabhängigen und abhängigen) Variablen, um die Gesamtzahl der Variablen in einem Problem und damit die Problemgröße zu reduzieren. Zweites liefert notwendige Informationen über das Modellverhalten und ermöglicht den eingesetzten Lösungsverfahren die Nutzung spezialisierter Routinen zur Auffindung einer Lösung.

Die Bereitstellung und Aktualisierung von Ableitungsinformationen über eine AD, die durch moderne Modellierungsumgebungen für nichtlineare Probleme wie AMPL und GAMS unterstützt wird, ist wesentlich für eine effiziente Lösung durch den eingesetzten Solver. Zahlreiche Methoden und Verfahren zur Ermittlung neuer Lösungskandidaten während des Lösungsprozesses sowie die Bewertung des aktuellen Lösungskandidaten hinsichtlich dessen Optimalität (vgl. Abschnitt 4.2.4) basieren auf Informationen bzgl. der Ableitungswerte ersten und/oder zweiten Grades. Die AD stellt eine der Stärken moderner Modellierungsumgebungen für nichtlineare mathematische Probleme in Bezug auf die Lösbarkeit und -effizienz dar⁶.

Bild 4.8 zeigt exemplarisch den iterativen Lösungsprozess zwischen Modellierungsumgebungen (z. B. AMPL oder GAMS) und möglichen Solvern (IPOPT, KNITRO oder anderen) unter Austausch des aktuellen Zustands $\mathbf{x}_{(i)}$ sowie der jeweiligen Ableitungsinformationen erster und zweiter Ordnung von Zielfunktion $f(\mathbf{x}_{(i)})$ und Nebenbedingungen $\mathbf{c}_{GU}(\mathbf{x}_{(i)})$ im jeweiligen Lösungsschritt i .

⁶ Weiterführende Ausführungen zur automatischen Differentiation befinden sich in Anhang 11.5.

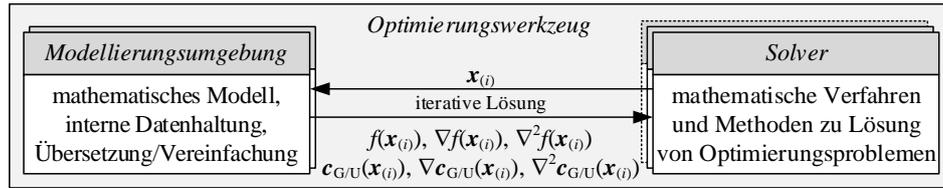


Bild 4.8 Interaktion von Lösungsverfahren und Modellierungsumgebung im Optimierungswerkzeug zur nichtlinearen mathematischen Optimierung (in Anlehnung an [26]).

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird auf eine Umgebung für nichtlineare mathematische Optimierungsprobleme zur Anwendung im Kontext elektrischer Energieversorgungssysteme aus [26] aufgebaut. Die Erweiterungen erfolgen gemäß formulierter Zielstellung (vgl. Abschnitt 1.2) zum einen hinsichtlich der inhaltlichen Schwerpunkte dieser Arbeit und zum anderen hinsichtlich einiger konzeptioneller Erweiterungen von Umgebung und Werkzeug. Die programmtechnischen Erweiterungen erfolgen in einer modularen Gestaltung der Modelle mit dem Ziel der einfachen und übersichtlichen Kombinierbarkeit und Anwendbarkeit für verschiedene Optimierungsfragestellungen und -probleme. **Bild 4.9** zeigt eine Übersicht der enthaltenen Komponenten und deren Zusammenspiel in der weiterentwickelten Optimierungsumgebung, wobei Anpassungen ggü. der initialen Umsetzung in [26] an allen Modulen realisiert sind.

Die Optimierungsumgebung besteht zum einen aus dem Optimierungswerkzeug mit Modellierungsumgebung und Solver sowie den weiteren Komponenten zur Datenhaltung, Auswertung und Verarbeitung von Ein- und Ausgangsdaten sowie eventueller Referenzumgebungen zur Verifikation der Leistungsflussergebnisse von Modellierung und deren Implementierung. Das Optimierungswerkzeug und die darin entwickelten Modelle werden im Rahmen der

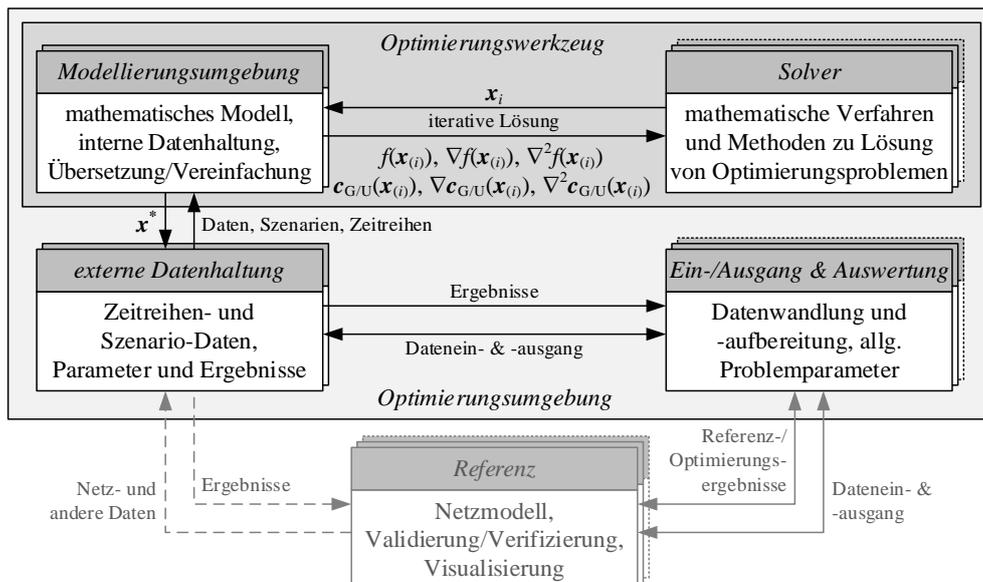


Bild 4.9 Übersicht der enthaltenen Module und deren Zusammenspiel innerhalb der entwickelten Optimierungsumgebung (in Anlehnung an [26]).

folgenden Ausführungen in den Kapiteln 5 bis 7 detailliert dargestellt, weshalb an dieser Stelle zunächst auf die weiteren Komponenten des Optimierungswerkzeuges eingegangen wird:

- ‚Datenhaltung‘: Die (externe) Datenhaltung beinhaltet alle Funktionen der Datenwandlung, -aufbereitung und -konvertierung in ein für das Optimierungswerkzeug festgelegtes (Daten-)Format. Für die Netzdatenbeschreibung kann in dem entwickelten Optimierungswerkzeug z. B. eine Tabellenkalkulation oder eine Darstellungsform in Anlehnung an das in MATLAB®/Matpower definierte ‚Matpower Case File‘-Format [27] gewählt werden, wobei insbesondere in Bezug auf weitergehende Beschreibungen von Betriebsmitteln zahlreiche Ergänzungen ggü. diesem vorgenommen werden.
- ‚Ein-/Ausgangsdaten und Auswertung‘: Die Komponente der Verarbeitung von Ein- und Ausgangsdaten sowie der Auswertung umfasst eine Vielzahl anwendungsfallspezifischer Datenfilter und Auswertalgorithmen. So sind Schnittstellen zu verschiedensten Simulationsumgebungen wie z. B. MATLAB®/Matpower [27], PowerFactory® [148] oder auch pandapower [34] realisiert, so dass in diesen Formaten vorhandene Netzdatensätze über Filterroutinen für eine Nutzung im Optimierungswerkzeug konvertiert werden können. Darüber hinaus werden Schnittstellen zur direkten Auswertung von Ergebnissen der mathematischen Optimierung in Tabellenkalkulationen eingesetzt.
- ‚Referenz‘: Der Block Referenz umfasst Möglichkeiten zur Verifikation der Leistungsfluss-Ergebnisse der Ausgangszustände und der Optimierungsergebnisse des Optimierungswerkzeuges gegenüber etablierten Simulations- und Netzberechnungsumgebungen wie z. B. PowerFactory®, MATLAB®/Matpower oder auch pandapower.

4.3.2 Leistungsfluss als Optimierungsproblem

Das Leistungsflussproblem stellt eine Grundfunktionalität des Optimierungswerkzeuges dar und ist in Form von Nebenbedingungen Bestandteil der meisten weiteren Optimierungsprobleme, die im Rahmen dieser Arbeit dargestellt werden. Die eingeführten Gleichungen bilden somit das Grundmodul für die folgenden Erweiterungen und Funktionalitäten. Daher wird das implementierte Modell der Leistungsflussberechnung und dessen mathematische Zusammenhänge hier zusammenfassend dargestellt. Für die grundlegende mathematische Formulierung sei auf Abschnitt 2.2.2 verwiesen.

Die Formulierung des Leistungsflusses als Optimierungsproblem basiert auf der Standardform eines beschränkten Optimierungsproblems nach Gl. (4.2), wobei keine Zielfunktion $f(\mathbf{x})$ im eigentlichen Sinne vorhanden ist bzw. einem Optimum zugeführt werden soll. Da die Variablen \mathbf{x} im Rahmen der Optimierung nicht frei gewählt (also über ihren Wert entschieden) werden können, sondern einen gewissen Wert (Zustand) zur Erfüllung der Nebenbedingungen einnehmen müssen, werden sie auch als Zustandsvariablen bezeichnet. Im Gegensatz dazu können Variablen als Entscheidungsvariablen bezeichnet werden, wenn über ihren Wert im Rahmen

einer Zielfunktionsoptimierung durch das Lösungsverfahren frei entschieden werden kann. Dies ist z. B. im optimierten Leistungsfluss der Fall, wenn neben den Zustandsvariablen weitere Freiheitsgrade zur Verfügung stehen, mit Hilfe derer der Zielfunktionswert direkt oder indirekt beeinflusst wird. Die Zustandsvariablen \mathbf{x} aus Gl. (4.2) sind für das Leistungsflussproblem die Knotenspannungsbeträge \mathbf{u}_k und -winkel δ_k aus Gl. (2.37). Das Problem ist gelöst und ein Leistungsfluss in Form von zulässigen Werten (Zuständen) für Knotenspannungsbeträge \mathbf{u}_k und -winkel δ_k ermittelt, wenn die Gleichheits-Nebenbedingungen \mathbf{c}_G aus Gl. (4.2) in Form der Leistungsfluss-Gleichungen (2.29) und (2.30) erfüllt werden.

Wie in **Bild 2.10** dargestellt, können die Leistungsfluss-Gleichungen in Knoten- und Netzleistungen \underline{s}_K und \underline{s}_N aufgeteilt werden. Bei einer reinen Leistungsfluss-Implementierung handelt es sich bei den Knotenleistungen (aufgrund der Annahme einer konstanten Erzeugung- und ggf. spannungsabhängigen Verbraucherleistung) um feste Parameter. Insbesondere bei der Erweiterung des Optimierungsproblems um Funktionalitäten und Freiheitsgrade durch zusätzliche Betriebsmittel und Stellmöglichkeiten wird sich der Vorteil der separaten Angabe dieser abhängigen Parameter, die bei Einführung weiterer Freiheitsgrade zu Variablen werden, zeigen. Für jeden Knoten k des Systems werden entsprechende Leistungssummen der unterschiedlichen angeschlossenen Erzeuger- (Gln. (4.19) und (4.20)) und Verbrauchereinheiten (Gln. (4.21) und (4.22)) als Knotenwirk- und -blindleistungen $\underline{s}_K = (p_{\text{Gen},k} + p_{\text{Last},k}) + j(q_{\text{Gen},k} + q_{\text{Last},k})$ definiert.

$$p_{\text{Gen},k} = \sum_{g=1}^G P_{g,k} \quad , \forall k \in K \quad (4.19)$$

$$q_{\text{Gen},k} = \sum_{g=1}^G Q_{g,k} \quad , \forall k \in K \quad (4.20)$$

$$p_{\text{Last},k} = \sum_{l=1}^L P_{l,k} \quad , \forall k \in K \quad (4.21)$$

$$q_{\text{Last},k} = \sum_{l=1}^L Q_{l,k} \quad , \forall k \in K \quad (4.22)$$

Die Netzleistungen auf der anderen Seite enthalten implizit Informationen über Netztopologie und die elektrischen Parameter der Betriebsmittel und werden als Parameter in der Optimierungsumgebung umgesetzt. Die Knotenadmittanzmatrix $\underline{\mathbf{Y}}_{\text{KK}}$ nach Gl. (2.13) stellt dabei die topologischen Verknüpfungen der Betriebsmittel eines Netzes sowie die resultierenden Impedanzen zwischen den Knoten dar. Die Längsimpedanz $\underline{Z}_L = R_L + jX_L$ eines Längselementes zwischen zwei Knoten k und m wird dabei üblicherweise über den Kehrwert als Admittanz $\underline{Y}_L = 1/\underline{Z}_L = G_L + jB_L$ angegeben. Da mathematische Modellierungssprachen in der Regel nicht die Möglichkeit der Darstellung und Berechnung komplexer Zahlen bieten, erfolgt eine Angabe über den Real- und Imaginärteil der Admittanz, wobei für die Berechnung der Bestandteile Konduktanz G_L und Suszeptanz B_L die Gln. (4.23) und (4.24) gelten.

$$G_L = \frac{R_L}{R_L^2 + X_L^2} \quad (4.23)$$

$$B_L = \frac{-X_L}{R_L^2 + X_L^2} \quad (4.24)$$

Dementsprechend muss auch die Knotenadmittanzmatrix über ihren Real- und Imaginärteil $\underline{Y}_{KK} = \mathbf{G}_{KK} + j\mathbf{B}_{KK}$ angegeben werden. Diese enthält neben den L Längsadmittanzen $\underline{Y}_{L,km,l}$ aller Zweige zwischen zwei Knoten k und m auch die aufsummierten Admittanzen der Querelemente (z. B. in Form der im π -Ersatzschaltbild üblicherweise hälftig den jeweiligen Knoten zugeordneten Q Querkomponenten $\underline{Y}_{Q,k,q}$ der Zweigelemente sowie die angeschlossenen S Kompensationsanlagen $\underline{Y}_{sh,k,s}$) an den Knoten k . Im Folgenden werden diese für den Knoten k mit g_{kk} bzw. b_{kk} bezeichnet. In den Admittanz-Teilmatrizen \mathbf{G}_{KK} und \mathbf{B}_{KK} befinden sich die resultierenden Elemente g_{km} und b_{km} der Zweigelemente auf den Nicht-Diagonalen und die Querelemente g_{kk} und b_{kk} auf den Diagonalen der jeweiligen Matrix. Die Berechnung erfolgt gemäß der Gln. (4.25) und (4.26) und entspricht der Formulierung aus den Gln. (2.15) und (2.16) für die im Optimierungswerkzeug verwendete Datenstruktur.

$$\mathbf{G}_{KK} = \begin{bmatrix} g_{11} & \cdots & g_{1k} & \cdots & g_{1K} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ g_{k1} & \cdots & g_{kk} & \cdots & g_{kK} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ g_{K1} & \cdots & g_{Kk} & \cdots & g_{KK} \end{bmatrix}, \text{ mit } \begin{cases} g_{km} = -\sum_{l=1}^L G_{L,km,l}, \quad \forall (k,m) \in K \setminus k = m \\ g_{kk} = \sum_{l=1}^L G_{L,k,l} + \sum_{q=1}^Q G_{Q,k,q} \cdots \\ \quad + \sum_{s=1}^S G_{sh,k,s}, \quad \forall k \in K \end{cases} \quad (4.25)$$

$$\mathbf{B}_{KK} = \begin{bmatrix} b_{11} & \cdots & b_{1k} & \cdots & b_{1K} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ b_{k1} & \cdots & b_{kk} & \cdots & b_{kK} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ b_{K1} & \cdots & b_{Kk} & \cdots & b_{KK} \end{bmatrix}, \text{ mit } \begin{cases} b_{km} = -\sum_{l=1}^L B_{L,km,l}, \quad \forall (k,m) \in K \setminus k = m \\ b_{kk} = \sum_{l=1}^L B_{L,k,l} + \sum_{q=1}^Q B_{Q,k,q} \cdots \\ \quad + \sum_{s=1}^S B_{sh,k,s}, \quad \forall k \in K \end{cases} \quad (4.26)$$

Die Leistungsbilanz der Knotenleistungen $\underline{s}_K = \underline{p}_K + j\underline{q}_K$, (vgl. Gl. (2.26)) als Summe der direkt am Knoten angeschlossenen Erzeugungs- und Verbraucheranlagen und Netzleistungen $\underline{s}_N = \underline{p}_N + j\underline{q}_N$ (vgl. Gl. (2.27)) muss für jeden Knoten k ausgeglichen sein. Damit werden aus den Leistungsflussgleichungen (2.29) und (2.30) unter Einbeziehung der in Gln. (4.19)–(4.22)

eingeführten Knotenleistungssummen die Gleichheits-Nebenbedingungen des Leistungsflussproblems in den Gln. (4.27) und (4.28).

$$\begin{aligned} 0 &= p_{K,k} + p_{N,k} \\ &= (p_{\text{Gen},k} + p_{\text{Last},k}) + 3U_k \sum_{m=1}^K U_m (g_{km} \cos(\delta_k - \delta_m) - b_{km} \sin(\delta_k - \delta_m)), \forall k \in K_{\text{PQ,PU}} \end{aligned} \quad (4.27)$$

$$\begin{aligned} 0 &= q_{K,k} + q_{N,k} \\ &= (q_{\text{Gen},k} + q_{\text{Last},k}) + 3U_k \sum_{m=1}^K U_m (g_{km} \sin(\delta_k - \delta_m) - b_{km} \cos(\delta_k - \delta_m)), \forall k \in K_{\text{PQ}} \end{aligned} \quad (4.28)$$

Auch an dieser Stelle erfolgt aufgrund der notwendigen Aufteilung in Real- und Imaginärteil die Unterscheidung in Wirk- und Blindleistungen. Die Nebenbedingung der Wirkleistungen aus Gl. (4.27) ist dabei für alle PQ- und PU-Knoten $K_{\text{PQ,PU}}$ des Netzes zu erfüllen. An dem in dieser Formulierung ausgenommenen Bilanzknoten stellt sich die Wirkleistungsbilanz als abhängige Variable implizit ein. In gleicher Weise ist die Nebenbedingung aus Gl. (4.28) für alle PQ-Knoten K_{PQ} des Netzes gültig. An PU- und Bilanz- (SL-) Knoten erfolgt ein Ausgleich der Blindleistungsbilanz durch die spannungsregelnden Generatoren bzw. wird durch einen Sollwert vorgegeben. Entsprechend stellen die Knotenspannung $\underline{U}_{\text{SL}}$ am Bilanzknoten sowie die Knotenspannungsbeträge $U_{\text{PU},k}$ an den k PU-Knoten keine Variablen für das Optimierungsproblem dar, sondern sind als Parameter gemäß **Tabelle 2.2** anzusehen.

Zusammenfassend kann das Leistungsflussproblem durch Gl. (4.29) ausgedrückt werden. Die Angabe der Zielfunktion mit $f=0$ soll dabei deutlich machen, dass diese nicht minimiert wird, sondern eine Lösung lediglich durch die Einhaltung der Nebenbedingungen erfolgt.

$$\begin{aligned} \min_{u,\delta} f &= 0 \\ \text{u. d. N. } p_{K,k} + p_{N,k} &= 0, \forall k \in K_{\text{PQ,PU}} \\ q_{K,k} + q_{N,k} &= 0, \forall k \in K_{\text{PQ}} \end{aligned} \quad (4.29)$$

Um eine Optimierung des Leistungsflusses auf Basis einer Zielfunktion zu erreichen, müssen dem Optimierungsproblem weitere Freiheitsgrade in Form von Entscheidungsvariablen zugeführt werden.

4.3.3 Abbildung von Flexibilitäten im Leistungsfluss

In den folgenden Ausführungen werden Flexibilitäten jeweils für die Wirk- und Blindleistung vorgegeben, wobei sich bei der Nachbildung realer Anwendungen an den verfügbaren Flexibilitäten orientiert werden muss. Insbesondere auf Seiten der Verbraucher werden in Zukunft erweiterte Flexibilitäten erwartet, so dass Betrachtungen hinsichtlich einer (optimierten) Verbrauchssteuerung (engl.: demand side management, DSM) in verschiedenen Ausführungsformen verstärkt in den Fokus rücken, wie z. B. [149] und der darin identifizierte

Forschungsbedarf zeigt. Folglich stehen in Abhängigkeit des nachzubildenden Anwendungsproblems jeweils nur Untermengen der hier insgesamt dargestellten Flexibilitäten zur Verfügung. Diese können im Rahmen betrieblicher Abläufe oder durch regulatorische Vorgaben weiter eingeschränkt sein, was im Rahmen der Darstellungen in diesem Abschnitt nicht explizit angegeben ist.

Unter Berücksichtigung dieser Randbedingungen ergeben sich die im Folgenden dargestellten Freiheitsgrade im Rahmen der Netzführung. Dies sind nach [26] u. a.:

- Blindleistungs- bzw. Spannungswerte von Erzeugungsanlagen,
- Vorgabe der Positionen von Transformator-Stufenstellern (z. B. zur Regelung der Spannung unterlagerter Netzebenen),
- Vorgabe der Stufung von variablen Kompensationselementen,
- Einstellung möglicher Sollwerte von schräg- und querregelnden Transformatoren,
- Sollwertvorgaben für HGÜ-Verbindungen sowie
- Regelungswerte von leistungselektronischen Betriebsmitteln (z. B. FACTS).

Darüber hinaus kann im Rahmen des Engpassmanagements die Anpassung

- des Generatoreinsatzes,
- der Erzeugungsleistung von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien sowie
- der Verbraucherleistung in Form von Lastabwurf

realisiert werden.

Die Umsetzung von variablen Wirk- und Blindleistungswerten von Erzeugungsanlagen kann erfolgen, in dem die aktuellen Wirk- und Blindleistungswerte P_g bzw. Q_g von flexiblen Erzeugungsanlagen g mit einer variablen Wirk- bzw. Blindleistungskomponente ΔP_g bzw. ΔQ_g in Form von Entscheidungsvariablen beaufschlagt werden, so dass aus den Gln. (4.19) und (4.20) nunmehr die Gln. (4.30) und (4.31) werden.

$$P_{\text{Gen},k} = \sum_{g=1}^G (P_{g,k} + \Delta P_{g,k}) \quad , \forall k \in K_{\text{PU,PQ}} \quad (4.30)$$

$$Q_{\text{Gen},k} = \sum_{g=1}^G (Q_{g,k} + \Delta Q_{g,k}) \quad , \forall k \in K_{\text{PQ}} \quad (4.31)$$

Eine zusätzliche Berücksichtigung des zulässigen Arbeitsbereichs der Erzeugungsanlage kann durch eine Einschränkung entsprechend der Gln. (4.32) und (4.33) als Nebenbedingung für die flexiblen Generatoren g aus der Menge der PQ- bzw. PU-geregelten Generatoren G_{PQ} bzw. $G_{\text{PU,PQ}}$ erreicht werden.

$$P_{\text{min},g} \leq P_g + \Delta P_g \leq P_{\text{max},g} \quad , \forall g \in G_{\text{PU,PQ}} \quad (4.32)$$

$$Q_{\text{min},g} \leq Q_g + \Delta Q_g \leq Q_{\text{max},g} \quad , \forall g \in G_{\text{PQ}} \quad (4.33)$$

In der Umsetzung ergibt sich aus den Änderungen in Wirk- und Blindleistung auch eine resultierende Änderung im Betrag der Scheinleistung S_g der Generatoren g nach Gl. (4.34).

$$S_g = \sqrt{(P_g + \Delta P_g)^2 + (Q_g + \Delta Q_g)^2}, \quad \forall g \in G \quad (4.34)$$

Auch diese kann als maximale Belastbarkeit über eine Begrenzung der maximalen Scheinleistung S_g entsprechend der Gl. (4.35) als Nebenbedingung berücksichtigt werden.

$$S_{\min,g} \leq S_g \leq S_{\max,g}, \quad \forall g \in G_{\text{PU,PQ}} \quad (4.35)$$

Der resultierende Flexibilitätsbereich durch Wirk- und Blindleistungsänderung ergibt sich dann aus der Kombination der als Nebenbedingungen zu formulierenden Gln. (4.32)–(4.35) bzw. weiterer betrieblicher Einschränkungen.

Die Formulierungen zur Abbildung von Flexibilitäten auf der Verbraucherseite können unter Berücksichtigung der angeführten Randbedingungen analog erfolgen und für die Flexibilitätsabbildung über Variablen ΔP_l bzw. ΔQ_l nach Gln. (4.36)–(4.39) abgebildet werden.

$$P_{\text{Last},k} = \sum_{l=1}^L (P_{l,k} + \Delta P_{l,k}), \quad \forall k \in K_{\text{PU,PQ}} \quad (4.36)$$

$$Q_{\text{Last},k} = \sum_{l=1}^L (Q_{l,k} + \Delta Q_{l,k}), \quad \forall k \in K_{\text{PQ}} \quad (4.37)$$

$$P_{\min,l} \leq P_l + \Delta P_l \leq P_{\max,l}, \quad \forall l \in L \quad (4.38)$$

$$Q_{\min,l} \leq Q_l + \Delta Q_l \leq Q_{\max,l}, \quad \forall l \in L \quad (4.39)$$

In gleicher Weise gelten auch Grenzen für maximale Änderungen des Arbeitspunktes entsprechend der Gln. (4.40)–(4.41).

$$S_l = \sqrt{(P_l + \Delta P_l)^2 + (Q_l + \Delta Q_l)^2}, \quad \forall l \in L \quad (4.40)$$

$$S_{\min,l} \leq S_l \leq S_{\max,l}, \quad \forall l \in L \quad (4.41)$$

Bei Vorgabe eines Spannungswertes (üblicherweise an PU-Knoten) kann der Spannungswert direkt als Parameter anstatt als Variable des Problems definiert werden, wobei die restliche Beschreibung gemäß Gl. (4.29) unverändert bleibt, da PU-Knoten dort bereits explizit aus der Leistungsfluss-Nebenbedingung für die Blindleistung ausgenommen sind. Sofern die Spannungsregelung explizit über den angeschlossenen Generator nachgebildet werden soll und dessen Blindleistungsgrenzen zu berücksichtigen sind, kann eine Implementierung über die Einführung von so genannten komplementären Nebenbedingungen erfolgen (vgl. z. B. [26,

150]). Dabei wird der Knotentyp zunächst auf PQ geändert, wobei folgende drei Nebenbedingungen aus den Gln. (4.42)–(4.44) für jeden der an diesen Knoten angeschlossenen Generatoren g aus der Menge der spannungsgeregelten Generatoren G_{PU} integriert werden.

$$(U_g - U_{\text{soll},g}) = \Delta U_g, \quad \forall g \in G_{\text{PU}} \quad (4.42)$$

$$(Q_g - Q_{\text{min},g}) \Delta U_g \leq 0, \quad \forall g \in G_{\text{PU}} \quad (4.43)$$

$$(Q_g - Q_{\text{max},g}) \Delta U_g \leq 0, \quad \forall g \in G_{\text{PU}} \quad (4.44)$$

Liegt der Blindleistungsbedarf Q_g innerhalb der vorgegebenden Grenzen $Q_{\text{min},g}$ und $Q_{\text{max},g}$, so kann die vorgegebene Sollspannung $U_{\text{soll},g}$ erreicht werden, und ΔU_g wird zu null. Sofern der gegebene Spannungswert $U_{\text{soll},g}$ nicht eingehalten werden kann, wird ΔU_g durch Gl. (4.42) ungleich null, wodurch die aktuelle Blindleistungseinspeisung Q_g des aufgrund der Gln. (4.43) und (4.44) dem oberen oder unteren Grenzwert $Q_{\text{min},g}$ bzw. $Q_{\text{max},g}$ entsprechen muss.

Eine variable Transformator-Stufensteller-Position und auch eine variable Kompensation können über eine Anpassung in der Beschreibung der Elemente in der Knotenadmittanzmatrix $\underline{Y}_{\text{KK}}$ berücksichtigt werden, die damit als Ganzes zu einer (von den eigentlichen Stellgrößen abhängigen) Variablen im Optimierungsproblem wird (siehe auch hierzu die Formulierung in [26]). Transformator-Stufensteller können über die Nachbildung des Übersetzungsverhältnisses $\underline{\ddot{u}}(t)$ in Abhängigkeit der variablen Stufenstellerposition t in den Admittanzeinträgen der betreffenden Zweige gemäß Gl. (4.45) berücksichtigt werden.

$$\underline{y}_{km} = -\sum_{l=1}^L \underline{Y}_{km,l} \underline{\ddot{u}}_{km,l}, \quad \forall k, m \in K \setminus k = m \quad (4.45)$$

Variable (Quer-) Kompensationsanlagen fließen zusätzlich in die Beschreibung der Querelemente auf der Diagonalen von $\underline{Y}_{\text{KK}}$ nach Gl. (7.2) ein, wobei dann $\underline{Y}_{\text{sh},k,s}$ variabel ist.

$$\underline{y}_{kk} = \sum_{l=1}^L (\underline{Y}_{km,l} \underline{\ddot{u}}_{km,l} + \underline{Y}_{pk,k,l}) + \sum_{s=1}^S \underline{Y}_{\text{sh},k,s}, \quad \forall k, m \in K \setminus k = m \quad (4.46)$$

Die Integration von schräg- und querregelnden Transformatoren, HGÜ-Systemen und FACTS-Elementen dient im Gegensatz zu den bislang eingeführten Freiheitsgraden nicht in erster Linie der Optimierung des Spannungs-/Blindleistungshaushaltes des elektrischen Energieversorgungssystems, sondern der gezielten Beeinflussung und Steuerung der sich einstellenden (Wirk-)Leistungsflüsse und ist Kern der vorliegenden Arbeit. Die Darstellung der jeweiligen Komponenten und Betriebsmittel, der gewählte Modellierungsansatz sowie deren mathematische Beschreibung erfolgt in den Kapiteln 5 und 6.

Über die grundlegenden Beschreibungen des Leistungsflussproblems in Abschnitt 4.3.3 und die eingeführten Freiheitsgrade im Rahmen von OPF-Formulierungen hinaus sind insbesondere

bei Vorgabe von Flexibilitäten in Form von Entscheidungsvariablen oftmals betriebliche Grenzwerte und Randbedingungen in der Optimierung zu berücksichtigen. Entsprechend der zu integrierenden Grenzwerte sind diese in der Modellierung zunächst mathematisch zu beschreiben und als Nebenbedingungen zu definieren. Aus Sicht des elektrischen Energieversorgungssystems und der darin verbauten Betriebsmittel können dies z. B.

- minimale und maximale Knotenspannungen (Gl. (4.47)),
- maximale Spannungswinkeldifferenzen (Gl. (4.48)) oder
- maximale Leitungsströme (Gl. (4.49)) bzw. -leistungen (Gl. (4.50))

sein.

$$U_{\min,k} \leq U_k \leq U_{\max,k} \quad , \forall k \in K \quad (4.47)$$

$$|\delta_k - \delta_m| \leq \delta_{\max,z} \quad , \forall (k, m), z \in Z \quad (4.48)$$

$$\left. \begin{array}{l} I_{km} \\ I_{mk} \end{array} \right\} = \left\{ \begin{array}{l} \frac{S_{km}}{\sqrt{3}U_k} \\ \frac{S_{mk}}{\sqrt{3}U_m} \end{array} \leq I_{\max,z} \quad , \forall (k, m), z \in Z \right. \quad (4.49)$$

$$\left. \begin{array}{l} S_{km} \\ S_{mk} \end{array} \right\} = \left\{ \begin{array}{l} \sqrt{\left(G_{km} U_k^2 \ddot{u}_{km}^2 - U_k \ddot{u}_{km} U_m \begin{pmatrix} G_{km} \cos(\delta_k - \delta_m) \dots \\ + B_{km} \sin(\delta_k - \delta_m) \end{pmatrix} \right)^2 \dots} \\ - \left(\left(B_{km} + \frac{B_{P,k}}{2} \right) U_k^2 \ddot{u}_{km}^2 + U_k \ddot{u}_{km} U_m \begin{pmatrix} G_{km} \sin(\delta_k - \delta_m) \dots \\ - B_{km} \cos(\delta_k - \delta_m) \end{pmatrix} \right)^2 \dots} \\ \sqrt{\left(G_{km} U_m^2 - U_k \ddot{u}_{km} U_m \begin{pmatrix} G_{km} \cos(\delta_k - \delta_m) \dots \\ - B_{km} \sin(\delta_k - \delta_m) \end{pmatrix} \right)^2 \dots} \\ - \left(\left(B_{km} + \frac{B_{P,m}}{2} \right) U_m^2 - U_k \ddot{u}_{km} U_m \begin{pmatrix} G_{km} \sin(\delta_k - \delta_m) \dots \\ + B_{km} \cos(\delta_k - \delta_m) \end{pmatrix} \right)^2 \dots} \end{array} \right\} \leq S_{\max,z} \quad , \quad (4.50)$$

$$\forall (k, m), z \in Z$$

Grundsätzlich können nahezu beliebige Zielfunktionen in Abhängigkeit der aktuellen Anforderungen und Herausforderungen definiert werden. Weitere Ausführungen für mögliche Freiheitsgrade und Optimierungsziele im Rahmen verschiedener OPF-Formulierungen und Anwendungen können z. B. [44, 64, 110] entnommen werden und werden für die Umsetzungen im Rahmen der vorliegenden Arbeit in den folgenden Abschnitten dargestellt.

4.4 Optimierung im Bereich des operativen Engpassmanagements

Vor dem Hintergrund aktueller Entwicklungen und der dadurch steigenden Flexibilitätsgrade, die sich durch flexibel steuerbare Betriebsmittel wie z. B. FACTS, PST und HGÜ-Systeme sowie eine Vielzahl dezentraler und oftmals über Leistungselektronik gekoppelte Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien ergeben, werden Beschreibungen des Systemzustandes als mathematische Optimierungsprobleme zunehmend relevant. Gemäß der Einteilung von Möglichkeiten der Leistungsflusssteuerung in Abschnitt 3.2 können zu diesem Zweck netz- und marktbezogene Maßnahmen unterschieden werden. Parallel dazu wird das Konzept des kurativen Maßnahmeneinsatzes eingesetzt, das prinzipiell sowohl die Flexibilitäten der netz- als auch der marktbezogenen Maßnahmen einsetzen kann. Betriebliche und regulatorische Randbedingungen und Einschränkungen werden an dieser Stelle ebenso wie die mathematischen Umsetzung der Modellierung auf Betriebsmittelebene zunächst ausgeklammert.

Darüber hinaus wird in der nachfolgenden Beschreibung auf die Wirkleistung fokussiert, wobei in gleicher Weise Änderungen auch in der Blindleistung realisiert werden können. Aufgrund der oftmals auf Basis lokaler Anforderungen realisierten Blindleistungsfahrweise (z. B. Spannungsregelung) und des in der Regel deutlich geringeren Einflusses auf strombedingte Engpässe liegt auch in realen Umsetzungen der Fokus hinsichtlich der Beseitigung von Auslastungsproblemen auf der Wirkleistung.

In einer betriebsnahen Umsetzung werden die hier einzeln eingeführten Maßnahmen in der Regel in Kombination eingesetzt, was in der Modellierung durch eine einheitliche Betrachtung über resultierende Kostenterme oder bei unterschiedlichen Dimensionen der Zielgrößen durch eine (gewichtete) Mehrziel-Optimierung umgesetzt werden kann. Fokus des vorliegenden Abschnitts ist die Skizzierung der grundsätzlichen Integration in das Optimierungswerkzeug, bevor in den Kapiteln 5 bis 7 auf die detaillierte Modellierung einzelner Betriebsmittel und Maßnahmen eingegangen wird.

4.4.1 Netzbezogene Maßnahmen

Unter dem Begriff der gezielten Leistungsflusssteuerung werden netzbezogenen Maßnahmen zusammengefasst, deren prinzipiellen Wirkungszusammenhänge in Abschnitt 3.2.1 eingeführt wurden. Insbesondere die gezielte Nutzung und der zukünftige Einsatz von LSB liefert zahlreiche Freiheitsgrade in der Netz- und Systemführung. Vor dem Hintergrund der Formulierung als Optimierungsproblem unter Nutzung des vorgestellten Werkzeuges (vgl. Abschnitt 4.3) erfolgt in diesem Abschnitt die Darstellung der grundsätzlichen Umsetzungsformen von

- topologischen Maßnahmen,
- leistungsflusssteuernden Betriebsmitteln und
- HGÜ-Systemen.

Topologische Maßnahmen

Unter topologischen Maßnahmen wird die Änderung des Schaltzustandes des Netzes verstanden. Eine Anpassung des Schaltzustandes kann die Impedanzverhältnisse im Netz dahingehend ändern, dass sich ein hinsichtlich der Auslastung einzelner Leitungen gegenüber dem Ausgangszustand vorteilhafter Leistungsfluss einstellt. Nach [151] können topologische Maßnahmen auf die folgenden Elementarschaltungen, die auch kombiniert Anwendung finden können, zurückgeführt werden:

- Zu- oder Abschalten einer Leitung oder eines Transformators,
- Kuppeln oder Entkuppeln eines Sammelschienenpaares (in Längs- oder Querrichtung),
- Sammelschienenwechsel von Erzeugungsanlagen, Verbrauchern sowie Abgangsfeldern von Transformatoren oder Leitungen und
- Sammelschienenwechsel einer Leitung oder eines Transformators.

Für die Abbildung von Schaltstellen und möglichen alternativen Verknüpfungen von Betriebsmitteln sind entsprechende Modelle zu entwickeln, die i. d. R. ganzzahlige Entscheidungsvariablen für die unterschiedlichen Schaltzustände bzw. Topologien aufweisen, wodurch sich die Problemklasse von NLP zu MINLP (vgl. Abschnitt 4.2.1) ändert.

Die Modellierung des topologischen Zustandes kann prinzipiell über verschiedene ganzzahlige Zustände erfolgen. Beim beispielhaften Anschluss einer Leitung an ein Dreifach-Sammelschienensystem können so vier Zustände (0: Aus, 1: Sammelschiene (SS) 1, 2: SS 2, 3: SS 3) angenommen werden. Mathematisch kann dies durch eine Änderung $\Delta t_{k,z}$ des Schaltzustandes $t_{k,z}$ eines Zweiges z (für Transformatoren oder Leitungen) am Knoten k nach Gl. (4.51) bzw. für Erzeugungsanlagen g oder Verbraucher l nach Gl. (4.52) modelliert werden (vgl. [151]).

$$t_{\min,k,z} \leq t_{k,z} + \Delta t_{k,z} \leq t_{\max,k,z} \quad , \forall k \in K, z \in Z \quad (4.51)$$

$$t_{\min,k,g/l} \leq t_{k,g/l} + \Delta t_{k,g/l} \leq t_{\max,k,g/l} \quad , \forall k \in K, g \in G, l \in L \quad (4.52)$$

Die Kupplung von Sammelschienen kann in analoger Weise über Gl. (4.53) mit den Zuständen ‚0: Kupplung aus‘ und ‚1: Kupplung ein‘ für alle möglichen Kupplungsarten S am Knoten k modelliert werden.

$$0 \leq t_{k,s} + \Delta t_{k,s} \leq 1 \quad , \forall k \in K, s \in S \quad (4.53)$$

In Abhängigkeit des aktuellen Schaltzustandes t_k und der Entscheidungsvariablen Δt_k können damit die angegebenen Elementarschaltungen prinzipiell abgebildet werden. Die Schaltmaßnahmen mit Ausnahme des Sammelschienenwechsels von Erzeugungs- oder Verbraucheranlagen haben gleichermaßen Auswirkung auf die Knotenadmittanzmatrix $\underline{Y}_{\text{KK}}$, da jede Maßnahme die Betriebsmittelverknüpfungen und Impedanzverhältnisse ändert. Damit wird die

Knotenadmittanzmatrix zu einer abhängigen Variablen im Leistungsflussproblem. Darüber hinaus müssen die einzelnen, in Abhängigkeit der Schaltzustände an den Umspannwerken mit mehreren Sammelschienen bzw. Sammelschienenabschnitten auftretenden, Knoten-Konfigurationen in der knotenbasierten Leistungsflussberechnung abgebildet werden (Anpassung der jeweils notwendigen Nebenbedingungen).

Aufgrund der großen Anzahl möglicher Schaltzustände und zahlreicher zu berücksichtigender Nebenbedingungen für die Topologieauswahl (z. B. resultierende Kurzschlussströme und Schutzkonzepte) stellt die Topologie-Optimierung insbesondere in ausgedehnten Netzen ein großes kombinatorisches Optimierungsproblem dar. Für diese Problemklasse kann sich ggf. ein vorteilhafter Einsatz von Heuristiken zur Ermittlung von vielversprechenden Ausgangstopologien in Ergänzung zur im Rahmen dieser Arbeit angewendeten mathematischen Optimierung ergeben, die jedoch im weiteren Verlauf nicht explizit betrachtet werden, sondern als vorangegangene Optimierung umgesetzt werden können. Umfangreiche Beschreibungen zu entsprechenden Umsetzungen als Optimierungsproblem liefern z. B. [151, 152].

Leistungsflusssteuernde Betriebsmittel

Die Einteilung von Maßnahmen zur Leistungsflussbeeinflussung erfolgt anhand der Einbindung in das elektrische Energieversorgungssystem in Quer-, Längs- und kombinierte Elemente. Die Einbindung in die vorliegende Systematik und die damit einhergehende Betrachtung im Rahmen dieser Arbeit erfolgt aufgrund der Möglichkeit der gezielten (Wirk-) Leistungsflusssteuerung sowie aufgrund des Einflusses auf das Blindleistungs-/Spannungsverhalten am Ort der Einbringung in das elektrische System. Für die Integration von LSB in das eingeführte Optimierungswerkzeug bieten sich zwei Umsetzungsformen zur Einflussnahme auf die knotenbasierte Leistungsflussbeschreibung an:

- Einbindung durch Anpassung der Netzleistungen \underline{s}_N über die Umrechnung der LSB in wirksame variable Admittanzen oder
- Einbindung durch Anpassung der Knotenleistungen \underline{s}_K in Form von resultierenden zusätzlichen Leistungen in den knotenbasierten Leistungsfluss-Nebenbedingungen.

Der Ansatz durch Anpassungen der Knotenleistungen verfolgt wiederum eine Ergänzung von Gl. (2.24) um die resultierenden Leistungen der Serien- und Querelemente \underline{s}_{LSB} an den verbundenen Knoten k nach Gl. (4.54).

$$\begin{aligned} \underline{s}_K &= \underline{s}_{Gen} + \underline{s}_{Last} + \underline{s}_{LSB} \\ &= \left(p_{Gen,k} + p_{Last,k} + p_{LSB,k} \right) + j \left(q_{Gen,k} + q_{Last,k} + q_{LSB,k} \right) \quad , \forall k \in K \end{aligned} \quad (4.54)$$

Diese Umsetzung stellt eine einfache Möglichkeit der Einbindung von LSB in die knotenbasierte Leistungsfluss-Nebenbedingungen dar. **Bild 4.10** zeigt wiederum eine grafische Interpretation der resultierenden Knoten- und Netzleistungen inklusive der ergänzten Knotenleistungen durch die LSB (vgl. **Bild 2.10**).

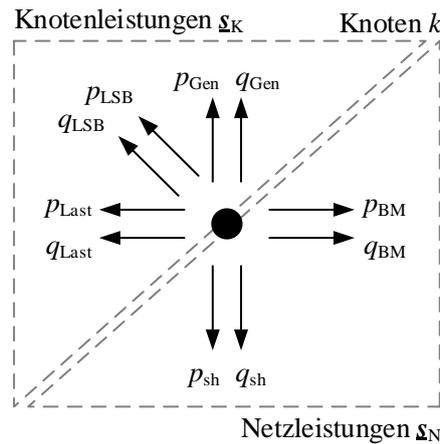


Bild 4.10 Ergänzung der knotenbasierten Leistungsflussbeschreibung um Leistungen durch LSB.

Diese Möglichkeit unterstützt den modularen Gedanken des entwickelten Optimierungswerkzeuges aus Abschnitt 4.3.1 und wird daher im Rahmen der vorliegenden Arbeit verwendet. Die Herausforderung in der Modellierung besteht bei diesem Ansatz in der Ermittlung der jeweiligen geänderten Knotenleistungen durch die LSB. Es existieren jedoch Ansätze zur Umrechnung verschiedener Quer-, Längs- sowie kombinierter Elemente zur Ermittlung der jeweils resultierenden Knotenleistungen (vgl. z. B. [69]).

Die alternative Einbindung über eine Anpassung der Netzleistungen erfolgt über die Umrechnung der Wirkung des jeweiligen LSB in eine wirksame (ggf. variable) Admittanz $\underline{Y}_{\text{LSB},z}$. Je nach Ausführungsform des LSB als Serien- oder Querelement wird dies zur Zweigadmittanz \underline{Y}_z aller Zweige $z \in Z_{\text{LSB}}$ mit LSB nach Gl. (4.55) addiert oder wirkt als (variable) Queradmittanz $\underline{Y}_{\text{sh,LSB}}$ in Real- und Imaginärteil entsprechend der Gln. (4.25) und (4.26).

$$\underline{Y}_{\text{LSB},z} = \underline{Y}_z + \Delta \underline{Y}_{\text{se,LSB},z}, \quad \forall z \in Z_{\text{LSB}} \quad (4.55)$$

Diese Umsetzung führt wiederum durch die neuen Entscheidungsvariablen $\Delta \underline{Y}_{\text{se,LSB}}$ bzw. $\underline{Y}_{\text{sh,LSB}}$ zu einer abhängig-variablen Knotenadmittanzmatrix $\underline{Y}_{\text{KK}}$, die zu einer Anpassung der Netzleistungen \underline{s}_N führt. Die wesentliche Herausforderung bei dieser Umsetzungsform liegt in der Ermittlung der jeweils wirksamen Admittanz durch die eingesetzten LSB. Bestimmte LSB entfalten ihre Wirkung auch in Realität über eine stuf- oder steuerbare Admittanz (z. B. Serienelemente wie TSSC oder TCSC, vgl. z. B. [21]), so dass eine Ableitung der wirksamen Admittanz einfach möglich ist. Für andere Komponenten existieren auch in der Literatur Lösungen zur Umrechnung in eine äquivalente Admittanz (z. B. für PST, vgl. [153]), die entsprechend in die vorliegende Modellierung integriert werden können. Für wiederum andere Betriebsmittel sind diese zu entwickeln und umzusetzen. Insbesondere für kombinierte Elemente, die aus Serien- und Querkomponenten bestehen, ist darüber hinaus eine ggf. gekoppelte Abbildung der Admittanzen $\Delta \underline{Y}_{\text{se,LSB}}$ und $\underline{Y}_{\text{sh,LSB}}$ sowie die zusätzliche Berücksichtigung eines möglichen (Wirk-) Leistungsaustausches notwendig.

HGÜ-Systeme

Die in naher Zukunft geplanten HGÜ-Systeme (vgl. z. B. [19]) erlauben neue betriebliche Freiheitsgrade und die gezielte Vorgabe von hohen Übertragungs(wirk)leistungen, die gleichermaßen die Belastung des parallelen AC-Systems beeinflusst. Der gezielte Einsatz dieser Flexibilität als netzbezogene Maßnahme im Rahmen des Engpassmanagements verspricht eine stark engpassmindernde bzw. -vermeidende Wirkung. Eine Abbildung der zukünftigen HGÜ-Systeme in das vorliegende Optimierungswerkzeug liegt daher nahe.

Die Konverter eines HGÜ-Systems können analog zu Querelementen in die entwickelte Optimierungsumgebung eingebracht werden. Der grundsätzliche Ansatz der Einbindung in das Optimierungswerkzeug beruht auf der Nachbildung der HGÜ-Umrichter als zusätzliche Knotenleistungen $\underline{s}_{HGÜ}$ an den Knoten angeschlossener HGÜ-Systeme, so dass für diese aus Gl. (2.24) nunmehr Gl. (4.56) wird.

$$\underline{s}_K = \underline{s}_{Gen,k} + \underline{s}_{Last,k} + \underline{s}_{HGÜ,k} = (p_{Gen,k} + p_{Last,k} + p_{HGÜ,k}) + j(q_{Gen,k} + q_{Last,k} + q_{HGÜ,k}), \forall k \in K \quad (4.56)$$

Bild 4.11 zeigt eine grafische Interpretation der Knoten- und Netzleistungen inklusive der ergänzten Knotenleistungen durch die HGÜ-Systeme (vgl. **Bild 2.10** und **Bild 4.10**).

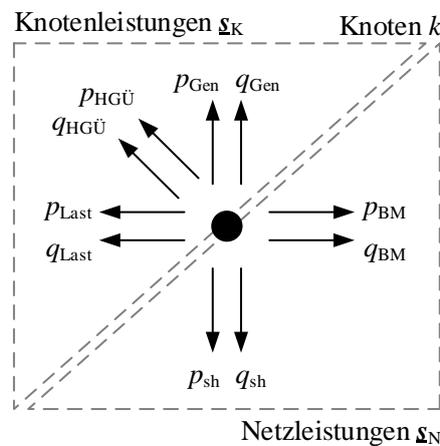


Bild 4.11 Ergänzung der knotenbasierten Leistungsflussbeschreibung um Leistungen durch HGÜ-Systeme an den Anschlussknoten.

Eine alternative Abbildungsform für HGÜ-Systeme kann aus einer der möglichen Regelstrategien abgeleitet werden. Hierbei wird das HGÜ-System als zusätzliche AC-Leitung mit einer Admittanz $\underline{Y}_{HGÜ}$ zwischen den jeweiligen Anschlussknoten des HGÜ-Systems angenommen. Hierdurch ergibt sich ein Leistungsfluss in Abhängigkeit der jeweiligen Knotenspannungen \underline{U}_k an den Anschlusspunkten. Die Wahl der Admittanz spiegelt in diesem Fall eine (i. d. R. elektrisch kurze) AC-Leitung mit entsprechender Übertragungskapazität wider.

Da diese Nachbildung bei konstanter Wahl von $\underline{Y}_{\text{HGÜ}}$ keine weiteren externen Steuerungsmöglichkeiten erlaubt und bei flexiblem $\underline{Y}_{\text{HGÜ}}$ wiederum zu einer variablen Knotenadmittanzmatrix $\underline{Y}_{\text{KK}}$ führt, wurde dieser Ansatz nicht weiter verfolgt.

Die detaillierte Modellierung von HGÜ-Systemen auf Basis resultierender Knotenleistungen sowie unterschiedlicher Ausführungsformen inklusive zu berücksichtigender Nebenbedingungen auf Wechsel- und Gleichstromseite sowie möglicher Regelstrategien der Umrichter werden in Abschnitt 6.3 eingeführt. Weitere Vorteile der Modellierung auf Knotenleistungsbasis für LSB- und HGÜ-Systeme werden an den jeweiligen Stellen verdeutlicht.

4.4.2 Marktbezogene Maßnahmen

Redispatch konventioneller Erzeugungsanlagen

Der Redispatch konventioneller Erzeugungsanlagen ist eine Hauptkomponente der marktbezogenen Maßnahmen (vgl. Abschnitt 3.2.3). Eine naheliegende Anwendung im Rahmen einer Optimierung unter Berücksichtigung von Wirkleistungsflexibilitäten besteht in der Ermittlung eines optimalen Redispatches zur Vermeidung bzw. Auflösung von auslastungs- oder spannungsbedingten Engpässen im Netzbetrieb.

Der Redispatch kann über die Ermittlung der bilanzneutralen Anpassung (ggf. unter Berücksichtigung der Änderung der Netzverluste) der Erzeugungsleistung von mindestens zwei Kraftwerken erfolgen. In Abhängigkeit der Positionierung der Kraftwerke im Netz kann so eine Reduktion der Leitungsauslastung unter die angenommen Grenzwerte realisiert werden. Die Anpassung der Erzeugungsleistung am Redispatch beteiligter Generatoren g aus der Menge G_{RD} kann dabei durch Gl. (4.57) ausgedrückt werden und wirkt sich direkt auf die Knotenleistungen $p_{\text{K},k}$ der betroffenen Knoten k aus.

$$p_{\text{Gen},k} = \sum_{g=1}^{G_{\text{RD}}} \left(P_g + (\Delta P_{\text{pos},g} + \Delta P_{\text{neg},g}) \right), \quad \forall k \in K, k(g) = k \quad (4.57)$$

Die möglichen Stellbereiche gemäß der Gl. (4.58) sind analog zu Gl. (4.32) und unter Berücksichtigung der Betriebsgrenzen aus den Gln. (4.35) als Nebenbedingung zu formulieren.

$$P_{\text{min},g} \leq P_g + (\Delta P_{\text{pos},g} + \Delta P_{\text{neg},g}) \leq P_{\text{max},g}, \quad \forall g \in G_{\text{RD}} \quad (4.58)$$

Ziel der Optimierung ist die Herstellung eines engpassfreien Zustandes bei minimalem RD-Volumen, was durch eine Zielfunktion f_{RD} nach Gl. (4.59) ausgedrückt werden kann.

$$\min_{\Delta P_{\text{pos}}, \Delta P_{\text{neg}}} f_{\text{RD}} = \sum_{g=1}^{G_{\text{RD}}} (\Delta P_{\text{pos},g} - \Delta P_{\text{neg},g}) \quad (4.59)$$

Darüber hinaus gilt es das Optimierungsproblem unter Berücksichtigung weiterer regulatorischer und/oder organisatorischer Randbedingungen in Form zusätzlicher Nebenbedingungen zu beschränken.

Einspeisemanagement von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien

Einspeisemanagement beschreibt die Reduktion von vorrangiger Erzeugungsleistung (in erster Linie aus Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien) unter Erstattung entgangener Einnahmen zur Wahrung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems (vgl. Abschnitt 2.3). Die Abbildung im Rahmen einer Optimierung kann analog zur Umsetzung des Redispatches konventioneller Erzeugungsanlagen (vgl. Gl. (4.57)) erfolgen, wobei lediglich eine Reduktion der Erzeugungsleistung möglich ist und die Bilanzneutralität durch den angenommenen Ausgleich an netzverträglicher Stelle für das Optimierungsproblem nicht relevant ist (vgl. hierzu die Ausführungen in Abschnitt 3.2.3). Die mathematische Beschreibung liefert Gl. (4.60).

$$p_{\text{Gen},k} = \sum_{g=1}^{G_{\text{EinsMan}}} (P_g + \Delta P_{\text{neg},g}) \quad , \forall k \in K, k(g) = k \quad (4.60)$$

Hierin beschreibt G_{EinsMan} die Menge aller am Einspeisemanagement beteiligter bzw. potentiell zur Verfügung stehender Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien g . Zusätzlich gelten wiederum die Stellbereichsgrenzen nach Gl. (4.61), wobei als unterer Grenzwert üblicherweise eine Erzeugungsleistung von null und dementsprechend $P_{\text{min},g} = 0$ gesetzt werden kann.

$$P_{\text{min},g} \leq P_g + \Delta P_{\text{neg},g} \quad , \forall g \in G_{\text{EinsMan}} \quad (4.61)$$

Zielfunktion ist die Minimierung der EinsMan-Maßnahmen durch die Zielfunktion f_{EinsMan} in Gl. (4.62).

$$\min_{\Delta P_{\text{neg}}} f_{\text{EinsMan}} = \sum_{g=1}^{G_{\text{EinsMan}}} |\Delta P_{\text{neg},g}| \quad (4.62)$$

4.4.3 Präventiver und kurativer Maßnahmeneinsatz

Entsprechend der Beschreibungen in Abschnitt 3.3 verspricht der kurative Maßnahmeneinsatz die Möglichkeit der Höherauslastung der bestehenden Netzinfrastruktur und damit eine Reduzierung des notwendigen präventiven Maßnahmeneinsatzes im Engpassmanagement. Eine allgemeine grundsätzliche Formulierungsmöglichkeit zur Abbildung unterschiedlicher Maßnahmen mit unterschiedlichen Grenzwerten als Nebenbedingungen und deren Kopplung liefert Gl. (4.63) (vgl. z. B. [119]).

$$\begin{aligned}
 & \min_{u, \delta, \Delta p_{K, \text{prä}}, \Delta p_{K, \text{kur}}} f_{\text{prä, kur}} = \sum^K |\Delta p_{K, \text{prä}}| \\
 \text{u. d. N. } & \mathbf{p}_{K, \text{prä}} + \mathbf{p}_{N, \text{prä}} = \mathbf{0} \\
 & \mathbf{q}_{K, \text{prä}} + \mathbf{q}_{N, \text{prä}} = \mathbf{0} \\
 & \mathbf{i}_{\text{prä}} \leq \mathbf{i}_{\text{max, prä}} \\
 & \mathbf{u}_{\text{min, prä}} \leq \mathbf{u}_{\text{prä}} \leq \mathbf{u}_{\text{max, prä}} \\
 & \mathbf{p}_{K, \text{prä+kur}} + \mathbf{p}_{N, \text{prä+kur}} = \mathbf{0} \\
 & \mathbf{q}_{K, \text{prä+kur}} + \mathbf{q}_{N, \text{prä+kur}} = \mathbf{0} \\
 & \mathbf{i}_{\text{prä+kur}} \leq \mathbf{i}_{\text{max, prä+kur}} \\
 & \mathbf{u}_{\text{min, prä+kur}} \leq \mathbf{u}_{\text{prä+kur}} \leq \mathbf{u}_{\text{max, prä+kur}} \\
 & \Delta \mathbf{p}_{K, \text{min}} \leq \Delta \mathbf{p}_{K, \text{prä}} + \Delta \mathbf{p}_{K, \text{kur}} \leq \Delta \mathbf{p}_{K, \text{max}}
 \end{aligned} \tag{4.63}$$

Optimierungsziel ist üblicherweise die Minimierung des präventiven Maßnahmeneinsatzes. Die Nebenbedingungen bilden die knotenbasierte Leistungsflussformulierung sowie Strom- und Spannungsgrenzwerte der Zweige z bzw. Knoten k unter präventivem bzw. kurativem Maßnahmeneinsatz ab. Darüber hinaus dürfen die Arbeitspunktänderungen durch präventive und kurative Maßnahmen den maximalen individuellen Stellbereich der Flexibilitäten (hier in knotenbezogener Darstellung für alle Knoten k) nicht überschreiten.

Eine Integration in das entwickelte Optimierungswerkzeug kann auf die dargestellten Flexibilitäten in Form von Änderungen $\Delta \mathbf{p}_K$ der durch den Einsatz einzelner Maßnahmen hervorgerufenen Knotenwirkleistungen \mathbf{p}_K zurückgreifen. Hierbei ist entsprechend des Konzeptansatzes zwischen präventiven und kurativen Änderungen der Knotenwirkleistung gemäß Gl. (4.64) zu unterscheiden.

$$\Delta \mathbf{p}_K = \Delta \mathbf{p}_{K, \text{prä}} + \Delta \mathbf{p}_{K, \text{kur}} \tag{4.64}$$

Weiterführende Detaillierungen der Modellierung werden in Abschnitt 7.2 dargelegt.

5 Modellierung von Quer- und Längselementen

5.1 Querelemente

Betriebsmittel zur Querkompensation werden für die stationäre Kompensation von im Betrieb auftretenden Blindleistungsbedarfen eingesetzt. Zur Kompensation des Blindleistungsbedarfs induktiver Verbraucher auf Mittel- und Niederspannungsebene sowie zur Kompensation des induktiven Blindleistungsbedarfs hoch ausgelasteter Leitungen und des damit einhergehenden Spannungsabfalls in den Spannungsebenen der Hoch- und Höchstspannung werden Kondensatorbänke verwendet⁷ [47, 154]. Im praktischen Einsatz in Deutschland (vgl. z. B. [155–158]) werden i. d. R. Kondensatorbänke mit zusätzlichen Dämpfungs- und Filternetzwerken als MSC-DN-Systeme (engl.: mechanically switched capacitor with damping network), eingesetzt (vgl. z. B. [159]). Im Gegensatz zum Blindleistungsbedarf hoch ausgelasteter Leitungen und Kabel besitzen insbesondere letztere im Leerlauf bzw. im schwach ausgelasteten Fall einen nicht zu vernachlässigenden kapazitiven Ladestrom und damit Kompensationsbedarf, welchem z. B. durch den Einsatz von induktiven Querelementen zur Aufnahme der resultierenden Ladeleistungen entgegengewirkt werden kann (vgl. [154]).

5.1.1 Modellierungsansatz

Der Modellierungsansatz für Querelemente orientiert sich an der Modellierung aus [69] und erfolgt einheitlich und damit unabhängig von der konkreten Ausführungsform. Querelemente können an alle Knoten k des Netzes angeschlossen werden. In der mathematischen Beschreibung wird für sie die englische Bezeichnung ‚shunt elements‘ mit Index ‚sh‘ verwendet. **Bild 5.1** zeigt das in dieser Arbeit verwendete Ersatzschaltbild eines Querelements.

Das Ersatzschaltbild enthält die ideale Spannungsquelle mit Spannung $\underline{U}_{sh,k}$, die über eine Admittanz $\underline{Y}_{sh,k}$ am Knoten k angeschlossen ist. Im Sinne der Optimierung können Betrag $U_{sh,k}$ und Winkel $\delta_{sh,k}$ der Spannung als Entscheidungsvariablen interpretiert und die Admittanz $\underline{Y}_{sh,k} = G_{sh,k} + jB_{sh,k}$ als Parameter festgelegt werden. Querelemente sind oftmals, aber nicht immer, über einen Transformator an das Netz gekoppelt. Die Parameter der Admittanz können in diesem Fall aus der Transformator-Ersatzschaltung in **Bild 2.5** zu Gl. (5.1) abgeleitet werden, wobei in der Optimierungsumgebung stets eine separate Angabe von Real- und Imaginärteil

7 Vgl. hierzu jeweils auch den Wirkungsmechanismus Spannungsbetragsänderung in Anhang 11.1.

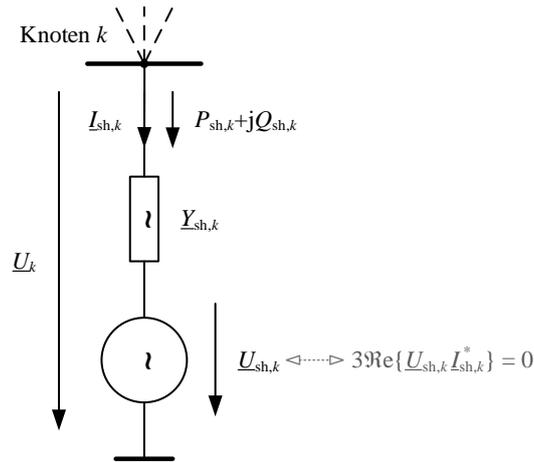


Bild 5.1 Ersatzschaltbild der Modellierung von Querelementen (in Anlehnung an [69]).

erforderlich ist. Die Wahl abweichender Parameterwerte für die Admittanz $\underline{Y}_{sh,k}$ des Ersatzschaltbildes wird in den folgenden Abschnitten in Abhängigkeit des modellierten Betriebsmittels dargestellt.

$$\begin{aligned}
 \underline{Y}_{sh,k} &= G_{sh,k} + jB_{sh,k} \\
 &= \frac{\underline{Y}_{OS,k} (\underline{Y}'_{US,k} + \underline{Y}_{h,k})}{\underline{Y}_{OS,k} + \underline{Y}'_{US,k} + \underline{Y}_{h,k}} \\
 &= \frac{(G_{OS,k} + G'_{US,k} + G_{h,k}) \begin{pmatrix} G_{OS,k} (G'_{US,k} + G_{h,k}) \dots \\ -B_{OS,k} (B'_{US,k} + B_{h,k}) \end{pmatrix} \dots}{(G_{OS,k} + G'_{US,k} + G_{h,k})^2 + (B_{OS,k} + B'_{US,k} + B_{h,k})^2} \dots \\
 &\quad + \frac{(B_{OS,k} + B'_{US,k} + B_{h,k}) \begin{pmatrix} B_{OS,k} (G'_{US,k} + G_{h,k}) \dots \\ +G_{OS,k} (B'_{US,k} + B_{h,k}) \end{pmatrix}}{(G_{OS,k} + G'_{US,k} + G_{h,k})^2 + (B_{OS,k} + B'_{US,k} + B_{h,k})^2} \dots \\
 &= \frac{(G_{OS,k} + G'_{US,k} + G_{h,k}) \begin{pmatrix} B_{OS,k} (G'_{US,k} + G_{h,k}) \dots \\ +G_{OS,k} (B'_{US,k} + B_{h,k}) \end{pmatrix} \dots}{(G_{OS,k} + G'_{US,k} + G_{h,k})^2 + (B_{OS,k} + B'_{US,k} + B_{h,k})^2} \dots \\
 &\quad - j \frac{(B_{OS,k} + B'_{US,k} + B_{h,k}) \begin{pmatrix} G_{OS,k} (G'_{US,k} + G_{h,k}) \dots \\ -B_{OS,k} (B'_{US,k} + B_{h,k}) \end{pmatrix}}{(G_{OS,k} + G'_{US,k} + G_{h,k})^2 + (B_{OS,k} + B'_{US,k} + B_{h,k})^2}, \forall k \in K_{sh}
 \end{aligned} \tag{5.1}$$

Im allgemeinen Fall kann die Spannungsquelle $\underline{U}_{sh,k}$ alle Werte annehmen und damit auch eine Wirkleistung bereitstellen oder aufnehmen. Da das Querelement dazu ein (Leistungs-)Quellenverhalten aufweisen müsste, das aber für die nachfolgend eingeführten Elemente in der Regel nicht der Fall ist, wird keine Wirkleistungsabgabe durch die Spannungsquelle zugelassen. Daher ist Gl. (5.2) unter Vernachlässigung der im jeweiligen Kompensationselement selbst auftretenden Verluste als Nebenbedingung für Querelemente zu formulieren.

$$\begin{aligned}
P_{\underline{U}_{sh,k}} &= 3\Re\left\{\underline{U}_{sh,k} \underline{I}_{sh,k}^*\right\} \\
&= 3\left(\underline{U}_{sh,k}^2 G_{sh} - \underline{U}_k \underline{U}_{sh,k} \left(G_{sh,k} \cos(\delta_k - \delta_{sh,k}) - B_{sh,k} \sin(\delta_k - \delta_{sh,k})\right)\right) \\
&= 0 \quad , \forall k \in K_{sh}
\end{aligned} \tag{5.2}$$

Bei Berücksichtigung weiterer auftretenden Verluste $P_{\text{Verlust},sh,k} = f(\underline{U}_k, \underline{I}_{sh,k}, \dots)$, sofern nicht über $\underline{Y}_{sh,k}$ abgebildet, muss Gl. (5.2) um diese erweitert werden, so dass Gl. (5.3) als Nebenbedingung einzubinden ist.

$$P_{\underline{U}_{sh,k}} = P_{\text{Verlust},sh,k} \quad , \forall k \in K_{sh} \tag{5.3}$$

Am Anschlussknoten k ergeben sich Wirk- und Blindleistung $P_{sh,k}$ und $Q_{sh,k}$ unter Anwendung von Gl. (5.2) in Abhängigkeit des gewählten Parameters $\underline{Y}_{sh,k}$ sowie der Knoten- und Quellenspannung des Querelements \underline{U}_k bzw. $\underline{U}_{sh,k}$ zu Gln. (5.4) und (5.5).

$$P_{sh,k} = 3\left(\underline{U}_k^2 G_{sh,k} - \underline{U}_k \underline{U}_{sh,k} \left(G_{sh,k} \cos(\delta_k - \delta_{sh,k}) + B_{sh,k} \sin(\delta_k - \delta_{sh,k})\right)\right) \quad , \forall k \in K_{sh} \tag{5.4}$$

$$Q_{sh,k} = 3\left(-\underline{U}_k^2 B_{sh,k} - \underline{U}_k \underline{U}_{sh,k} \left(G_{sh,k} \sin(\delta_k - \delta_{sh,k}) - B_{sh,k} \cos(\delta_k - \delta_{sh,k})\right)\right) \quad , \forall k \in K_{sh} \tag{5.5}$$

Für die einzelnen Elemente wirkt in der Regel der Strom begrenzend, so dass zusätzlich Gl. (5.6) als Nebenbedingungen zu formulieren ist. In Abhängigkeit der konkreten Ausführungsform kann diese Nebenbedingungen durch andere Beschreibungen ersetzt werden.

$$\begin{aligned}
I_{sh,k} &= \left|(\underline{U}_k - \underline{U}_{sh,k}) \underline{Y}_{sh,k}\right| \\
&= \sqrt{\left(\underline{U}_k^2 + \underline{U}_{sh,k}^2 - 2\underline{U}_k \underline{U}_{sh,k} \cos(\delta_k - \delta_{sh,k})\right) \left(G_{sh,k}^2 + B_{sh,k}^2\right)} \\
&\leq I_{sh,max,k} \quad , \forall k \in K_{sh}
\end{aligned} \tag{5.6}$$

Sofern mehrere Querelemente an einem Knoten k angeschlossen sind, werden die resultierenden Leistungen $p_{sh,k}$ und $q_{sh,k}$ aller parallelen Elemente durch die Gln. (5.7) und (5.8) gebildet.

$$p_{sh,k} = \sum_{q=1}^{Q_{sh}} P_{sh,q,k} \quad , \forall k \in K_{sh} \tag{5.7}$$

$$q_{sh,k} = \sum_{q=1}^{Q_{sh}} Q_{sh,q,k} \quad , \forall k \in K_{sh} \tag{5.8}$$

Damit können Querelemente über den in Abschnitt 4.4.1 in Gl. (4.54) skizzierten Ansatz in die Knotenleistungen nach Gl. (5.9) und (5.10) umgerechnet und damit in die Leistungsfluss-Beschreibung gemäß der Gln. (4.27) und (4.28) aufgenommen werden.

$$p_{K,k} = p_{\text{Gen},k} + p_{\text{Last},k} + p_{sh,k} \quad , \forall k \in K_{sh} \tag{5.9}$$

$$q_{K,k} = q_{\text{Gen},k} + q_{\text{Last},k} + q_{sh,k} \quad , \forall k \in K_{sh} \tag{5.10}$$

Der Einsatz in der Optimierung erfolgt durch Lösen des Optimierungsproblems aus Gl. (5.11), wobei Spannungsbeträge $U_{sh,k}$ und -winkel $\delta_{sh,k}$ der angeschlossenen Querelemente $q \in Q_{sh}$ an den Knoten $k \in K_{sh}$ die notwendigen Freiheitsgrade zur Engpassbeseitigung bzw. Systemoptimierung liefern. Die Zielfunktion f_{sh} im Rahmen der mathematischen Optimierung ist anwendungsfallsspezifisch zu formulieren und wird daher an dieser Stelle nicht spezifiziert.

$$\begin{aligned}
 & \min_{u, \delta, u_{sh}, \delta_{sh}} f_{sh} \\
 \text{u. d. N. } & p_{K,k} + p_{N,k} = 0, \quad \forall k \in K_{PQ,PU} \\
 & q_{K,k} + q_{N,k} = 0, \quad \forall k \in K_{PQ} \\
 & U_{\min,k} \leq U_k \leq U_{\max,k}, \quad \forall k \in K \\
 & I_z \leq I_{\max,z}, \quad \forall z \in Z \\
 & P_{U_{sh,k},q} = 0, \quad \forall k \in K_{sh}, q \in Q_{sh} \\
 & I_{sh,k,q} \leq I_{sh,\max,k,q}, \quad \forall k \in K_{sh}, q \in Q_{sh} \\
 & U_{sh,\min,k,q} \leq U_{sh,k,q} \leq U_{sh,\max,k,q}, \quad \forall k \in K_{sh}, q \in Q_{sh} \\
 & \delta_{sh,\min,k,q} \leq \delta_{sh,k,q} \leq \delta_{sh,\max,k,q}, \quad \forall k \in K_{sh}, q \in Q_{sh}
 \end{aligned} \tag{5.11}$$

5.1.2 Betriebsmittelspezifische Umsetzung

Feste und mechanisch geschaltete Querkompensation

Hinsichtlich der konkreten Ausführungsform konventioneller Betriebsmittel zur Querkompensation können feste und mechanisch-geschaltete Kapazitäten (engl.: fixed capacitor, FC, bzw. mechanically switched capacitor, MSC) entsprechend **Bild 5.2** (a,b) sowie feste oder mechanisch-geschaltete Induktivitäten (engl.: fixed reactor, FR, bzw. mechanically switched reactor, MSR) gemäß **Bild 5.2** (c)–(d) unterschieden werden. Darstellungen zu typischen Ausführungsformen und Anwendungen können der weiterführenden Literatur (z. B. [47, 52, 154, 160, 161]) entnommen werden.

Die Modellierung erfolgt über die beiden in Abschnitt 4.4.1 dargestellten Ansätze der Nachbildung über die Admittanzen $\underline{Y}_{sh,k}$ (für fest installierte Anlagen) bzw. für im Rahmen einer

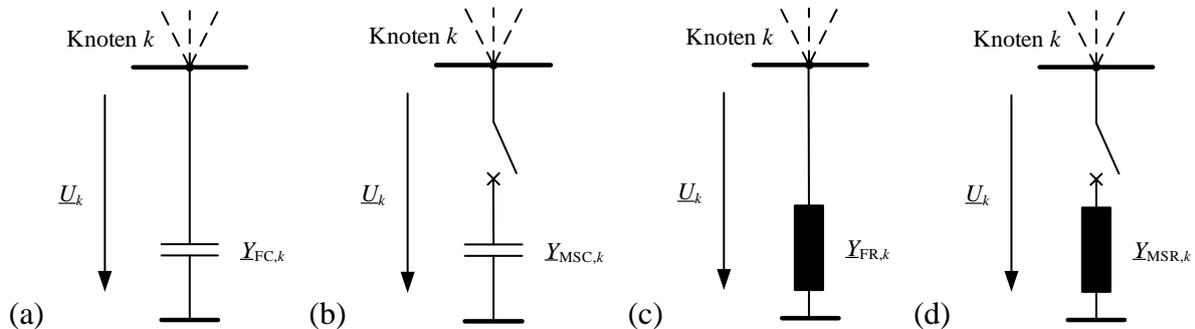


Bild 5.2 Vereinfacht dargestellte Ausführungsformen von Querelementen: (a) FC; (b) MSC; (c) FR; (d) MSR.

Optimierung veränderlicher bzw. zu- und abschaltbarer Anlagen über die Ermittlung zusätzlicher Knotenleistungen $P_{FC/MSC/FR/MSR,k} = P_{sh,k}$ und $Q_{FC/MSC/FR/MSR,k} = Q_{sh,k}$ (für die Knoten $k \in K_{FC/MSC/FR/MSR}$) gemäß der Gln. (5.4) bzw. (5.5). Der Parameter $\underline{Y}_{sh,k}$ des Ersatzschaltbildes aus **Bild 5.1** wird entsprechend der Admittanz $\underline{Y}_{FC/MSC/FR/MSR,k}$ der jeweiligen Komponente nach Gl. (5.12) gewählt.

$$\underline{Y}_{sh,k} = \underline{Y}_{FC/MSC/FR/MSR,k} \quad , \forall k \in K_{FC/MSC/FR/MSR} \quad (5.12)$$

Als Initialisierung für die Entscheidungsvariable $\underline{U}_{sh,k}$ kann der aktivierte sowie deaktivierte Zustand der Kompensation gewählt werden. Bei einer Wahl der Spannung $\underline{U}_{sh,0,k}$ zu null ist die Kompensationsanlage zugeschaltet, bei einer Wahl von $\underline{U}_{sh,0,k}$ gleich der Knotenspannung \underline{U}_k nach Gl. (5.13) ist die Kompensation inaktiv.

$$\underline{U}_{sh,0,k} = \underline{U}_k \quad , \forall k \in K_{FC/MSC/FR/MSR} \quad (5.13)$$

Dementsprechend ergeben sich auch die maximal sinnvoll zulässigen Stellbereiche für Betrag $U_{sh,k}$ und -winkel $\delta_{sh,k}$ der Entscheidungsvariablen $\underline{U}_{sh,k}$ gemäß der Gln. (5.14) und (5.15).

$$0 \leq U_{sh,k} \leq U_k \quad , \forall k \in K_{FC/MSC/FR/MSR} \quad (5.14)$$

$$0 \leq \delta_{sh,k} \leq \delta_k \quad , \forall k \in K_{FC/MSC/FR/MSR} \quad (5.15)$$

Über die Variation von $\underline{U}_{sh,k}$ zwischen null und der Knotenspannung \underline{U}_k können verschiedene (ggf. durch die Kondensatorbank oder gestufte Induktivitäten) einstellbare Kompensationsgrade nachgebildet werden. Hierbei sind nur Werte zulässig, die der Bedingung der Wirkleistungsneutralität aus Gl. (5.2) genügen. Für die Scheinleistung $\underline{S}_{FC/MSC/FR/MSR,k}$ gilt in Abhängigkeit von der Stufenanzahl N im realen System Gl. (5.16) und in der Ersatzschaltung nach **Bild 5.1** die Gl. (5.17).

$$\underline{S}_{FC/MSC/FR/MSR,k} = 3N \underline{U}_k \underline{U}_k^* \underline{Y}_{sh,k}^* \quad , \forall k \in K_{FC/MSC/FR/MSR} \quad (5.16)$$

$$\underline{S}_{FC/MSC/FR/MSR,k} = 3 \underline{U}_k (\underline{U}_k - \underline{U}_{sh,k})^* \underline{Y}_{sh,k}^* \quad , \forall k \in K_{FC/MSC/FR/MSR} \quad (5.17)$$

Soll die Stufung durch die Variation der Entscheidungsvariablen $\underline{U}_{sh,k}$ nachgebildet werden, so ergibt sich die Nebenbedingung in Gl. (5.18), welche sich durch Gleichsetzen der Gln. (5.16) und (5.17) aus dem Verhältnis von \underline{U}_k zu $\underline{U}_{sh,k}$ unter Berücksichtigung einer Anzahl von N Stufen ermitteln lässt.

$$\begin{aligned} \underline{U}_{sh,k} &= v_{sh} \underline{U}_k \\ &= (1 - N) \underline{U}_k \quad , \forall k \in K_{FC/MSC/FR/MSR} \end{aligned} \quad (5.18)$$

Bild 5.3 zeigt eine normierte Darstellung der Stufenhöhe $n_{sh} = n/N$ bei aktueller Stufenposition n sowie Werte des Faktors v_{sh} für exemplarische $N = \{1 \dots 10\}$ Stufen. Bei einer exakten Nachbildung im Rahmen der Optimierung mit nur zwei ($\underline{U}_{sh,k} = 0$ bzw. $\underline{U}_{sh,k} = \underline{U}_k$) oder N zulässigen Zuständen (mit n als ganzzahlige Variable) für $\underline{U}_{sh,k}$ wird das NLP zu einem MINLP, was Lösbarkeit und Lösungsaufwand deutlich erhöht und bei der konkreten Ausgestaltung eines Problems mit entsprechenden Freiheitsgraden berücksichtigt werden muss. Zur Sicherstellung der Lösbarkeit können an dieser Stelle Relaxierungen sowie sequentielle Ansätze der Problemlösung, wie sie z. B. auch im Rahmen der Ausbauplanungsentscheidungen in [26] Anwendung fanden, eingesetzt werden.

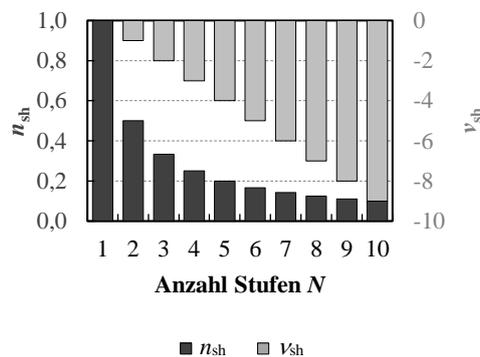


Bild 5.3 Normierte Stufenhöhe n_{sh} und resultierender Faktor v_{sh} zwischen $\underline{U}_{sh,k}$ und \underline{U}_k für N diskrete Stufen der Kompensation.

Thyristor-geschaltete Querkompensation

In Erweiterung zu mechanischen Schaltern kann eine Zuschaltung von Querelementen auch über Thyristoren erfolgen. Die so realisierte Blindleistungsbereitstellung über Kondensatoren wird als Thyristor-geschaltete Kapazität (engl.: thyristor switched capacitor, TSC) bezeichnet. Die Zuschaltung erfolgt über die Zündung eines der zwei antiparallel geschalteten Thyristoren, so dass eine Zündung sowohl in der positiven als auch in der negativen Halbwelle einer Spannungsperiode erfolgen kann. Der wesentliche Vorteil der Nutzung von thyristor-basierten Schaltelementen besteht in der möglichen Reaktionsgeschwindigkeit der Kompensationseinrichtung. Aufgrund begrenzter Spannungsfestigkeit und ökonomischer Aspekte werden TSC in der Regel über einen Transformator gemäß **Bild 5.4** (a) an Übertragungsnetzknoten angeschlossen. In analoger Weise ist eine Realisierung mit Induktivitäten als Thyristor-geschaltete Induktivität (engl.: thyristor switched reactor, TSR) denkbar (vgl. **Bild 5.4** (b)).

Eine Zuschaltung der Kondensatorbank erfolgt zur Vermeidung von hohen Einschaltströmen im Nulldurchgang der Knotenspannung \underline{U}_k bzw. bei Spannungsgleichheit von Knoten- und TSC-Spannung $\underline{U}_k = \underline{U}_{TSC,k}$. Um die mögliche Stufung den betrieblichen Erfordernissen anzupassen, werden oftmals Kondensatorbänke mit mehreren parallelen TSC eingesetzt. **Bild 5.5** zeigt die möglichen Betriebsgeraden von einem bzw. zwei parallelen TSC bzw. TSR

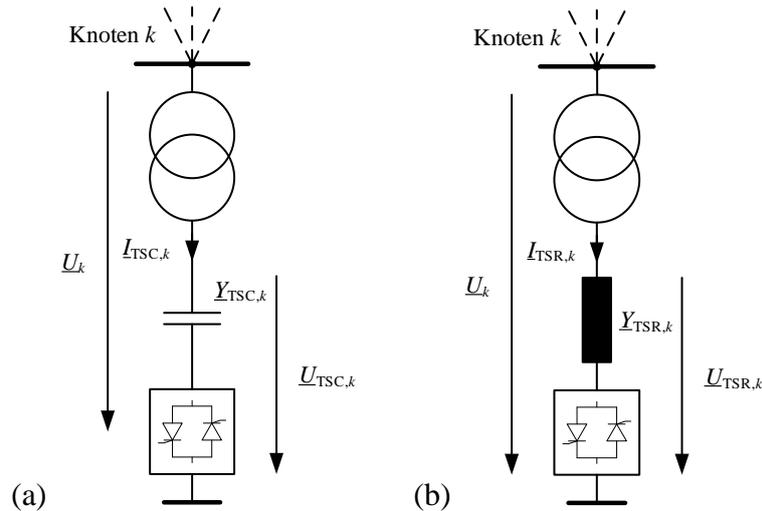


Bild 5.4 Vereinfacht dargestellte Ausführungsform eines TSC (a) sowie eines TSR (b, in Anlehnung an [162]).

gleicher Größe bei variierender Spannung \underline{U}_{TSC} bzw. \underline{U}_{TSR} . Auf Basis der aktuellen Knotenspannung \underline{U}_k stellen sich die Arbeitspunkte auf den Geraden bei einem (schwarz) bzw. zwei (grau) zugeschalteten TSC/TSR ein.

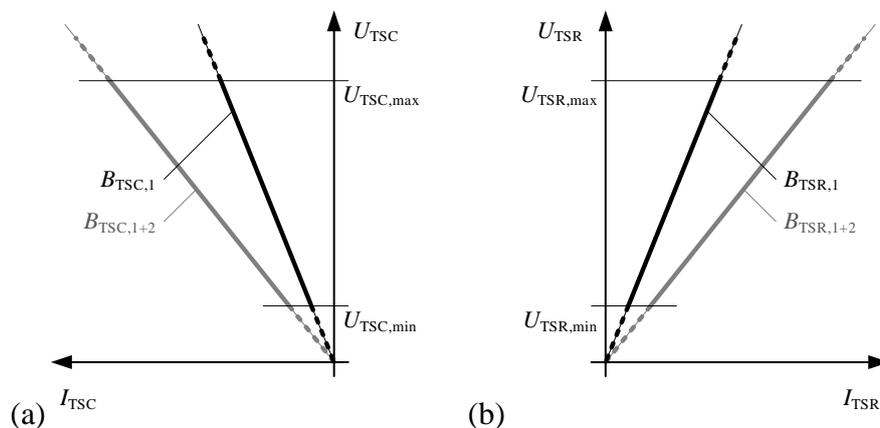


Bild 5.5 Betriebsgeraden eines (schwarz) bzw. zwei paralleler (grau) TSC (a) bzw. TSR (b).

Da für Induktivitäten der Strom die Zustandsgröße darstellt, kann für diese der Zündzeitpunkt frei gewählt werden. Aufgrund der daraus resultierenden kontinuierlichen Ansteuerbarkeit werden lediglich stufbare TSR-Systeme in der Praxis nicht realisiert.

Die Leistungen $P_{TSC/TSR,k} = P_{sh,k}$ und $Q_{TSC/TSR,k} = Q_{sh,k}$ der Knoten $k \in K_{TSC/TSR}$ mit TSC/TSR errechnen sich durch die Gl. (5.4) und (5.5). Die Admittanz $Y_{sh,k}$ des Ersatzschaltbildes aus **Bild 5.1** stellt wiederum einen Parameter in der Optimierung dar und wird in Abhängigkeit des nachzubildenden Transformators gemäß Gl. (5.1) für alle $k \in K_{TSC/TSR}$ gewählt.

Als Initialisierungswert $\underline{U}_{sh,0,k}$ für die Entscheidungsvariable $\underline{U}_{sh,k}$ kann in Analogie zur Initialisierung der mechanisch geschalteten Querelemente der Zustand der Nichtwirksamkeit durch Wahl von $\underline{U}_{sh,0,k}$ gleich der Knotenspannung \underline{U}_k gemäß Gl. (5.19) gewählt werden.

$$\underline{U}_{sh,0,k} = \underline{U}_k \quad , \forall k \in K_{TSC/TSR} \quad (5.19)$$

Unter Berücksichtigung der Admittanzen $\underline{Y}_{TSC/TSR,k}$ der Kompensationselemente gelten für den möglichen Stellbereich der Entscheidungsvariable $\underline{U}_{sh,k}$ die Gln. (5.20) und (5.21).

$$0 \leq U_{sh,k} \leq \left| \underline{U}_k \left(1 - \frac{\underline{Y}_{TSC/TSR,k}}{\underline{Y}_{sh,k} + \underline{Y}_{TSC/TSR,k}} \right) \right| \quad , \forall k \in K_{TSC/TSR} \quad (5.20)$$

$$0 \leq \delta_{sh,k} \leq \arg \left(\underline{U}_k \left(1 - \frac{\underline{Y}_{TSC/TSR,k}}{\underline{Y}_{sh,k} + \underline{Y}_{TSC/TSR,k}} \right) \right) \quad , \forall k \in K_{TSC/TSR} \quad (5.21)$$

Unter Vernachlässigung der Verluste in der Kapazität bzw. Induktivität sowie der eines etwaigen Koppeltransformators (sofern nicht in $\underline{Y}_{TSC/TSR,k}$ berücksichtigt) muss darüber hinaus für TSC und TSR die Bedingung aus Gl. (5.2) für alle $k \in K_{TSC/TSR}$ gelten.

Darüber hinaus gilt auch die Abhängigkeit aus Gl. (5.18) bei einer stufenweisen Nachbildung des Verhaltens von TSC/TSR, wobei die Anzahl der Stufen für TSC/TSR deutlich größer sein kann und damit durch eine kontinuierliche Abbildung angenähert werden kann. Gleichmaßen entstehen bei einer exakten Nachbildung Ganzzahligkeitsentscheidungen in Abhängigkeit der Anzahl der nachzubildenden Stufen (vgl. (mechanisch) geschaltete Querkompensation), die das NLP zur Klasse der MINLP werden lassen. Dementsprechend können an dieser Stelle die bereits erwähnten Verfahren der Relaxierung und sequentiellen Optimierung Anwendung finden.

Thyristor-geregelte Querkompensation

Die Thyristor-geregelte Induktivität (TCR) entspricht vom Aufbau her dem bereits eingeführten TSR und wird in der Literatur zum Teil gleichbedeutend verwendet. **Bild 5.6** (a) zeigt eine mögliche Ausführungsform des TCR, die der Darstellung in **Bild 5.4** (b) entspricht. Aufgrund der genannten technischen Einschränkungen wird eine kontinuierliche Ansteuerung von Kapazitäten (als Thyristor-geregelte Kapazität) in der Praxis nicht realisiert, weshalb im folgenden lediglich TCR beschrieben werden.

Durch die Variation des Zündwinkels α einer Phasenanschnittsteuerung der Thyristoren, der vom Zeitpunkt des Spannungsmaximums bzw. Stromnulldurchgangs gemessen wird und im Bereich $0 \leq \alpha \leq \pi/2$ variiert werden kann (vgl. [162]), kann eine quasi kontinuierlich veränderbare Induktivität realisiert werden, die mit dem Quadrat des Übersetzungsverhältnisses auf der Oberspannungsseite des Koppeltransformators wirkt [47]. Der stationäre Strom $\underline{I}_{TCR,k}$ des TCR am Knoten k stellt sich in Abhängigkeit des Zündwinkels α gemäß Gl. (5.22) (Winkelangaben in Radiant) ein.

$$\underline{I}_{\text{TCR},k} = \underline{U}_{\text{TCR},k} \underline{Y}_{\text{TCR},k} \left(\frac{\pi - 2\alpha - \sin(2\alpha)}{\pi} \right), \forall k \in K_{\text{TCR}} \quad (5.22)$$

Hieraus kann direkt der Istwert der wirksamen Suszeptanz $B_{\text{TCR},\text{ist},k}$ nach Gl. (5.23) (Winkelangaben in Radiant) abgeleitet werden (vgl. [21, 162]).

$$B_{\text{TCR},\text{ist},k} = Y_{\text{TCR},k} \frac{\pi - 2\alpha - \sin(2\alpha)}{\pi}, \forall k \in K_{\text{TCR}} \quad (5.23)$$

Bild 5.6 (b) zeigt den möglichen Betriebsbereich sowie die Betriebsgerade der maximalen Kompensation bei voller Wirksamkeit der Induktivität (angegeben durch die Suszeptanz B_{TCR} der Admittanz $\underline{Y}_{\text{TCR}}$ unter Vernachlässigung der Verluste). Typische Anwendungen können z. B. die Ausregelung einer Soll-Blindleistung $Q_{\text{soll},k}$ oder eines Knotenspannungsbetrags $U_{\text{soll},k}$ sein. Darüber hinaus kommen TCR auch als Komponenten in weiteren FACTS, wie z. B. dem Static Var Compensator (SVC) oder dem Thyristor Controlled Series Compensator (TCSC), zum Einsatz.

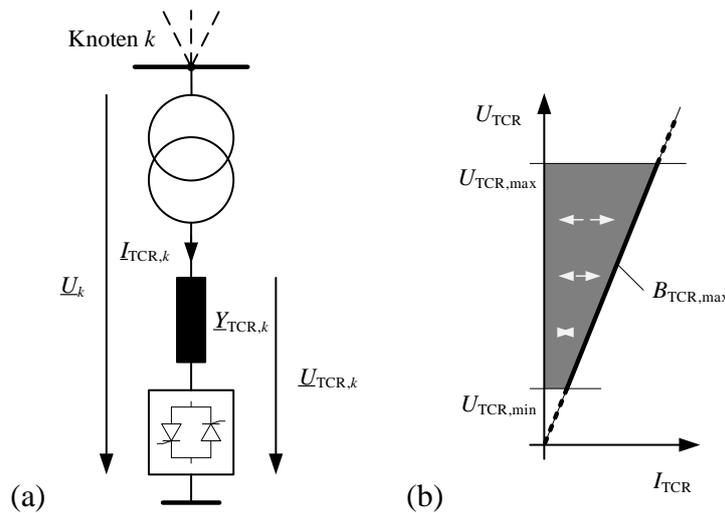


Bild 5.6 Vereinfacht dargestellte Ausführungsform eines TCR-Systems (a) und Betriebsbereich und -gerade maximaler Kompensation (b).

Die Modellierung von TCR an den Knoten $k \in K_{\text{TCR}}$ erfolgt unter Einbindung zusätzlicher Knotenleistungen $P_{\text{TCR},k} = P_{\text{sh},k}$ bzw. $Q_{\text{TCR},k} = Q_{\text{sh},k}$, die sich aus den Gln. (5.4) und (5.5) ergeben. Die Wahl der Parameter kann analog zur Modellierung der TSC/TSR gemäß der Gl. (5.1) für alle Knoten $k \in K_{\text{TCR}}$, erfolgen. Als Initialisierungswert $\underline{U}_{\text{sh},0,k}$ für die Entscheidungsvariable $\underline{U}_{\text{sh},k}$ kann auch hier die Knotenspannung \underline{U}_k nach Gl. (5.19) verwendet werden, die eine deaktivierte Kompensationseinrichtung nachbildet.

Der mögliche Stellbereich der Entscheidungsvariablen berechnet sich ebenso analog zu Gln. (5.20) und (5.21) jeweils für alle Knoten $k \in K_{\text{TCR}}$ der TCR-Systeme. Der wesentliche Unterschied des TCR zu TSC/TSR besteht in der kontinuierlichen Steuerbarkeit durch die

Phasenanschnittsteuerung der antiparallel angeordneten Thyristoren. Dadurch wird die Stufenanzahl N aus Gl. (5.18) zu dem als Variable hinterlegten kontinuierlichen Ansteuer- bzw. Modulationsgrad $m_{sh} = \{0 \dots 1\}$ aus Gl. (5.24) (vgl. **Bild 5.7**).

$$\begin{aligned} \underline{U}_{sh,k} &= \mu_{sh} \underline{U}_k \\ &= (1 - m_{sh}) \underline{U}_k, \quad \forall k \in K_{TCR}, m_{sh} \in \{0 \dots 1\} \end{aligned} \quad (5.24)$$

$\underline{Y}_{sh,k}$ stellt nicht mehr die Admittanz einer Stufe, sondern die Gesamtadmittanz des TCR dar.

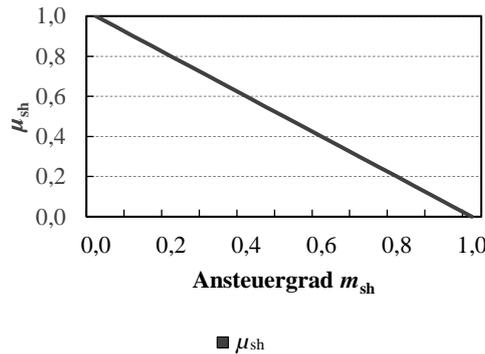


Bild 5.7 Ansteuergrad m_{sh} und resultierender Faktor μ_{sh} zwischen $\underline{U}_{sh,k}$ und \underline{U}_k bei kontinuierlichem Stellbereich der Kompensation.

Hierdurch entfallen ggf. notwendige Ganzzahligkeitsentscheidungen, wie sie für konventionelle Betriebsmittel bei exakter Modellierung notwendig werden.

Statische Querkompensation

Die unter dem englischen Begriff Static Var Compensation (SVC) etablierte statische Blindleistungskompensation beschreibt eine Kombination unterschiedlicher Elemente (z. B. FC, TSC und TCR), die über eine gemeinsame Regelung derart eingesetzt werden, dass ein definiertes Regelziel erreicht wird. SVC sind in unterschiedlichsten Ausführungsformen bereits seit geraumer Zeit in Anwendung, wie u. a. auch die umfangreiche Darstellung in [163] zeigt. In der Literatur werden für SVC explizit die Kombinationen FC-TCR sowie TSC-TCR (z. B. in [21, 162]) aufgeführt, wobei auch andere Kombinationen realisierbar sind (vgl. z. B. [69]). Damit stellt die Benennung SVC eher eine Konzeptbezeichnung dar, denn die konkrete Ausgestaltung eines Systems mit definierten Komponenten. Aufgrund der schnellen Regelbarkeit einzelner Komponenten (insb. der i. d. R. enthaltenen TCR) können neben stationären Kompensationsaufgaben auch dynamische Anwendungen realisiert werden.

Bild 5.8 (a) zeigt eine exemplarische Konfiguration mit verschiedenen schalt- und regelbaren Kompensationselementen, die durch eine gemeinsame Regelung (nicht abgebildet) zusammen einen SVC bilden. Wie die exemplarische Darstellung zeigt, werden neben regelbaren auch

feste/schaltbare Elemente genutzt. Hierdurch können zum einen notwendige Kompensationsleistungen im Bereich von bis zu mehreren hundert Megavoltampere reaktiv erreicht und zum anderen die genaue und schnelle Steuerbarkeit bei vertretbaren Kosten gewährleistet werden.

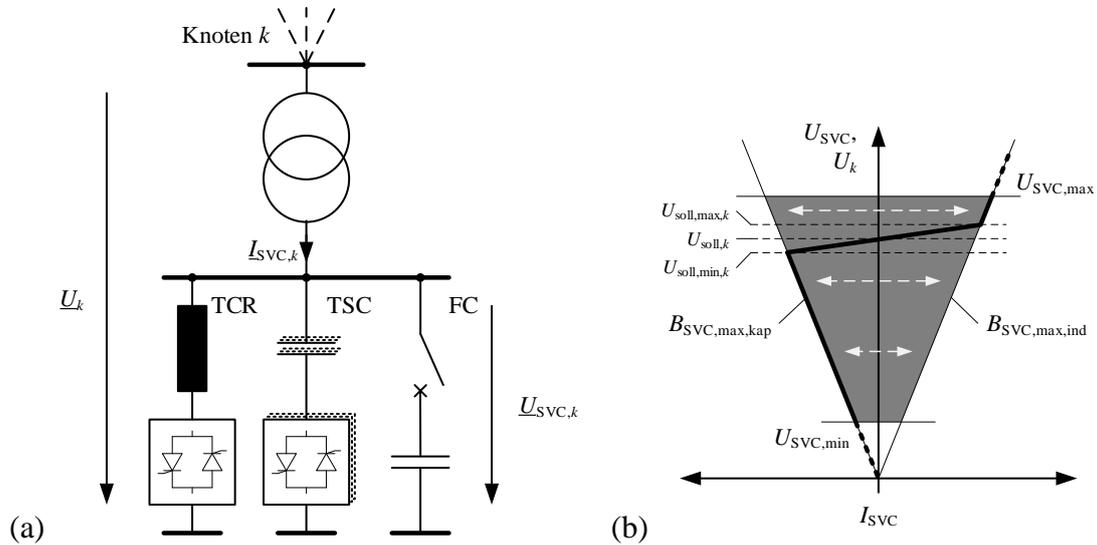


Bild 5.8 Vereinfacht dargestellte Ausführungsform eines SVC (a) und exemplarischer Betriebsbereich und typische Kennlinie (b).

Bild 5.8 (b) zeigt den exemplarischen Betriebsbereich eines SVC. Zwischen den spannungsabhängigen Grenzwerten (maximale Blindleistungslieferung bei Wirksamkeit von $B_{SVC,max,kap}$ bzw. maximale Aufnahme bei Wirksamkeit von $B_{SVC,max,ind}$) kann durch die schalt- und regelbaren Komponenten ein beliebiger Blindstrom eingestellt werden. Üblicherweise erfolgt jedoch ein Betrieb entlang der schwarz eingezeichneten Kennlinie mit Normalbetrieb im Bereich zwischen maximaler und minimaler Sollspannung $U_{soll,max,k}$ bzw. $U_{soll,min,k}$ (für den typischen Anwendungsfall der Spannungsregelung am Knoten k).

Die Modellierung von SVC nutzt das zu Beginn dieses Abschnitts eingeführte allgemeine Ersatzschaltbild für Querelemente. Die zusätzlichen Knotenleistungen $P_{SVC,k} = P_{sh,k}$ bzw. $Q_{SVC,k} = Q_{sh,k}$ an den Knoten $k \in K_{SVC}$ errechnen sich demnach durch die Gln. (5.4) und (5.5). Aufgrund der üblicherweise erfolgenden Kopplung der einzelnen Elemente über einen Kopplungstransformator bzw. eine Tertiärwicklung von Netzkupplertansformatoren kann die Admittanz $Y_{sh,k}$ aus **Bild 5.1** gemäß Gl. (5.1) gewählt werden. Als Initialisierungswert $\underline{U}_{sh,0,k}$ für die Entscheidungsvariable $\underline{U}_{sh,k}$ kann auch hier die Knotenspannung \underline{U}_k nach Gl. (5.13) als Nachbildung einer inaktiven Kompensation gewählt werden. Der Stellbereich ergibt sich anlaog zu Gln. (5.20) bzw. (5.21) für die Knoten $k \in K_{SVC}$ mit angeschlossenen SVC.

Sofern der SVC keinen Energiespeicher aufweist und die Verluste zu null angenommen werden, muss darüber hinaus als Nebenbedingung auch hier Gl. (5.2) gelten. In Abhängigkeit der verfügbaren Arbeitsbereichs der verwendeten Komponenten ist davon abgesehen eine freie Wahl des Arbeitspunktes und damit freie Einstellung der Entscheidungsvariablen $\underline{U}_{sh,k}$ möglich.

Umrichterbasierte Querkompensation

Die Blindleistungskompensation auf Basis von Umrichtern unterscheidet sich von den bisher eingeführten Systemen im Wesentlichen in der Art der Bereitstellung der Blindleistung. Während in allen bisher eingeführten Systemen eine Blindleistungslieferung bzw. -aufnahme durch dedizierte Komponenten (Kondensatoren und Spulen) erfolgte, wird die notwendige Blindleistung durch eine gezielte Ansteuerung selbstgeführter Umrichter (vgl. hierzu die Ausführungen in den Abschnitten 2.3 sowie 6.3) realisiert. Im Englischen wird die umrichterbasierte Blindleistungskompensationsanlage als Static Synchronous Compensator (STATCOM) bezeichnet. Die Anwendungsgebiete sind vergleichbar mit denen von SVC-Systemen, wobei STATCOM insbesondere im Bereich dynamischer Anwendungen Vorteile aufweisen (vgl. [162]). Einzelne Anlagen erreichen dabei Größenordnungen von bis zu mehreren Hundert Megavoltampere reaktiv (vgl. z. B. [162, 164]). Eine übliche Ausführungsform von STATCOM zeigt **Bild 5.9** (a).

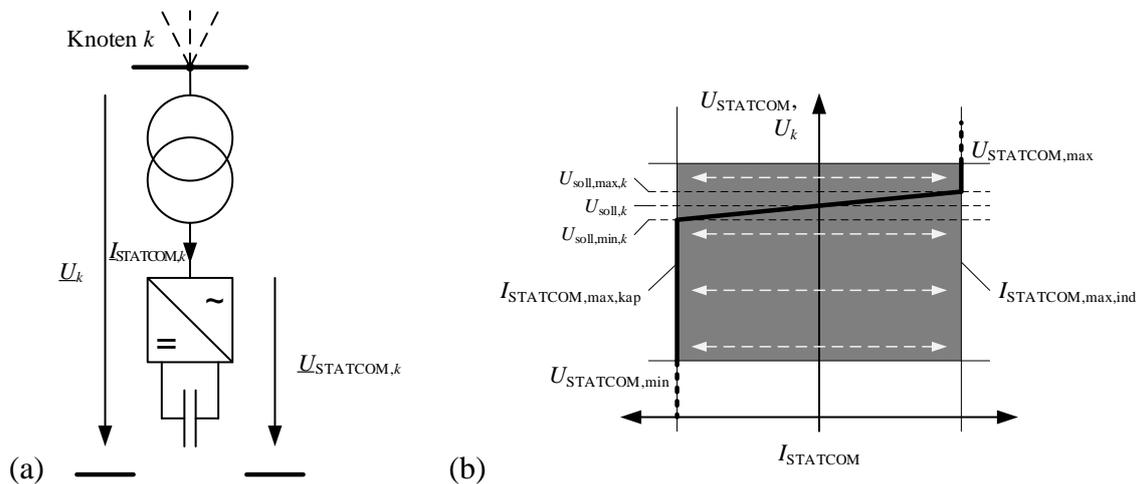


Bild 5.9 Vereinfacht dargestellte Ausführungsform eines STATCOM (a) und exemplarischer Betriebsbereich mit typische Kennlinie (b).

Der Umrichter ist in der Regel über eine Koppeltransformator mit dem Netz verbunden. Die DC-Seite des Umrichters wird durch einen Gleichspannungskreis mit Kondensator gebildet, die als Puffer für kurzzeitige Wirkleistungslieferung und -aufnahme im Bereich der Modulationsfrequenz dient. Diese Ausführungsform kann im Mittel keine Wirkleistung aufnehmen oder abgeben, auftretende Wirkleistungsverluste werden aus dem Netz gedeckt. Das System arbeitet als reine Blindleistungsquelle bzw. -senke. In einer anderen Ausführungsform kann in den Gleichspannungszwischenkreis auch eine Quelle (z. B. durch eine Batterie) eingebracht werden. In diesem Fall kann auch eine Wirkleistung bereitgestellt oder aufgenommen werden, was die Anwendungsgebiete in Abhängigkeit von Quellengröße und -dynamik nochmals deutlich erhöht. Aufgrund der hohen Kosten findet diese Ausführungsform jedoch wenig Anwendung und wird im Weiteren nicht betrachtet.

Neben der erhöhten Dynamik ggü. SVC weisen STATCOM ein vorteilhaftes Vermögen zur stationären Blindleistungsbereitstellung auf. Im Gegensatz zum SVC ist die Blindleistung nicht durch die verwendeten Kompensationselemente (Kapazitäten/Induktivitäten) begrenzt, sondern durch den maximal durch den Umrichter verfügbaren Stromfluss. Daher können STATCOM unabhängig von der Spannung stets den maximalen Blindstrom bereitstellen, was zu einer Erweiterung des Arbeitsbereichs insbesondere bei niedrigen Spannungen führt. Dieses Verhalten ist vorteilhaft, da bei SVC-Systemen bei Unterspannung das Vermögen zur Spannungsstützung durch eine Blindleistungslieferung abnimmt, wohingegen STATCOM hier weiterhin Blindstrom in maximaler Höhe liefern können. Diese Eigenschaft zeigt sich in dem nominell rechteckigen Arbeitsbereich zwischen minimaler und maximaler Sollspannung $U_{\text{soll,min},k}$ bzw. $U_{\text{soll,max},k}$ in **Bild 5.9** (b) mit typischer Betriebskennlinie. Weiterführende Aspekte von Aufbau und Anwendung sind z. B. in [165, 166] beschrieben.

Die Modellierung von STATCOM erfolgt ebenso über zusätzliche Knotenleistungen $P_{\text{SVC},k} = P_{\text{sh},k}$ bzw. $Q_{\text{SVC},k} = Q_{\text{sh},k}$ an den Knoten $k \in K_{\text{STATCOM}}$ gemäß der Gl. (5.4) und (5.5). Da STATCOM für Anwendungen im Übertragungsnetz stets mit einem Koppeltransformator an das Netz angeschlossen sind, kann die Admittanz $\underline{Y}_{\text{sh},k}$ sinnvollerweise wie in der allgemeinen Beschreibung entsprechend der wirksamen Transformator-Admittanz nach Gl. (5.1) gewählt werden. Die als Entscheidungsvariable eingesetzte Spannung $\underline{U}_{\text{STATCOM},k}$ des STATCOM kann für die Initialisierung gleich der Knotenspannung \underline{U}_k nach Gl. (5.25) gewählt werden, so dass das STATCOM nach Initialisierung nicht wirksam ist.

$$\begin{aligned} \underline{U}_{\text{sh},0,k} &= \underline{U}_{\text{STATCOM},0,k} \\ &= \underline{U}_k \quad , \forall k \in K_{\text{STATCOM}} \end{aligned} \quad (5.25)$$

Für die eingepreiste Spannung ergeben sich Grenzwerte hinsichtlich der Spannungsamplitude $U_{\text{sh},k}$ sowie des möglichen Phasenwinkels $\delta_{\text{sh},k}$, welche sich aus den maximalen Stellmöglichkeiten des Umrichters ergeben. Für den Spannungsbetrag ergibt sich so Gl. (5.26).

$$U_{\text{STATCOM,min},k} \leq U_{\text{sh},k} \leq U_{\text{STATCOM,max},k} \quad , \forall k \in K_{\text{STATCOM}} \quad (5.26)$$

Für den Phasenwinkel $\delta_{\text{sh},k}$ erscheint eine Begrenzung auf den Wertebereich nach Gl. (5.27) gegeben, um mehrfach gültige Lösungen (bei Winkeln von $\delta_{\text{sh}} + 2\pi n$, mit n als ganzer Zahl) zu vermeiden.

$$-\pi < \delta_{\text{sh},k} \leq \pi \quad , \forall k \in K_{\text{STATCOM}} \quad (5.27)$$

Darüber hinaus wirkt, wie bei umrichterbasierten Stellgliedern üblich, der maximale Stromfluss nach Gl. (5.6) begrenzend. Bei Realisierung eines üblichen STATCOM gemäß **Bild 5.9** (a) ohne Energiespeicher und bei angenommener Verlustfreiheit des Umrichters muss analog auch Gl. (5.2) gelten. Aufgrund der zahlreichen Freiheitsgrade können verschiedene Betriebsmodi

realisiert werden, welche als Nebenbedingung, Fixierung der angegebenen Entscheidungsvariablen oder durch Einbeziehung in die Zielfunktion realisiert werden können.

5.2 Längselemente

Als Längselemente werden im Rahmen dieser Arbeit Komponenten bezeichnet, die durch ihre Einbringung in das elektrische Energieversorgungssystem längs bzw. in Serie zu weiteren Betriebsmitteln des Systems angeordnet sind. Erste Anwendung fand die Längs- bzw. Serienkompensation mit Kapazitäten zur Reduktion der wirksamen Leitungsimpedanz bereits im Jahr 1952 in Schweden [162]. Serielle Induktivitäten können eingesetzt werden, um z. B. Kurzschlussströme zu begrenzen oder die Reaktanz einer Leitung aus anderen Gründen (z. B. einer gezielten Entlastung) zu erhöhen. Da die Reaktanz einer Leitung in der Regel möglichst gering gehalten werden soll, kommt diese Art der Kompensation jedoch nur in Spezialfällen zum Einsatz. Weiterführende Ausführungen können z. B. [21, 69, 161, 162, 167] entnommen werden.

5.2.1 Modellierungsansatz

Die Modellierung der Längselemente erfolgt bzgl. der Darstellung im Ersatzschaltbild zunächst unabhängig von der konkreten Ausführungsform. Längselemente werden in beinahe allen Fällen in Serie zu Leitungen des Übertragungsnetzes geschaltet und werden im Rahmen dieser Arbeit mit der Abkürzung ‚se‘ für ‚series elements‘ geführt. Die Art der Einbringung in das elektrische Energieversorgungssystem wird bei der im Rahmen dieser Arbeit verwendeten Modellierung direkt berücksichtigt.

In einem ersten Schritt wird zunächst nur das Längselement zwischen seinen beiden Klemmen mit den Knotenbezeichnungen k und m betrachtet. Die Modellierung der Längselemente orientiert sich dabei an der Modellierung aus [69] und entspricht dem allgemeinen Modellierungsansatz für Querelemente aus Abschnitt 5.1, wenn Knoten m mit $\underline{U}_m = 0$ dem Bezugspotential entspricht. **Bild 5.10** zeigt das in dieser Arbeit verwendete allgemeine Ersatzschaltbild eines Längselements, wobei die ideale Spannungsquelle $\underline{U}_{se,km}$ und Admittanz $\underline{Y}_{se,km}$ gegenüber der Darstellung in **Bild 5.1** getauscht angeordnet sind. Das Ersatzschaltbild enthält die ideale Spannungsquelle mit Spannung $\underline{U}_{se,km}$, die zusammen mit einer Admittanz $\underline{Y}_{se,km}$ zwischen die Knoten k und m eingebracht wird. Im Sinne der Optimierung können auch für Längselemente Spannungsbetrag $U_{se,km}$ und -winkel $\delta_{se,km}$ der Spannungsquelle als Entscheidungsvariablen interpretiert und die Admittanz $\underline{Y}_{se,km} = G_{se,km} + jB_{se,km}$ als Parameter festgelegt werden. Im Folgenden wird für die Komponenten $\underline{U}_{se,km}$ und $\underline{Y}_{se,km}$ aus Gründen der Übersichtlichkeit wo möglich auf die zusätzlichen Knotenindizes km verzichtet.

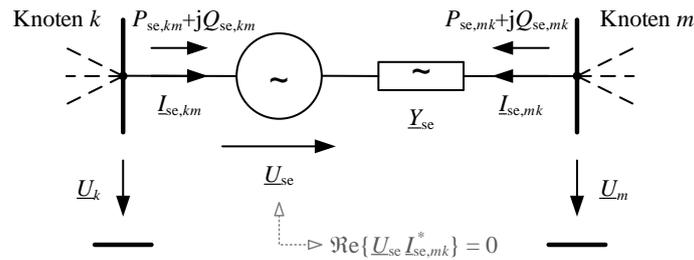


Bild 5.10 Ersatzschaltbild der Modellierung von Längselementen (in Anlehnung an [69]).

Für den allgemeinen Fall, in dem Längselemente über einen Serientransformator an das Netz gekoppelt sind, ergibt sich aus dem Ersatzschaltbild des Serientransformators die Gl. (5.28), die Gl. (5.1) entspricht und daher hier nicht nochmals in Real- und Imaginärteil dargestellt ist.

$$\underline{Y}_{se} = \frac{\underline{Y}_{OS} (\underline{Y}'_{US} + \underline{Y}_h)}{\underline{Y}_{OS} + \underline{Y}'_{US} + \underline{Y}_h} \quad (5.28)$$

Die Wahl weiterer möglicher Parameter für \underline{Y}_{se} wird in den folgenden Abschnitten zu einzelnen Betriebsmitteln dargestellt.

Im allgemeinen Fall kann die Spannungsquelle \underline{U}_{se} alle Werte annehmen und damit an den Anschlusspunkten zu den Knoten k und m auch eine Wirkleistung bereitstellen. Da das Längselement dazu ein entsprechendes Quellenverhalten aufweisen müsste, dies aber für die nachfolgend eingeführten Elemente in der Regel nicht der Fall ist, wird keine Wirkleistungsabgabe der Spannungsquelle durch Formulierung der Nebenbedingung in Gl. (5.29) zugelassen.

$$\begin{aligned} P_{\underline{U}_{se}} &= 3\Re\{\underline{U}_{se} \underline{I}_{se,mk}^*\} \\ &= 3 \begin{pmatrix} U_{se}^2 G_{se} \dots \\ -U_k U_{se} (G_{se} \cos(\delta_k - \delta_{se}) - B_{se} \sin(\delta_k - \delta_{se})) \dots \\ +U_m U_{se} (G_{se} \cos(\delta_m - \delta_{se}) - B_{se} \sin(\delta_m - \delta_{se})) \end{pmatrix} \\ &= 0 \quad , \forall (k, m) \in K_{se} \end{aligned} \quad (5.29)$$

Bei einer expliziten weiteren Berücksichtigung von Verlusten $P_{\text{Verlust,se,k}} = f(\underline{U}_k, \underline{U}_m, \underline{I}_{se,km}, \dots)$ über die bereits in \underline{Y}_{se} berücksichtigten Verluste hinaus, muss Gl. (5.29) um diese erweitert werden, so dass Gl. (5.30) als Nebenbedingung einzubinden ist.

$$P_{\underline{U}_{se}} = P_{\text{Verlust,se,km}} \quad , \forall (k, m) \in K_{se} \quad (5.30)$$

An den Anschlussknoten k und m ergeben sich Wirk- und Blindleistung in Abhängigkeit der gewählten Parameter \underline{Y}_{se} und der Knotenspannungen \underline{U}_k bzw. \underline{U}_m sowie der Quellenspannung des Längselements \underline{U}_{se} zu den Gln. (5.31)–(5.34).

$$P_{se,km} = 3 \begin{pmatrix} U_k^2 G_{se} \dots \\ -U_k U_m (G_{se} \cos(\delta_k - \delta_m) + B_{se} \sin(\delta_k - \delta_m)) \dots \\ -U_k U_{se} (G_{se} \cos(\delta_k - \delta_{se}) + B_{se} \sin(\delta_k - \delta_{se})) \end{pmatrix}, \forall (k,m) \in K_{se} \quad (5.31)$$

$$Q_{se,km} = 3 \begin{pmatrix} -U_k^2 B_{se} \dots \\ -U_k U_m (G_{se} \sin(\delta_k - \delta_m) - B_{se} \cos(\delta_k - \delta_m)) \dots \\ -U_k U_{se} (G_{se} \sin(\delta_k - \delta_{se}) - B_{se} \cos(\delta_k - \delta_{se})) \end{pmatrix}, \forall (k,m) \in K_{se} \quad (5.32)$$

$$P_{se,mk} = 3 \begin{pmatrix} U_m^2 G_{se} \dots \\ -U_m U_k (G_{se} \cos(\delta_m - \delta_k) + B_{se} \sin(\delta_m - \delta_k)) \dots \\ +U_m U_{se} (G_{se} \cos(\delta_m - \delta_{se}) + B_{se} \sin(\delta_m - \delta_{se})) \end{pmatrix}, \forall (k,m) \in K_{se} \quad (5.33)$$

$$Q_{se,mk} = 3 \begin{pmatrix} -U_m^2 B_{se} \dots \\ -U_m U_k (G_{se} \sin(\delta_m - \delta_k) - B_{se} \cos(\delta_m - \delta_k)) \dots \\ +U_m U_{se} (G_{se} \sin(\delta_m - \delta_{se}) - B_{se} \cos(\delta_m - \delta_{se})) \end{pmatrix}, \forall (k,m) \in K_{se} \quad (5.34)$$

Für die einzelnen Elemente wirkt in der Regel der Strom begrenzend, so dass zusätzlich Gl. (5.35) als Nebenbedingungen zu formulieren ist.

$$\begin{aligned} I_{se,km} &= |(\underline{U}_k - \underline{U}_{se} - \underline{U}_m) \underline{Y}_{se}| \\ &= \sqrt{\left(U_k^2 + U_m^2 + U_{se}^2 - 2 \begin{pmatrix} U_k U_m \cos(\delta_k - \delta_m) \dots \\ +U_k U_{se} \cos(\delta_k - \delta_{se}) \dots \\ -U_m U_{se} \cos(\delta_m - \delta_{se}) \end{pmatrix} \right) (G_{se}^2 + B_{se}^2)} \\ &\leq I_{se,max,km}, \forall (k,m) \in K_{se} \end{aligned} \quad (5.35)$$

Wie eingeführt werden Längselemente in der Regel in Serie zu einer Leitung betrieben. Zur Vermeidung zusätzlicher Knoten und damit einhergehender Änderungen in der Knotenadmittanzmatrix wird die Modellierung mit Hilfe der Vierpoltheorie zu einem integrierten Modell mit Leitungselement weiterentwickelt. Der grundlegende Ansatz basiert auf einer Modellierung der Anordnung aus Längselement und serieller Leitung, wobei die jeweils hervorgerufenen Leistungsflüsse separat ermittelt und in der knotenbasierten Leistungsflussbeschreibung (vgl. **Bild 4.10**) als Netz- und zusätzliche Knotenleistungen überlagert werden. Als Ersatzschaltbild wird das kombinierte Längs-Leitungs-Element aus **Bild 5.11** herangezogen.

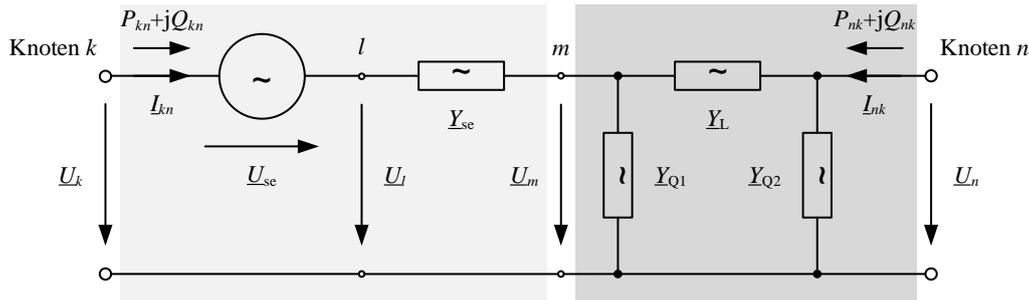


Bild 5.11 Kombinierte Ersatzschaltung eines Längselements (links) mit serieller Leitung (rechts).

Über die Kettenregel der Vierpoldarstellung (vgl. Einführung der Vierpol-Darstellung für Betriebsmittel in Abschnitt 2.2.1) kann das Vierpol-Verhalten bzgl. der Klemmenspannungen \underline{U}_k und \underline{U}_n aus **Bild 5.11** abgeleitet werden. Die Matrix \underline{Y} aus der resultierenden Darstellung in Gl. (5.36) bildet die passiven Elemente nach, die Spannungsquelle \underline{U}_{se} zeichnet sich für die Quellenströme \underline{i} verantwortlich. Die Knoten l und m sind in dieser Darstellung nur noch Hilfsknoten und nicht für die weitere Betrachtung relevant.

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_{kn} \\ \underline{I}_{nk} \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} \underline{Y}_{11} & \underline{Y}_{12} \\ \underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{22} \end{bmatrix}}_{\underline{Y}} \begin{bmatrix} \underline{U}_k \\ \underline{U}_n \end{bmatrix} + \underbrace{\begin{bmatrix} \underline{Y}_{11} \\ \underline{Y}_{21} \end{bmatrix}}_{\underline{i}} \underline{U}_{se} \quad (5.36)$$

Gemäß des verfolgten Ansatzes soll die Wirkung der Leitung und des Längselements getrennt betrachtet werden, da der Leistungsfluss der Leitung schon in den Netzleistungen \underline{s}_N abgebildet ist. Die Anordnung aus **Bild 5.11** bzw. Gl. (5.36) wird zu diesem Zweck in eine äquivalente Vierpol-Ersatzschaltung mit zwei abhängigen Stromquellen entsprechend **Bild 5.12** umgewandelt.

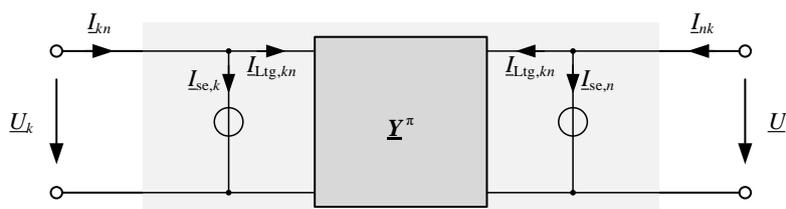


Bild 5.12 Vierpol-Ersatzschaltung mit Nachbildung der Leitung als passivem Teil und Längselement als Stromquellen.

Die Leitung wird durch den passiven Teil dargestellt und die Wirkung des Längselements geht komplett in den abhängigen Stromquellen $\underline{I}_{se,k}$ bzw. $\underline{I}_{se,n}$ auf. Hieraus ergibt sich der Ansatz zur Aufteilung der resultierenden Ströme $\underline{I}_{kn} = \underline{I}_{se,k} + \underline{I}_{Ltg,kn}$ bzw. $\underline{I}_{nk} = \underline{I}_{se,n} + \underline{I}_{Ltg,nk}$ an k und n aus Gl. (5.37), indem der durch die Leitung resultierende Stromfluss separat ermittelt und vom Gesamtfluss des kombinierten Elementes abgezogen wird.

$$\begin{aligned}
 \begin{bmatrix} \underline{I}_{kn} \\ \underline{I}_{nk} \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} \underline{I}_{se,k} \\ \underline{I}_{se,n} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \underline{I}_{Ltg,kn} \\ \underline{I}_{Ltg,nk} \end{bmatrix} \\
 &= \underbrace{\left(\begin{bmatrix} \underline{Y}_{11} & \underline{Y}_{12} \\ \underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{22} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \underline{Y}_{11}^\pi & \underline{Y}_{12}^\pi \\ \underline{Y}_{21}^\pi & \underline{Y}_{22}^\pi \end{bmatrix} \right)}_{\underline{Y}} \begin{bmatrix} \underline{U}_k \\ \underline{U}_n \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \underline{Y}_{11} \\ \underline{Y}_{21} \end{bmatrix} \underline{U}_{se} \dots \\
 &\quad + \underbrace{\begin{bmatrix} \underline{Y}_{11}^\pi & \underline{Y}_{12}^\pi \\ \underline{Y}_{21}^\pi & \underline{Y}_{22}^\pi \end{bmatrix}}_{\underline{Y}^\pi} \begin{bmatrix} \underline{U}_k \\ \underline{U}_n \end{bmatrix}, \quad \forall (k, n) \in K_{se}
 \end{aligned} \tag{5.37}$$

Für die resultierenden Ströme $\underline{I}_{se,kn}$ und $\underline{I}_{se,nk}$, die durch das Längselement eingepreßt werden, gelten demnach die Gln. (5.38) und (5.39).

$$\underline{I}_{se,kn} = \left(\underline{Y}_{11} - \underline{Y}_{11}^\pi \right) \underline{U}_k + \left(\underline{Y}_{12} - \underline{Y}_{12}^\pi \right) \underline{U}_n - \underline{Y}_{11} \underline{U}_{se}, \quad \forall (k, n) \in K_{se} \tag{5.38}$$

$$\underline{I}_{se,nk} = \left(\underline{Y}_{21} - \underline{Y}_{21}^\pi \right) \underline{U}_k + \left(\underline{Y}_{22} - \underline{Y}_{22}^\pi \right) \underline{U}_n - \underline{Y}_{21} \underline{U}_{se}, \quad \forall (k, n) \in K_{se} \tag{5.39}$$

Die Matrix \underline{Y}^π aus Gl. (5.37) entspricht der Vierpol-Admittanzmatrix einer Leitung aus Gl. (2.5) und wird im Folgenden nicht weiter betrachtet. Die Admittanzmatrix \underline{Y} zur Nachbildung des passiven Teils des kombinierten Längs-Leitungs-Elementes ist in der Optimierung durch die entsprechenden Konduktanzen \mathbf{G} und Suszeptanzen \mathbf{B} nach Gl. (5.40) anzugeben. Die Notwendigkeit der Darstellung als Real- und Imaginärteil lässt diese sehr lang werden.⁸

$$\begin{aligned}
 \underline{Y} &= \mathbf{G} + \mathbf{jB} \\
 &= \begin{bmatrix} G_{11} & G_{12} \\ G_{21} & G_{22} \end{bmatrix} + \mathbf{j} \begin{bmatrix} B_{11} & B_{12} \\ B_{21} & B_{22} \end{bmatrix}
 \end{aligned} \tag{5.40}$$

Aus den resultierenden Strömen $\underline{I}_{se,k}$ und $\underline{I}_{se,n}$ können die Wirk- und Blindleistungen $P_{se,k} + \mathbf{j}Q_{se,k}$ bzw. $P_{se,n} + \mathbf{j}Q_{se,n}$ auf Basis der Real- und Imaginärteile der Admittanzen aus den Gln. (11.42)–(11.49) ermittelt werden. Die Gln. (5.41)–(5.44) zeigen die Ausdrücke der so zusätzlich durch das Längselement auf die Leitung eingebrachten Leistungen, die an den Knoten k und n in die Leistungsfluss-Nebenbedingungen aufgenommen werden müssen.

Durch die dargestellte Umrechnung ist es möglich, den Einfluss eines Längselements durch zusätzliche Knotenleistungen an den Knoten der dem Längselement in Serie geschalteten Leitung auszudrücken und dabei gleichzeitig die Knotenadmittanzmatrix konstant zu halten.

⁸ Anhang 11.6 zeigt eine nach Real- und Imaginärteil aufgeschlüsselte Darstellung der Komponenten.

$$P_{se, kn} = 3\underline{U}_k \left(\begin{array}{l} \cos(\delta_k) \left(\begin{array}{l} U_k \left(\cos(\delta_k)(G_{11} - G_{11}^\pi) - \sin(\delta_k)(B_{11} - B_{11}^\pi) \right) \dots \\ + U_n \left(\cos(\delta_n)(G_{12} - G_{12}^\pi) - \sin(\delta_n)(B_{12} - B_{12}^\pi) \right) \dots \dots \\ - U_{se} \left(\cos(\delta_{se})G_{11} - \sin(\delta_{se})B_{11} \right) \end{array} \right) \\ + \sin(\delta_k) \left(\begin{array}{l} U_k \left(\sin(\delta_k)(G_{11} - G_{11}^\pi) + \cos(\delta_k)(B_{11} - B_{11}^\pi) \right) \dots \\ + U_n \left(\sin(\delta_n)(G_{12} - G_{12}^\pi) + \cos(\delta_n)(B_{12} - B_{12}^\pi) \right) \dots \\ - U_{se} \left(\sin(\delta_{se})G_{11} + \cos(\delta_{se})B_{11} \right) \end{array} \right) \end{array} \right) \quad (5.41)$$

$, \forall (k, n) \in K_{se}$

$$Q_{se, kn} = 3\underline{U}_k \left(\begin{array}{l} \sin(\delta_k) \left(\begin{array}{l} U_k \left(\cos(\delta_k)(G_{11} - G_{11}^\pi) - \sin(\delta_k)(B_{11} - B_{11}^\pi) \right) \dots \\ + U_n \left(\cos(\delta_n)(G_{12} - G_{12}^\pi) - \sin(\delta_n)(B_{12} - B_{12}^\pi) \right) \dots \dots \\ - U_{se} \left(\cos(\delta_{se})G_{11} - \sin(\delta_{se})B_{11} \right) \end{array} \right) \\ - \cos(\delta_k) \left(\begin{array}{l} U_k \left(\sin(\delta_k)(G_{11} - G_{11}^\pi) + \cos(\delta_k)(B_{11} - B_{11}^\pi) \right) \dots \\ + U_n \left(\sin(\delta_n)(G_{12} - G_{12}^\pi) + \cos(\delta_n)(B_{12} - B_{12}^\pi) \right) \dots \\ - U_{se} \left(\sin(\delta_{se})G_{11} + \cos(\delta_{se})B_{11} \right) \end{array} \right) \end{array} \right) \quad (5.42)$$

$, \forall (k, n) \in K_{se}$

Sofern mehrere Längselemente zwischen zwei Knoten k und n angeschlossen sind, werden die resultierenden Leistung $p_{se,k}$ und $q_{se,k}$ bzw. $p_{se,n}$ und $q_{se,n}$ aller l parallelen Elemente aus der Menge der Längselemente L_{se} an den Knoten k bzw. n durch die exemplarisch für die Knoten k angegebenen Gln. (5.45) und (5.46) gebildet.

$$P_{se, nk} = 3\underline{U}_n \left(\begin{array}{l} \cos(\delta_n) \left(\begin{array}{l} U_k \left(\cos(\delta_k)(G_{21} - G_{21}^\pi) - \sin(\delta_k)(B_{21} - B_{21}^\pi) \right) \dots \\ + U_n \left(\cos(\delta_n)(G_{22} - G_{22}^\pi) - \sin(\delta_n)(B_{22} - B_{22}^\pi) \right) \dots \dots \\ - U_{se} \left(\cos(\delta_{se})G_{21} - \sin(\delta_{se})B_{21} \right) \end{array} \right) \\ + \sin(\delta_n) \left(\begin{array}{l} U_k \left(\sin(\delta_k)(G_{21} - G_{21}^\pi) + \cos(\delta_k)(B_{21} - B_{21}^\pi) \right) \dots \\ + U_n \left(\sin(\delta_n)(G_{22} - G_{22}^\pi) + \cos(\delta_n)(B_{22} - B_{22}^\pi) \right) \dots \\ - U_{se} \left(\sin(\delta_{se})G_{21} + \cos(\delta_{se})B_{21} \right) \end{array} \right) \end{array} \right) \quad (5.43)$$

$, \forall (k, n) \in K_{se}$

$$Q_{se,nk} = 3U_n \begin{pmatrix} \sin(\delta_n) \begin{pmatrix} U_k (\cos(\delta_k)(G_{21} - G_{21}^\pi) - \sin(\delta_k)(B_{21} - B_{21}^\pi)) \dots \\ + U_n (\cos(\delta_n)(G_{22} - G_{22}^\pi) - \sin(\delta_n)(B_{22} - B_{22}^\pi)) \dots \\ - U_{se} (\cos(\delta_{se,km})G_{21} - \sin(\delta_{se})B_{21}) \end{pmatrix} \\ -\cos(\delta_n) \begin{pmatrix} U_k (\sin(\delta_k)(G_{21} - G_{21}^\pi) + \cos(\delta_k)(B_{21} - B_{21}^\pi)) \dots \\ + U_n (\sin(\delta_n)(G_{22} - G_{22}^\pi) + \cos(\delta_n)(B_{22} - B_{22}^\pi)) \dots \\ - U_{se} (\sin(\delta_{se})G_{21} + \cos(\delta_{se})B_{21}) \end{pmatrix} \end{pmatrix} \quad (5.44)$$

$, \forall (k, n) \in K_{se}$

$$p_{se,k} = \sum_{l=1}^{L_{se}} P_{se,l,k} \quad , \forall k \in K_{se} \quad (5.45)$$

$$q_{se,k} = \sum_{l=1}^{L_{se}} Q_{se,l,k} \quad , \forall k \in K_{se} \quad (5.46)$$

Damit können Längselemente in die Knotenleistungen nach Gln. (5.47) und (5.48) überführt und damit über den in Abschnitt 4.4.1 in Gl. (4.54) skizzierten Ansatz in die Leistungsfluss-Beschreibung entsprechend der Gln. (4.27) und (4.28) aufgenommen werden.

$$p_{K,k} = p_{Gen,k} + p_{Last,k} + p_{se,k} \quad , \forall k \in K_{se} \quad (5.47)$$

$$q_{K,k} = q_{Gen,k} + q_{Last,k} + q_{se,k} \quad , \forall k \in K_{se} \quad (5.48)$$

Der Einsatz in der Optimierung erfolgt durch Lösen des Optimierungsproblems aus Gl. (5.49), wobei Spannungsbeträge $U_{se,k}$ und -winkel $\delta_{se,k}$ der an den Knoten $(k, m) \in K_{se}$ enthaltenen Längselemente $l \in L_{se}$ die notwendigen Freiheitsgrade zur Engpassbeseitigung oder Systemoptimierung liefern. Die Zielfunktion f_{se} im Rahmen der mathematischen Optimierung ist anwendungsfallspezifisch zu formulieren und wird daher an dieser Stelle nicht spezifiziert.

$$\begin{aligned}
 & \min_{u, \delta, u_{se}, \delta_{se}} f_{se} \\
 \text{u. d. N. } & p_{K,k} + p_{N,k} = 0 \quad , \forall k \in K_{PQ,PU} \\
 & q_{K,k} + q_{N,k} = 0 \quad , \forall k \in K_{PQ} \\
 & U_{\min,k} \leq U_k \leq U_{\max,k} \quad , \forall k \in K \\
 & I_z \leq I_{\max,z} \quad , \forall z \in Z \\
 & P_{U_{se,km},q} = 0 \quad , \forall (k, m) \in K_{se}, l \in L_{se} \\
 & I_{se,km,l} \leq I_{se,\max,km,l} \quad , \forall (k, m) \in K_{se}, l \in L_{se} \\
 & U_{se,\min,km,l} \leq U_{se,km,l} \leq U_{se,\max,km,l} \quad , \forall (k, m) \in K_{se}, l \in L_{se} \\
 & \delta_{se,\min,km,l} \leq \delta_{se,km,l} \leq \delta_{se,\max,km,l} \quad , \forall (k, m) \in K_{se}, l \in L_{se}
 \end{aligned} \quad (5.49)$$

5.2.2 Betriebsmittelspezifische Umsetzung

Feste und mechanisch geschaltete Längskompensation

In der einfachsten Ausführungsform kann eine Längskompensation als festes oder mechanisch geschaltetes Element ausgeführt werden. Hierbei kann die Kompensation analog zur Parallelkompensation durch Kapazitäten (engl.: fixed capacitor, FC, bzw. mechanically switched capacitor, MSC) oder Induktivitäten (fixed reactor, FR, bzw. mechanically switched reactor, MSR) erfolgen. **Bild 5.13** zeigt vereinfacht dargestellte Ausführungsformen von FC (a), MSC (b), FR (c) sowie MSR (d) jeweils in Kombination mit der Leitung zwischen den Punkten m und n .

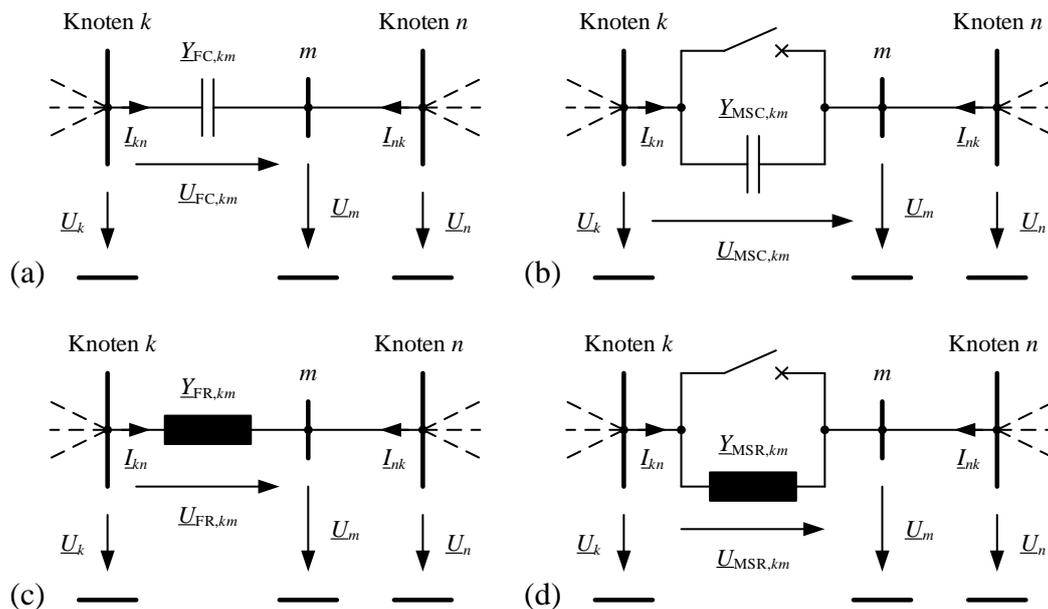


Bild 5.13 Vereinfacht dargestellte Ausführungsformen von (geschalteten) Längselementen und seriell angeordneter Leitungen: (a) FC; (b) MSC; (c) FR; (d) MSR.

Die Modellierung fester bzw. mechanisch geschalteter Längselemente kann über die Ermittlung der entsprechend des Modellierungsansatzes aus den Gl. (5.41)–(5.44) zu ermittelnden zusätzlichen Knotenleistungen $P_{FC/MSC/FR/MSTR,k/n} = P_{se,k/n}$ bzw. $Q_{FC/MSC/FR/MSTR,k/n} = Q_{se,k/n}$ der Knoten $(k, n) \in K_{FC/MSC/FR/MSTR}$ erfolgen. Für den Parameter \underline{Y}_{se} des Ersatzschaltbildes aus **Bild 5.11** wird die Admittanz $\underline{Y}_{FC/MSC/FR/MSTR,km}$ der jeweiligen Komponente nach Gl. (5.50) gewählt.

$$\underline{Y}_{se} = \underline{Y}_{FC/MSC/FR/MSTR}, \quad \forall (k, n) \in K_{FC/MSC/FR/MSTR} \quad (5.50)$$

Als Initialisierung für die Entscheidungsvariable \underline{U}_{se} kann der aktivierte sowie deaktivierte Zustand der Kompensation gewählt werden. Bei einer Wahl der Spannung $\underline{U}_{se,0}$ zu null ist die Kompensationsanlage zugeschaltet, bei einer Wahl von $\underline{U}_{se,0}$ entsprechend des durch den Parameter \underline{Y}_{se} des Serienelements hervorgerufenen Spannungsabfalls $\underline{U}_{se,0} = -\underline{I}_{kn} / \underline{Y}_{se}$ nach Gl. (5.53) ist die Kompensation inaktiv und die wirksame Impedanz gleich null. Folglich

ergeben sich auch die Stellbereiche für Betrag U_{se} und Winkel δ_{se} der Entscheidungsvariablen \underline{U}_{se} gemäß der Gln. (5.51) und (5.52).

$$0 \leq U_{se} \leq U_{se,0} \quad , \forall (k, n) \in K_{FC/MSC/FR/MSR} \quad (5.51)$$

$$0 \leq \delta_{se} \leq \delta_{se,0} \quad , \forall (k, n) \in K_{FC/MSC/FR/MSR} \quad (5.52)$$

Über die Variation von \underline{U}_{se} zwischen null und der für die Initialisierung verwendeten Spannung $\underline{U}_{se,0}$ aus Gl. (5.53) können verschiedene (ggf. durch eine eventuell stufbar ausgeführte Kompensationsanlage) einstellbare Kompensationsgrade nachgebildet werden, wobei nur Werte zulässig sind, die der Bedingung der Wirkleistungsneutralität aus Gl. (5.29) bzw. bei Verlustberücksichtigung Gl. (5.30) genügen.

$$\begin{aligned} \underline{U}_{se,0} &= -\frac{\underline{I}_{kn}}{\underline{Y}_{se}} \\ &= -\frac{\underline{Y}_{11}\underline{U}_k + \underline{Y}_{12}\underline{U}_n}{\underline{Y}_{11} - \underline{Y}_{se}} \\ &= -\left(\begin{array}{l} \left(\begin{array}{l} U_k (G_{11} \cos(\delta_k) - B_{11} \sin(\delta_k)) \dots \\ + U_n (G_{12} \cos(\delta_n) - B_{12} \sin(\delta_n)) \end{array} \right) (G_{11} - G_{se}) \dots \\ + \left(\begin{array}{l} U_k (G_{11} \sin(\delta_k) + B_{11} \cos(\delta_k)) \dots \\ + U_n (G_{12} \sin(\delta_n) + B_{12} \cos(\delta_n)) \end{array} \right) (B_{11} - B_{se}) \\ \hline (G_{11} - G_{se})^2 + (B_{11} - B_{se})^2 \dots \\ + j \frac{\left(\begin{array}{l} U_k (G_{11} \cos(\delta_k) - B_{11} \sin(\delta_k)) \dots \\ + U_n (G_{12} \cos(\delta_n) - B_{12} \sin(\delta_n)) \end{array} \right) (G_{11} - G_{se}) \dots \\ + \left(\begin{array}{l} U_k (G_{11} \sin(\delta_k) + B_{11} \cos(\delta_k)) \dots \\ + U_n (G_{12} \sin(\delta_n) + B_{12} \cos(\delta_n)) \end{array} \right) (B_{11} - B_{se}) \\ \hline (G_{11} - G_{se})^2 + (B_{11} - B_{se})^2 \end{array} \right) \end{array} \quad (5.53) \end{aligned}$$

$, \forall (k, n) \in K_{FC/MSC/FR/MSR}$

Soll die Stufung durch die Variation der Entscheidungsvariablen \underline{U}_{se} nachgebildet werden, so gilt zum anderen für diese die Nebenbedingung in Gl. (5.54), welche sich aus dem Verhältnis von \underline{U}_k zu \underline{U}_{se} unter Berücksichtigung der Anzahl N an Stufen ergibt. Die Herleitung erfolgt durch Gleichsetzen der entsprechenden Ausdrücke für die Scheinleistung \underline{S}_{se} in Analogie zu den Gln. (5.16) und (5.17).

$$\begin{aligned} \underline{U}_{se} &= v_{se} (\underline{U}_k - \underline{U}_m) \\ &= \left(\frac{N-1}{N} \right) (\underline{U}_k - \underline{U}_m) \quad , \forall k \in K_{FC/MSC/FR/MSR} \end{aligned} \quad (5.54)$$

Thyristor-geschaltete Serienkompensation

Bei der Thyristor-geschalteten Serienkompensation (engl.: thyristor switched series compensator, TSSC) kommen im Gegensatz zur mechanisch geschalteten Serienkompensation Thyristor-basierte Schalter in einer antiparallelen Anordnung zum Einsatz. Typischerweise besteht ein TSSC-System aus mehreren Modulen, die gleich groß oder auch unterschiedlich dimensioniert sein können. **Bild 5.14** zeigt eine vereinfacht dargestellte TSSC-Ausführungsform mit N seriell angeordneten gleichen Elementen in Reihe zur Leitung zum Knoten n .

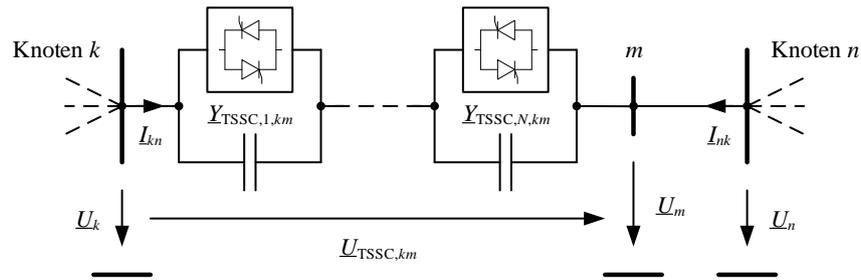


Bild 5.14 Vereinfacht dargestellte Ausführungsform eines TSSC mit N Modulen und seriell angeordneter Leitung.

Prinzipiell werden bei TSSC die Kompensationselemente für mindestens eine Spannungshalbwelle kurzgeschlossen bzw. bei offenem Thyristorschalter eingefügt. Es können zwei grundlegende Betriebsmodi unterschieden werden, die in **Bild 5.15** durch den jeweiligen Betriebsbereich für eine Ausführungsform mit $N = 4$ gleichen Stufen dargestellt sind.

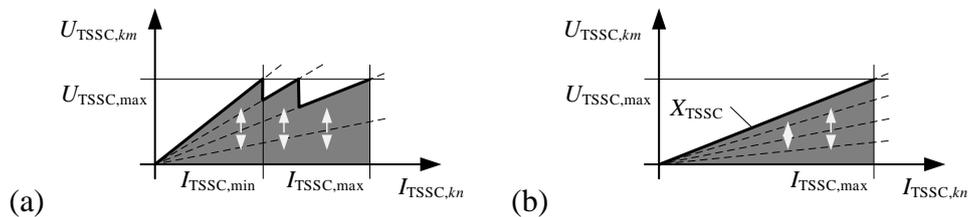


Bild 5.15 Exemplarische Betriebsbereiche eines TSSC mit vier Stufen bei Regelung der Kompensationsspannung $U_{TSSC,km}$ (a) und der Kompensationsreaktanz X_{TSSC} (b) (in Anlehnung an [162]).

Bild 5.15 (a) zeigt den Betriebsbereich bei Regelung der Kompensationsspannung $U_{TSSC,km}$ und **Bild 5.15** (b) den Betriebsbereich bei Regelung der Kompensationsreaktanz X_{TSSC} . Bei Regelungsmodus aus (a) liegt der Fokus auf der Bereitstellung eines gewünschten Kompensationsspannungsbetrags, dessen Maximalwert in Abhängigkeit von der Größe der Kompensationseinheiten erstmals bei $U_{TSSC,max} = NX_{TSSC} I_{TSSC,min}$ erreicht wird und dann stufenweise bis zum Maximalstrom $I_{TSSC,max}$ gehalten werden kann. Im Regelungsmodus aus (b) wird die Anzahl der zugeschalteten Kompensationsstufen zwischen einem Stromwert von null und dem Maximalwert $I_{TSSC,max}$ konstant gehalten.

Die Modellierung von TSSC erfolgt über den eigenführten einheitlichen Modellierungsansatz in Form zusätzlicher Knotenleistungen $P_{TSSC,k/n} = P_{se,k/n}$ bzw. $Q_{TSSC,k/n} = Q_{se,k/n}$ an den Knoten

$(k, n) \in K_{\text{TSSC}}$ entsprechend der Gln. (5.41)–(5.44). Für den Parameter $\underline{Y}_{\text{se}}$ des Ersatzschaltbildes aus **Bild 5.11** wird die Admittanz $\underline{Y}_{\text{TSSC}}$ des TSSC für eine beliebige Anzahl bzw. alle N Stufen nach Gl. (5.55) gewählt.

$$\underline{Y}_{\text{se}} = \underline{Y}_{\text{TSSC}} \quad , \quad \forall (k, n) \in K_{\text{TSSC}} \quad (5.55)$$

Als Initialisierung für die Entscheidungsvariable $\underline{U}_{\text{se}}$ kann der aktivierte sowie deaktivierte Zustand der Kompensation gewählt werden. Bei einer Wahl der Spannung $\underline{U}_{\text{se},0}$ zu null ist die Kompensationsanlage mit allen N Stufen komplett zugeschaltet, bei einer Wahl von $\underline{U}_{\text{se},0}$ entsprechend des durch den Parameter $\underline{Y}_{\text{se}}$ des Serienelements hervorgerufenen Spannungsabfalls $\underline{U}_{\text{se},0} = -\underline{I}_{kn}/\underline{Y}_{\text{se}}$ nach Gl. (5.53) ist die Kompensation inaktiv. Folglich ergeben sich auch die Stellbereiche für Betrag U_{se} und Winkel δ_{se} der Entscheidungsvariablen $\underline{U}_{\text{se}}$ zu den Formulierungen der Gln. (5.51) und (5.52), die für die Knoten $(k, n) \in K_{\text{TSSC}}$ gelten. Bzgl. der Variation gelten die Ausführungen der (mechanisch) geschalteten Längskompensation.

Thyristor-geregelte Serienkompensation

Der physikalische Aufbau der Thyristor-geregelten Serienkompensation (engl.: thyristor controlled series compensator, TCSC) kann aus den bereits eingeführten Elementen der festen Serienkompensation FC sowie eines parallelen TCR zusammengesetzt werden. Oft werden zur besseren Steuerbarkeit mehrere TCSC-Module in Serie verbaut (vgl. **Bild 5.16**). In realen Ausführungsformen werden die Module eines TCSC häufig mit weiteren Elementen wie z. B. einem weiteren in Serie geschalteten FC oder auch TSSC-Modulen kombiniert, um den Arbeitsbereich möglichst kosteneffizient zu erweitern.

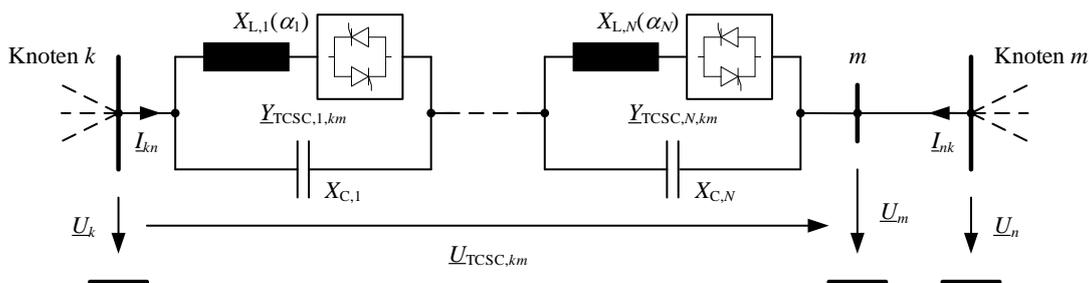


Bild 5.16 Vereinfacht dargestellte Ausführungsform eines TCSC-Systems mit N Modulen und seriell angeordneter Leitung.

Die wirksame Reaktanz eines TCSC-Moduls ergibt sich aus dem Parallelschwingkreis gemäß Gl. (5.56), der sich aus der Reaktanz X_C des FC und der Reaktanz $X_L(\alpha)$ des TCR ergibt, wobei α den Ansteuerwinkel der antiparallelen Thyristorschaltung, gemessen vom Spannungsmaximum bzw. Stromnulldurchgang, mit Wertebereich $0 \leq \alpha \leq \pi/2$ des TCR darstellt (vgl. [162]). In Abhängigkeit der Größe von X_C und $X_L(\alpha)$ zueinander ist eine kapazitive oder induktive Kompensation möglich. Für den Ansteuerwinkel α_r ergibt sich auf Modulebene eine

Parallelresonanz bei $X_C = X_L(\alpha_r)$, die im Betrieb vermieden werden muss. Die Reaktanz $X_L(\alpha)$ des TCR-Systems ergibt sich aus Gl. (5.57) und liegt im Bereich $X_L \leq X_L(\alpha) \leq \infty$.

$$X_{\text{TCSC}}(\alpha) = \frac{X_L(\alpha) X_C}{X_L(\alpha) - X_C} \quad (5.56)$$

$$X_L(\alpha) = X_L \frac{\pi}{\pi - 2\alpha - \sin(2\alpha)} \quad (5.57)$$

Für einen Ansteuerwinkel von $\alpha = 0$ (kontinuierliche Ansteuerung) ist der FC über die Reaktanz des TCR-Systems gebrückt, womit die resultierende Reaktanz des TCSC-Moduls X_L entspricht. Bei steigendem Ansteuerwinkel $0 \leq \alpha \leq \alpha_{\text{lim,L}}$ erhöht sich die wirksame Reaktanz bis auf den ca. zwei- bis drei-fachen Wert des FC für das üblicherweise gesetzte Limit bei $\alpha = \alpha_{\text{lim,L}}$ [162]. Für einen Ansteuerwinkel von $\alpha = \pi/2$ (keine Ansteuerung des TCR-Systems) ist lediglich der FC wirksam und die resultierende Reaktanz des TCSC-Moduls entspricht X_C . Eine Reduktion des Ansteuerwinkels im Bereich zwischen $\pi/2 \geq \alpha \geq \alpha_{\text{lim,C}}$ führt wiederum zu einem Anstieg der wirksamen Reaktanz $X_{\text{TCSC,C/L}}$ bis auf den ca. zwei- bis drei-fachen Wert der nominalen FC-Reaktanz X_C . Der Abstand von $\alpha_{\text{lim,L}}$ bzw. $\alpha_{\text{lim,C}}$ zur Resonanzfrequenz α_r beträgt für die genannten Kenngrößen ($X_C/X_L \approx 7,5$, $X_{\text{TCSC,C/L,max}}/X_C \approx 3$) üblicherweise jeweils ca. 5 Grad. Die Höhe der jeweils wirksamen Reaktanz $X_{\text{TCSC,C/L}}$ kann auch als Überhöhungsfaktor (engl.: boost factor) bezeichnet und nach Gl. (5.58) ausgedrückt werden.

$$K_b = \frac{X_{\text{TCSC,C/L}}}{X_C} \quad (5.58)$$

Unter Berücksichtigung üblicher Größenverhältnisse von X_L zu X_C im Bereich von 1 zu 3 bis 1 zu 10 (vgl. [162]) ergibt sich die schematische Darstellung des möglichen Impedanzverhaltens sowie des nicht zulässigen Betriebsbereichs aus **Bild 5.17**.

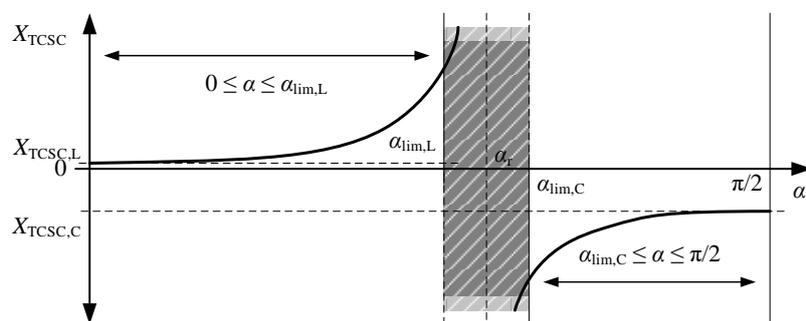


Bild 5.17 Schematische Darstellung des Impedanzverhaltens sowie nicht zulässiger bzw. einstellbarer Betriebsbereiche (grau-gestreift) eines TCSC-Moduls (in Anlehnung an [21, 162]).

Für die Regelung des TCSC-Moduls ergeben sich (analog zu den TSSC-Regelungsarten) zwei Umsetzungen, die in die in **Bild 5.18** schematisch dargestellten Betriebsbereiche münden.

Bild 5.18 (a) zeigt den Betriebsbereich bei Regelung der Kompensationsspannung $U_{\text{TCSC,km}}$.

Daneben wirken die maximalen Spannungen zwischen minimalem und maximalem Stromfluss $I_{TCSC,km}$ begrenzend. Bei Regelung der Kompensationsreaktanz X_{TCSC} in **Bild 5.18** (b) setzen die sich aus den Grenzen der jeweiligen Ansteuerwinkel ergebenden Reaktanzen die Grenzen des möglichen Betriebsbereichs einzelner TCSC-Module.

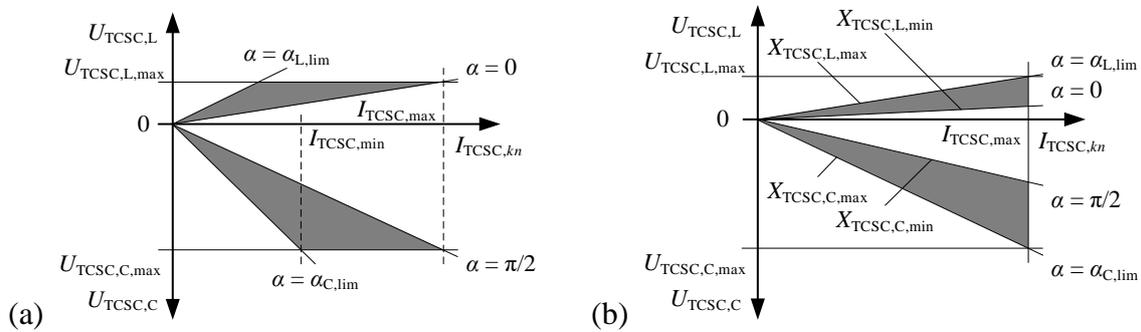


Bild 5.18 Exemplarische Betriebsbereiche eines TCSC-Systems bei Regelung der Kompensationsspannung $U_{TCSC,km}$ (a) und der Kompensationsreaktanz X_{TCSC} (b) (in Anlehnung an [21, 162]).

Wie aufgrund des vorliegenden Resonanzbereichs und der sich daraus ergebenden Betriebsbereiche in **Bild 5.18** ersichtlich, ist ein direkter Übergang vom induktiven in den kapazitiven Kompensationsbereich bei Einsatz nur eines TCSC-Moduls nicht möglich. Um einen größeren Betriebsbereich abzudecken und auch einen kontinuierlichen Übergang zwischen den einzelnen Bereichen zu ermöglichen, werden mehrere TCSC-Module in einem TCSC-System kombiniert. Hierbei müssen die einzelnen Module jeweils eine eigenständige, aber koordinierte Regelung aufweisen. Werden die einzelnen Module separat und unabhängig voneinander in den verschiedenen möglichen Betriebsbereichen betrieben, so ergibt sich in Summe in Abhängigkeit der Anzahl eingesetzten Module ein deutlich flexiblerer Einsatzbereich mit der Möglichkeit einer nahezu kontinuierlichen Veränderung des Gesamtsystemverhaltens, wie **Bild 5.19** für den Betrieb von einem bis hin zu sechs gleichen, aber separat regelbaren, TCSC-Modulen zeigt.

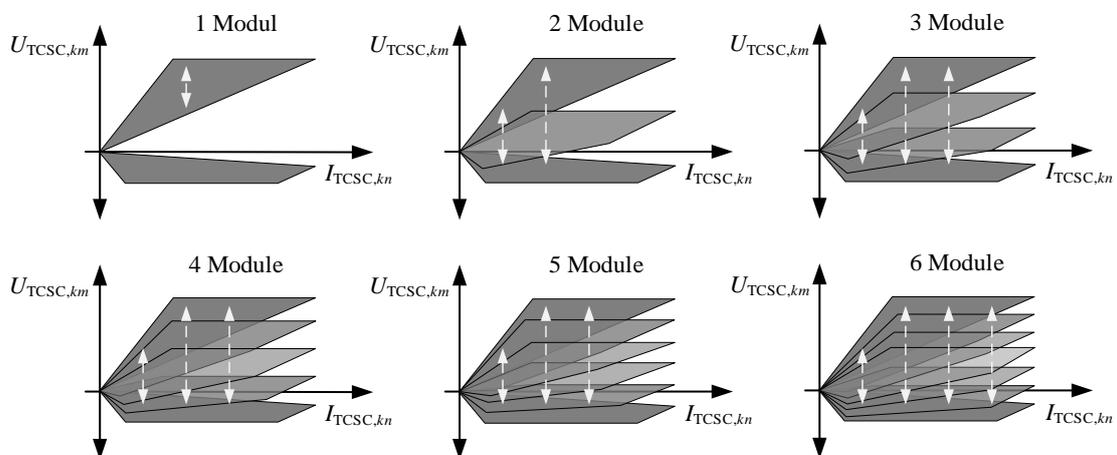


Bild 5.19 Schematisch dargestellte Verstärkung des Betriebsbereichs mehrerer TCSC-Module mit individueller Ansteuerbarkeit innerhalb des TCSC-Systems (in Anlehnung an [162]).

Die Modellierung von TCSC-Systemen kann durch den zu Beginn dieses Abschnitts dargestellten allgemeinen Modellierungsansatz über die Ermittlung zusätzlicher Knotenleistungen $P_{\text{TCSC},k/n} = P_{\text{se},k/n}$ bzw. $Q_{\text{TCSC},k/n} = Q_{\text{se},k/n}$ gemäß der Gln. (5.41)–(5.44) an den Knoten $(k,n) \in K_{\text{TCSC}}$ mit TCSC-Systemen erfolgen. Für den Parameter $\underline{Y}_{\text{se}}$ des Ersatzschaltbildes aus **Bild 5.11** wird die Admittanz $\underline{Y}_{\text{TCSC},C}$, die auch für die normierte Angabe des Überhöhungsfaktors K_b aus Gl. (5.58) angegeben wird, nach Gl. (5.59) gewählt.

$$\underline{Y}_{\text{se}} = \underline{Y}_{\text{TCSC},C} \quad , \quad \forall (k,n) \in K_{\text{TCSC}} \quad (5.59)$$

Als Initialisierung für die Entscheidungsvariable $\underline{U}_{\text{se}}$ kann sinnvollerweise der aktivierte sowie deaktivierter Zustand der Kompensation gewählt werden. Bei einer Wahl der Spannung $\underline{U}_{\text{se},0}$ zu null ist die Kompensationsanlage mit dem Wert des FC zugeschaltet, bei einer Wahl von $\underline{U}_{\text{se},0}$ entsprechend des durch den Parameter $\underline{Y}_{\text{se}}$ des Serienelements hervorgerufenen Spannungsabfalls $\underline{U}_{\text{se},0} = -\underline{I}_{kn}/\underline{Y}_{\text{se}}$ nach Gl. (5.53) ist die Kompensation inaktiv.

Die Stellbereiche der Entscheidungsvariablen in Betrag U_{se} und Winkel δ_{se} der Spannung $\underline{U}_{\text{se}}$ sind abhängig von den Parametern des TCSC-Systems sowie dem aktuellen Netzzustand, der durch die Spannungen an den Knoten k und m definiert wird. Betrag und Winkel der maximalen Stellwerte ergeben sich aus den Gln. (5.60) und (5.61).

$$U_{\text{se}} = \left| \frac{\underline{Y}_{\text{se}} + \underline{Y}_L(\alpha) - \underline{Y}_C}{\underline{Y}_{\text{se}}} (\underline{U}_k - \underline{U}_m) \right| \quad , \quad \forall (k,n) \in K_{\text{TCSC}} \quad (5.60)$$

$$\delta_{\text{se}} = \arg \left(\frac{\underline{Y}_{\text{se}} + \underline{Y}_L(\alpha) - \underline{Y}_C}{\underline{Y}_{\text{se}}} (\underline{U}_k - \underline{U}_m) \right) \quad , \quad \forall (k,n) \in K_{\text{TCSC}} \quad (5.61)$$

Hierin sind \underline{Y}_C und $\underline{Y}_L(\alpha)$ die Kehrwerte der jeweils als Reaktanz eingeführten Kenngrößen $X_C = \Im\{1/\underline{Y}_C\}$ sowie $X_L(\alpha) = \Im\{1/\underline{Y}_L(\alpha)\}$ aus Gl. (5.56) und stellen die Verknüpfung der Entscheidungsvariablen $\underline{U}_{\text{se}}$ mit den Parametern des realen Elements dar. Die Spannung \underline{U}_m , die gemäß des allgemeinen Modellierungsansatzes keiner Knotenspannung entspricht, sondern den Mittelpunkt zwischen Längselement und in Serie geschalteter Leitung entspricht, kann durch Gl. (5.62) ermittelt werden.

$$\underline{U}_m = \underline{U}_k - \underline{U}_{\text{se}} - \frac{\underline{Y}_{11}(\underline{U}_k - \underline{U}_{\text{se}}) + \underline{Y}_{12}\underline{U}_m}{\underline{Y}_{\text{se}}} \quad , \quad \forall (k,n) \in K_{\text{TCSC}} \quad (5.62)$$

Über die Variation von $\underline{U}_{\text{se}}$ zwischen null und den von \underline{I}_{kn} , X_C und $X_L(\alpha)$ abhängigen Stellbereichsgrenzen nach Gl. (5.60) können verschiedene Kompensationsgrade nachgebildet werden, wobei nur Werte zulässig sind, die der Bedingung der Wirkleistungsneutralität aus Gl. (5.29) bzw. bei Verlustberücksichtigung Gl. (5.30) genügen.

Bei einer exakten Nachbildung einzelner TCSC-Module im Rahmen der Optimierung mit zwei zulässigen Bereichen der Kompensation (zulässigen Zuständen) für $\underline{U}_{\text{se}}$ kann bei Modellierung

das NLP für TCSC-Systeme zu einem MINLP mit entsprechenden Auswirkungen auf Lösbarkeit und Lösungsaufwand werden. Aufgrund der möglichen und üblicherweise Verwendung findenden Ausführungsform mit mehreren TCSC-Modulen, wie sie in **Bild 5.19** dargestellt ist, kann jedoch auch von einem kontinuierlichen Betriebsbereich ausgegangen werden. Dies ist auch für die Umsetzung in der Optimierungsumgebung vorteilhaft und erlaubt eine kontinuierliche Veränderung von \underline{U}_{se} .

Umrichterbasierte Serienkompensation

Die umrichterbasierte Serienkompensation (engl.: static synchronous series compensator, SSSC) stellt hinsichtlich Stellbereich und -geschwindigkeit die vielseitigste Möglichkeit der Kompensation dar. In Analogie zum STATCOM bei Querelementen wird die Kompensation nicht über die (stufenweise oder (kontinuierlich) gesteuert bzw. geregelte) Einbringung einer Impedanz realisiert, sondern durch die Einprägung einer durch einen Umrichter erzeugten Spannung mit äquivalenter Wirkung. Die wesentlichen Anwendungen für SSSC-Systeme sind vergleichbar mit denen von TSSC- und TCSC-Systemen [162]. Ebenso wie für Querelemente weist die umrichterbasierte Umsetzungsform die höchste Flexibilität und Dynamik im auf.

Wie bei STATCOM-Systemen erfolgt eine Anwendung meist wirkleistungsneutral, d. h. ohne Wirkleistungsquelle im Gleichspannungskreis. Sofern dies z. B. in Form einer Batterie jedoch realisiert ist, ergeben sich deutlich erweiterte Anwendungsfälle, die auch eine (teilweise) Kompensation der Wirkkomponente der Leitungsimpedanz oder eine gezielte Beeinflussung von Wirkleistungspendelungen erlauben. **Bild 5.20** zeigt zwei vereinfacht dargestellte Ausführungsformen ohne Wirkleistungsquelle im Gleichspannungskreis (**Bild 5.20** (a)) sowie mit einer schematisch angedeuteten Batterie als Wirkleistungsquelle bzw. -senke im Gleichspannungskreis (**Bild 5.20** (b)).

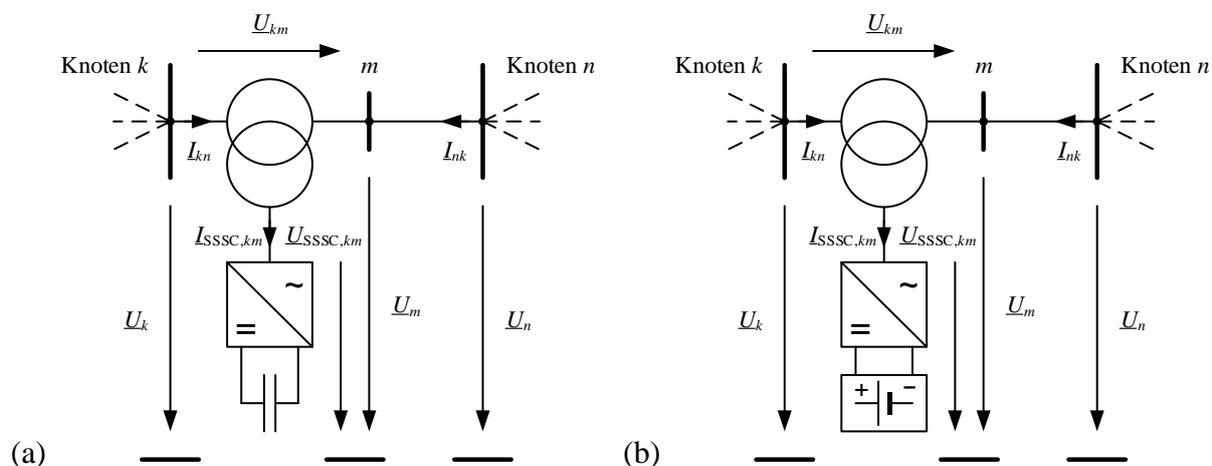


Bild 5.20 Vereinfacht dargestellte Ausführungsformen von SSSC-Systemen mit Gleichspannungskreis ohne (a) und mit Energiespeicher (b, hier als Batterie) und seriell angeordneter Leitung.

Der entscheidende Vorteil von SSSC-Systemen zeigt sich bei der Betrachtung der möglichen Betriebsbereiche. **Bild 5.21** (a) zeigt schematisch den Betriebsbereich bei Regelung der Kompensationsspannung U_{SSSC} , der unabhängig vom Stromfluss I_{kn} eingestellt werden kann. Somit kann auch bei geringen Strömen entlang der Leitung kn die volle Kompensation erbracht werden. **Bild 5.21** (b) zeigt demgegenüber den Betriebsbereich bei Regelung der Kompensationsreaktanz X_{SSSC} , die abhängig vom aktuellen Stromfluss entlang der Leitung kn ist.

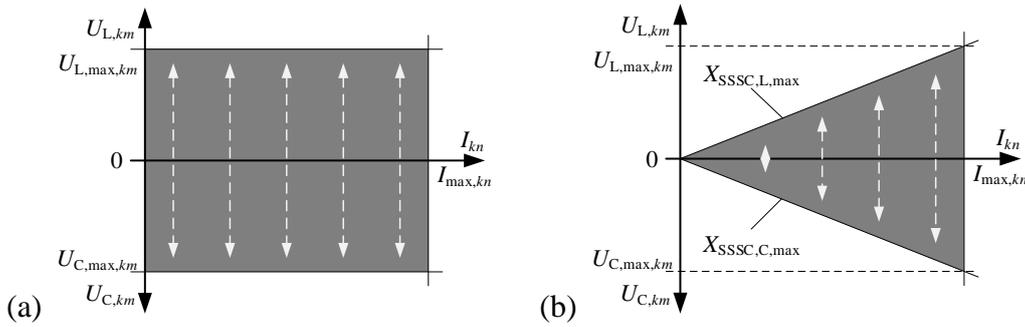


Bild 5.21 Exemplarische Betriebsbereiche eines SSSC-Systems bei Regelung der Kompensationsspannung U_{SSSC} (a) sowie der Kompensationsreaktanz X_{SSSC} (b) (in Anlehnung an [162]).

Die Modellierung von SSSC-Systemen erfolgt gemäß eingeführtem einheitlichen Modellierungsansatz für Längselemente über zusätzliche Knotenleistungen $P_{\text{SSSC},k/n} = P_{\text{se},k/n}$ bzw. $Q_{\text{SSSC},k/n} = Q_{\text{se},k/n}$ an den Knoten $(k, n) \in K_{\text{SSSC}}$ mit SSSC-Systemen K_{SSSC} , die sich aus den Gln. (5.41)–(5.44) ergeben. Die Berechnung der äquivalent wirksamen Admittanz $\underline{Y}_{\text{SSSC}}$ erfolgt durch Gl. (5.63).

$$\underline{Y}_{\text{SSSC}} = \underline{Y}_{\text{se}} \frac{\underline{U}_k - \underline{U}_{\text{se}} - \underline{U}_m}{\underline{U}_k - \underline{U}_m}, \quad \forall (k, n) \in K_{\text{SSSC}} \quad (5.63)$$

Die Spannung \underline{U}_m kann wiederum durch Gl. (5.62) ermittelt werden. In der Regel wird am Zwischenkreis des Umrichters keine Wirkleistungsquelle angeschlossen, sondern die Gleichspannung lediglich über eine Kapazität gepuffert. Dementsprechend kann im Mittel keine Wirkleistung durch das Element bereitgestellt werden. Dies lässt sich durch eine zusätzliche Nebenbedingung für die Wirkleistungsbereitstellung der Spannungsquelle im Ersatzschaltbild nach Gl. (5.29) bzw. bei Berücksichtigung dieser Verluste nach Gl. (5.30) realisieren.

Die zusätzlich längs eingeprägte Spannung $\underline{U}_{\text{SSSC}}$ kann betraglich zwischen einem Minimal- und Maximalwert nach Gl. (5.64) eingestellt werden. Für den Phasenwinkel ergibt sich grundsätzlich zunächst nur die Einschränkung auf den elektrisch sinnvollen Bereich nach Gl. (5.65).

$$U_{\text{SSSC},\min} \leq U_{\text{se}} \leq U_{\text{SSSC},\max}, \quad \forall (k, n) \in K_{\text{SSSC}} \quad (5.64)$$

$$-\pi < \delta_{\text{SSSC}} \leq \pi, \quad \forall (k, n) \in K_{\text{SSSC}} \quad (5.65)$$

Darüber hinaus wirkt der maximale Stromfluss nach Gl. (5.35) begrenzend.

Üblicherweise kann der SSSC nach [69] als Serien-Element in den folgenden Regelungsarten betrieben werden:

- Regelung des Wirkleistungsflusses,
- Regelung des Blindleistungsflusses,
- Regelung der Knotenspannung,
- Regelung der wirksamen Impedanz/Reaktanz,

wobei diese über weitere Nebenbedingungen, Fixierungen bzw. eine Aufnahme in die Zielfunktion realisiert werden können.

6 Modellierung von kombinierten Elementen

6.1 Kombinierte FACTS

6.1.1 Modellierungsansatz

FACTS als kombinierte Betriebsmittel aus zwei oder mehreren Quer- und Längselementen werden im Rahmen der Modellierung mit dem englischen Begriff ‚combined elements‘ mit Abkürzung ‚ce‘ bezeichnet. Die Modellierung der kombinierten Elemente erfolgt als Kombination der eingeführten Quer- und Längselemente und orientiert sich damit ebenfalls an [69], so dass sich die jeweiligen Leistungen an den Knoten $(k, m, n) \in K_{ce}$ entsprechend der angegebenen Leistungen für die Quer- und Längselemente aus den Gln. (5.4) und (5.5) mit $P_{ce,k} = P_{sh,k}$ und $Q_{ce,k} = Q_{sh,k}$ für Querelemente bzw. (5.31)–(5.34) mit $P_{ce,k/n} = P_{se,k/n}$ und $Q_{ce,k/n} = Q_{se,k/n}$ für Längselemente ergeben. Hierbei sind seitens der Modellierung beliebige Kombinationen aus Quer- und Längselementen realisierbar. Der Anschluss ist dabei an beliebige Knoten k, m (und ggf. n oder weiteren) des Netzes möglich. **Bild 6.1** zeigt eine exemplarische Ausführungsform mit einem Quer- und einem Längselement.

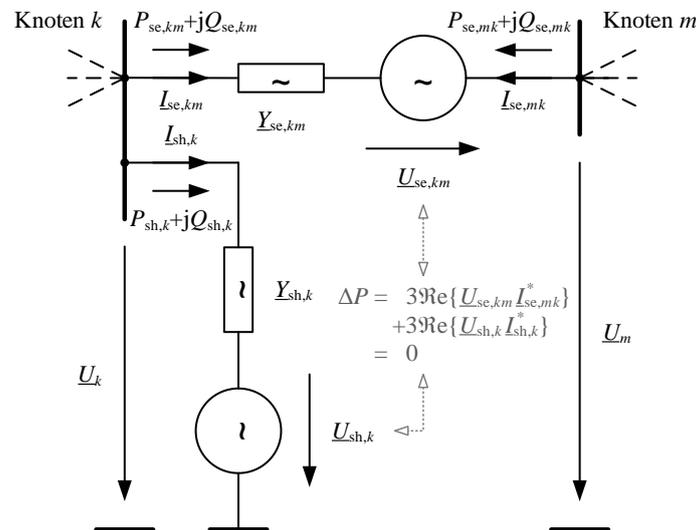


Bild 6.1 Ersatzschaltbild der Modellierung von kombinierten Elementen am Beispiel einer Kombination aus Quer- und Längselement (in Anlehnung an [69]).

Das Ersatzschaltbild enthält pro Element eine ideale Spannungsquelle sowie eine parametrierbare Admittanz entsprechend der eingeführten Modellierungen aus den Abschnitten 5.1 und 5.2. Im Gegensatz zu den einzelnen Quer- bzw. Längselementen ist durch den kombinierten

Einsatz der Austausch einer Wirkleistung zwischen den Elemente möglich. Da die in der realen Ausführung verbundenen Zwischenkreise der jeweiligen Umrichter in der Regel keine zusätzliche Quelle aufweisen, sind in den Zwischenkreis zu- und abfließende Leistungen im Gleichgewicht zu halten, so dass exemplarisch für die Kombination eines Quer- mit einem Längselement Gl. (6.1) als Nebenbedingung gegeben ist.

$$\begin{aligned}
 \Delta P_{\underline{U}_{sh/se,k/m}} &= 3\Re\left\{\underline{U}_{se} \underline{I}_{se,mk}^*\right\} + 3\Re\left\{\underline{U}_{sh} \underline{I}_{sh,k}^*\right\} \\
 &= 3\underline{U}_{se}^2 G_{se} + \underline{U}_{se,km} \left(\begin{array}{l} -\underline{U}_k \left(G_{se} \cos(\delta_k - \delta_{se,km}) - B_{se} \sin(\delta_k - \delta_{se,km}) \right) \dots \\ +\underline{U}_m \left(G_{se} \cos(\delta_m - \delta_{se,km}) - B_{se} \sin(\delta_m - \delta_{se,km}) \right) \end{array} \right) \\
 &\quad + 3\underline{U}_{sh}^2 G_{sh} - \underline{U}_k \underline{U}_{sh} \left(G_{sh} \cos(\delta_k - \delta_{sh}) - B_{sh} \sin(\delta_k - \delta_{sh}) \right) \\
 &= 0 \quad , \forall (k, m) \in K_{ce}
 \end{aligned} \tag{6.1}$$

Dies ist in **Bild 6.1** durch das Wirkleistungsgleichgewicht zwischen den Spannungsquellen angedeutet. Ebenso ist eine Kombination von zwei oder mehr Längselemente möglich. Eine Ausführungsform mit zwei Längselementen ist in **Bild 6.2** dargestellt. Auch hierin ist eine ausgeglichene Zwischenkreisleistung nach Gl. (6.2) als Nebenbedingung zu formulieren.

$$\begin{aligned}
 \Delta P_{\underline{U}_{se,k/m/o}} &= 3\Re\left\{\underline{U}_{se,km} \underline{I}_{se,mk}^*\right\} + 3\Re\left\{\underline{U}_{se,ko} \underline{I}_{se,ok}^*\right\} \\
 &= 3\underline{U}_{se}^2 G_{se} + \underline{U}_{se,km} \left(\begin{array}{l} -\underline{U}_k \left(G_{se} \cos(\delta_k - \delta_{se,km}) - B_{se} \sin(\delta_k - \delta_{se,km}) \right) \dots \\ +\underline{U}_m \left(G_{se} \cos(\delta_m - \delta_{se,km}) - B_{se} \sin(\delta_m - \delta_{se,km}) \right) \end{array} \right) \dots \\
 &\quad + 3\underline{U}_{se}^2 G_{se} + \underline{U}_{se,ko} \left(\begin{array}{l} -\underline{U}_k \left(G_{se} \cos(\delta_k - \delta_{se,ko}) - B_{se} \sin(\delta_k - \delta_{se,ko}) \right) \dots \\ +\underline{U}_n \left(G_{se} \cos(\delta_n - \delta_{se,ko}) - B_{se} \sin(\delta_n - \delta_{se,ko}) \right) \end{array} \right) \\
 &= 0 \quad , \forall (k, m, n) \in K_{ce}
 \end{aligned} \tag{6.2}$$

Zur Berücksichtigung der maximalen Strombelastbarkeit der jeweils verbauten Komponenten können die Gln. (5.6) und (5.35) herangezogen werden. Sofern mehrere Elemente an einem Knoten k angeschlossen sind, werden die resultierenden Leistungen $p_{ce,k}$ und $q_{ce,k}$ aller $c \in C_{ce}$ angeschlossenen Elemente durch die Gln. (6.3) und (6.4) gebildet.

$$p_{ce,k} = \sum_{c=1}^{C_{ce}} \left(P_{sh,c,k} + P_{se,c,k} \right) \quad , \forall k \in K_{ce} \tag{6.3}$$

$$q_{ce,k} = \sum_{c=1}^{C_{ce}} \left(Q_{sh,c,k} + Q_{se,c,k} \right) \quad , \forall k \in K_{ce} \tag{6.4}$$

Damit können kombinierte Elemente über den in Abschnitt 4.4.1 in Gl. (4.54) skizzierten Ansatz in die Knotenleistungen nach Gl. (6.5) und (6.6) umgerechnet und damit in die Leistungsfluss-Beschreibung gemäß der Gln. (4.27) und (4.28) aufgenommen werden.

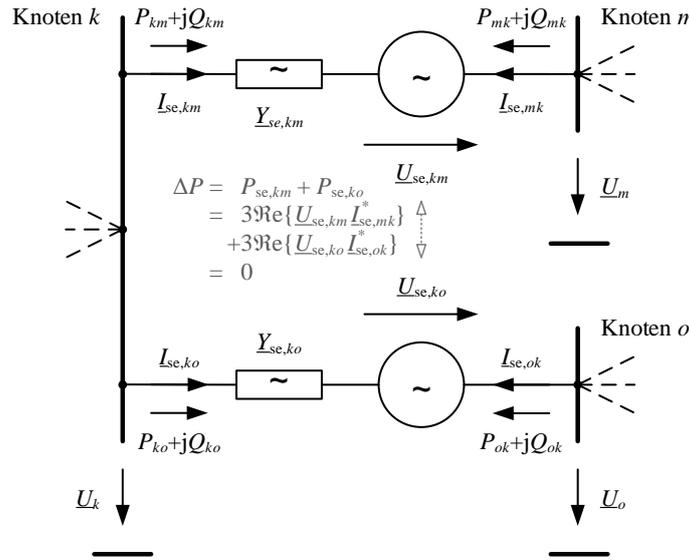


Bild 6.2 Ersatzschaltbild der Modellierung von kombinierten Elementen am Beispiel einer Kombination aus zwei Längselementen (in Anlehnung an [69]).

$$P_{K,k} = P_{\text{Gen},k} + P_{\text{Last},k} + p_{\text{ce},k} \quad , \forall k \in K_{\text{ce}} \quad (6.5)$$

$$q_{K,k} = q_{\text{Gen},k} + q_{\text{Last},k} + q_{\text{ce},k} \quad , \forall k \in K_{\text{ce}} \quad (6.6)$$

Der Einsatz in der Optimierung erfolgt durch Lösen des Optimierungsproblems aus Gl. (6.7), wobei Spannungsbeträge $U_{\text{sh/se},k}$ und -winkel $\delta_{\text{sh/se},k}$ der an den Knoten $k \in K_{\text{ce}}$ enthaltenen kombinierten Elemente $c \in C_{\text{ce}}$ die notwendigen Freiheitsgrade zur Engpassbeseitigung oder Systemoptimierung liefern. Die Zielfunktion f_{ce} im Rahmen der mathematischen Optimierung ist anwendungsfallsspezifisch zu formulieren und wird daher an dieser Stelle nicht spezifiziert.

$$\begin{aligned} & \min_{\mathbf{u}, \delta, \mathbf{u}_{\text{sh/se}}, \delta_{\text{sh/se}}} f_{\text{ce}} \\ \text{u. d. N.} \quad & P_{K,k} + P_{N,k} = 0 \quad , \forall k \in K_{\text{PQ,PU}} \\ & q_{K,k} + q_{N,k} = 0 \quad , \forall k \in K_{\text{PQ}} \\ & U_{\min,k} \leq U_k \leq U_{\max,k} \quad , \forall k \in K \\ & I_z \leq I_{\max,z} \quad , \forall z \in Z \\ & \Delta P_{\underline{U}_{\text{sh/se},k/m/o},c} = 0 \quad , \forall (k, m, o) \in K_{\text{ce}}, c \in C_{\text{ce}} \\ & I_{\text{sh/se},k/m/o,c} \leq I_{\text{sh/se,max},k/m/o,c} \quad , \forall (k, m, o) \in K_{\text{ce}}, c \in C_{\text{ce}} \\ & U_{\text{sh/se,min},k/m/o,c} \leq U_{\text{sh/se},k/m/o,c} \leq U_{\text{sh/se,max},k/m/o,c} \quad , \forall (k, m, o) \in K_{\text{ce}}, c \in C_{\text{ce}} \\ & \delta_{\text{sh/se,min},k/m/o,c} \leq \delta_{\text{sh/se},k/m/o,c} \leq \delta_{\text{sh/se,max},k/m/o,c} \quad , \forall (k, m, o) \in K_{\text{ce}}, c \in C_{\text{ce}} \end{aligned} \quad (6.7)$$

Theoretisch können die Elemente an unterschiedlichen Knoten des Netzes angeschlossen sein. Aufgrund der jeweiligen Ausführungsform der Elemente ist jedoch oftmals die Realisierung innerhalb eines Umspannwerks technisch sinnvoll, so dass in der Regel ein oder mehrere Abgänge (Leitungen) eines Umspannwerks bzw. der jeweilige Netzknoten im Sinne der

Leistungsflussbeschreibung geregelt werden. Daher kann für die enthaltenen Längselemente der Ansatz aus Abschnitt 5.2 Anwendung finden, der eine Aufteilung der über die Leitung fließenden Leistung als Bestandteil der Netzleistungen $p_{N,k} + jq_{N,k}$ sowie des Längselements als zusätzlichen Bestandteil der Knotenleistungen $p_{K,k} + jq_{K,k}$ s_K (vgl. Gln. (4.27) und (4.28)) erlaubt, womit die Modellierung für kombinierte Elemente herangezogen werden kann.

6.1.2 Betriebsmittelspezifische Umsetzung

Dynamischer Leistungsflussregler

Als dynamischer Leistungsflussregler (engl.: dynamic power flow controller, DPFC) wird ein Konzept bezeichnet, dass verschiedene Quer- und Längskompensationselemente auf Basis physikalischer Elemente sowie oftmals einen PST mit einer gemeinsamen Regelung zur gezielten Leistungsflusssteuerung kombiniert. Hierbei können theoretisch alle bislang eingeführten Komponenten zum Einsatz kommen. Der DPFC kann damit als verallgemeinerte Ausführungsform der bereits in den jeweiligen Abschnitten angedeuteten Kombination von vergleichsweise kostengünstigen festen Kompensationsbestandteilen mit variabel steuer- und regelbaren Elementen angesehen werden. **Bild 6.3** zeigt eine exemplarische Kombination eingeführter Komponenten ohne die notwendige gemeinsame Ansteuerung.

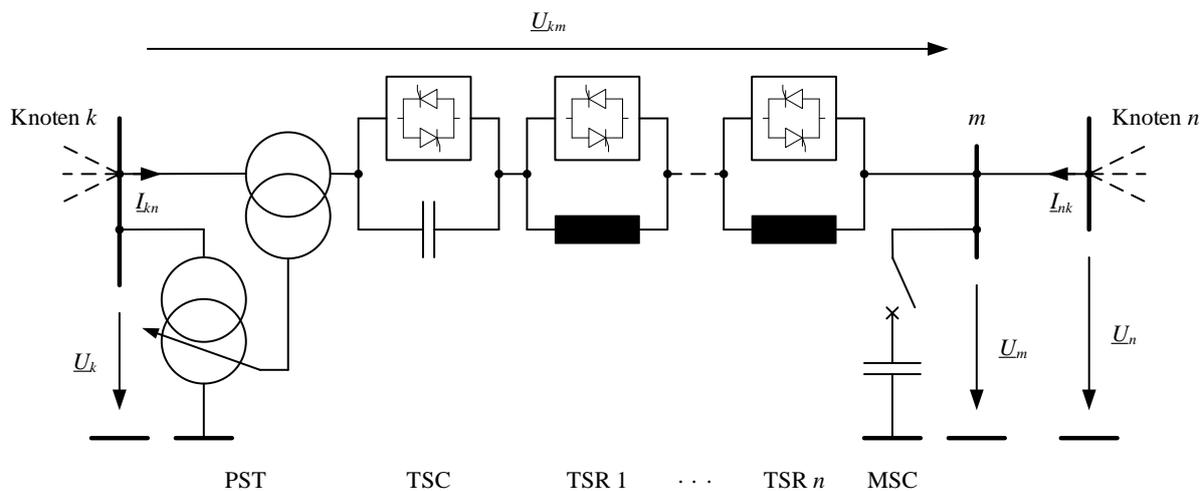


Bild 6.3 Exemplarische Ausführungsform und Komponenten eines DPFC-Systems mit seriell angeordneter Leitung (in Anlehnung an [69]).

Auf Basis der dargestellten Ausführungsform ergibt sich der in **Bild 6.4** skizzierte Betriebsbereich des DPFC-Systems. Aufgrund der Zusammensetzung aus verschiedenen diskreten Elementen kann auf die jeweilige Modellierung der einzelnen Komponenten zurückgegriffen werden. In Anbetracht des durch den kombinierten Einsatz der verschiedenen Elemente in Verbindung mit einer gemeinsamen Regelung und Ansteuerung quasi-kontinuierlichen Betriebsbereichs ist jedoch auch eine abstrahierte Modellierung des Systems unter Berücksichtigung der jeweiligen Stellbereichsgrenzen möglich. Die Leistungen für den DPFC ergeben sich

aus den Leistungen des kombinierten Elements mit $P_{\text{DPFC},k/m/n} = P_{\text{ce},k/m/n}$ und $Q_{\text{DPFC},k/m/n} = Q_{\text{ce},k/m/n}$ für die Knoten $(k, m, n) \in K_{\text{DPFC}}$. Auf eine weitere Einführung und die mögliche Ausgestaltung eines DPFC-spezifischen Ersatzschaltbildes wird daher an dieser Stelle verzichtet.

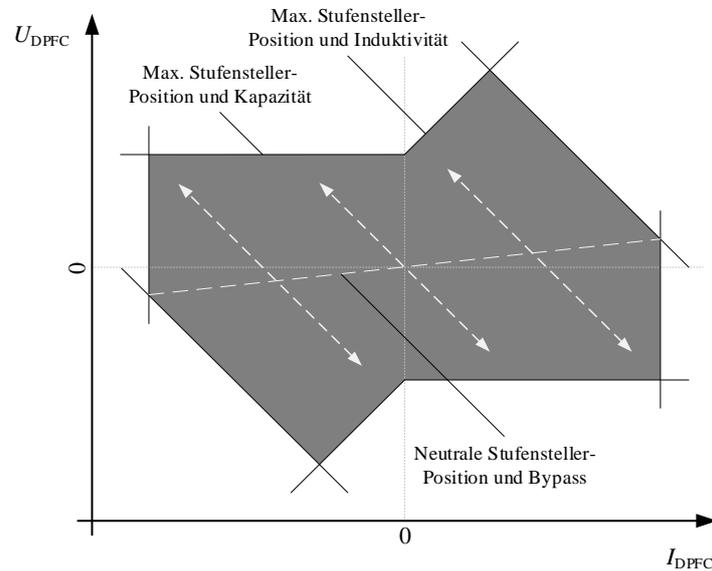


Bild 6.4 Schematische Darstellung des Betriebsbereichs eines DPFC-Systems (in Anlehnung an [69]).

Universeller Leistungsflussregler

Als Universeller Leistungsflussregler (engl.: unified power flow controller, UPFC) wird die Kombination eines umrichterbasierten Quer- mit einem Längselement verstanden. **Bild 6.5** zeigt eine mögliche Ausführungsform mit Querelement am Knoten k und einem Längselement zwischen den Knoten k und m sowie einer seriell angeordneten Leitung zu Knoten n .

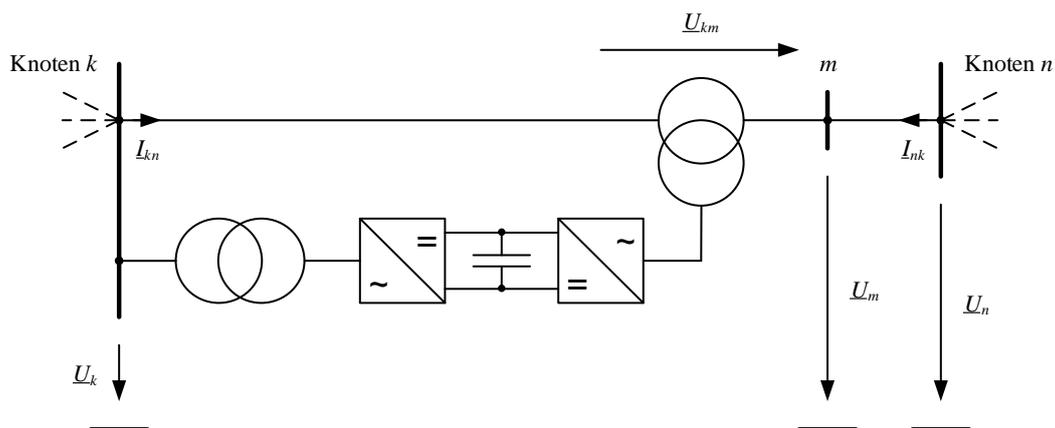


Bild 6.5 Vereinfacht dargestellte Ausführungsform eines UPFC mit seriell angeordneter Leitung.

Durch seine Ausführung über Umrichter erlaubt der UPFC vielfältige Steuerungs- und Regelungsfunktionalitäten im stationären und dynamischen Anwendungsbereich. Der als Längselement ausgeführte Umrichter erlaubt eine variable Steuerung des Wirk- und

Blindleistungsflusses auf der Leitung mn . Hierfür kann durch den Umrichter neben einer entsprechenden Ausgangsspannung verbunden mit einer Blindleistungsbereitstellung über den Umrichter des Querelements auch ein bidirektionaler Wirkleistungsfluss realisiert werden, wodurch sich die Steuerungsmöglichkeiten gegenüber der singulären Ausführung als SSSC deutlich erweitern. Neben dieser innerhalb der durch die Dimensionierung gegebenen Grenzen beliebigen Steuerbarkeit des Leistungsflusses erlaubt der Umrichter des Querelements zusätzlich eine von der Wirkleistung unabhängige Blindleistungsbereitstellung und damit Spannungsregelung am Knoten k . Demnach erlaubt der UPFC einen deutlich erweiterten Beeinflussungsbereich gegenüber bisher eingeführten Komponenten, wie **Bild 6.6** idealisiert andeutet.

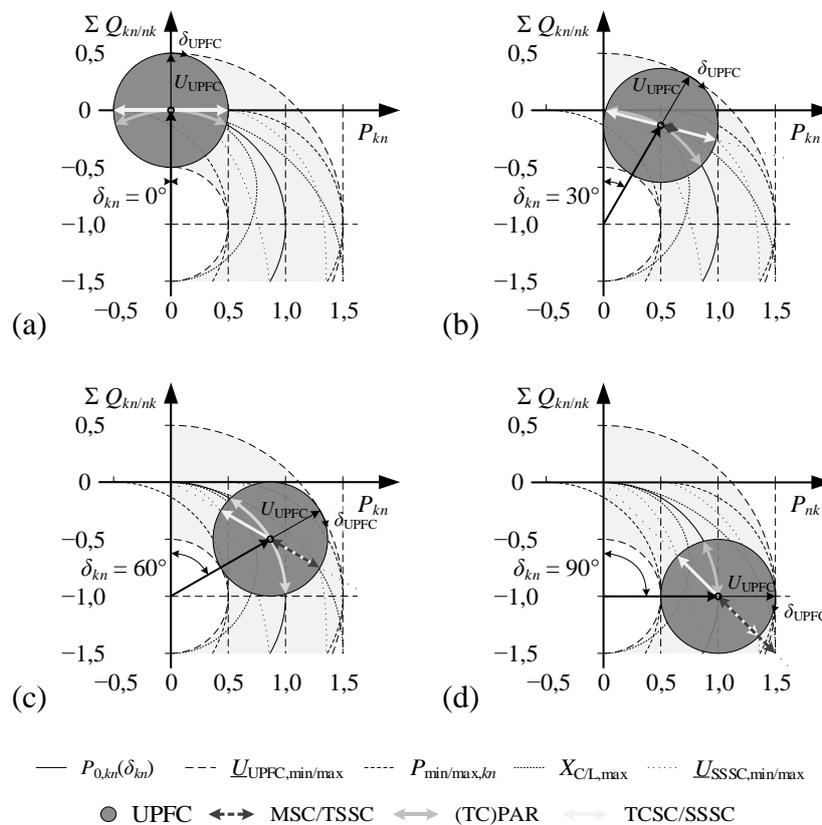


Bild 6.6 Idealisiert dargestellte Stellbereiche des UPFC bei unterschiedlichen Spannungswinkeldifferenzen δ_{kn} (a) 0° , b) 30° , c) 60° , d) 90°) im Vergleich mit anderen Systemen zur Leistungsflussbeeinflussung (in Anlehnung an [21, 162]).

Die Darstellung zeigt den Arbeitsbereich der übertragbaren Wirkleistung zwischen zwei Spannungen \underline{U}_k und \underline{U}_n an den Knoten k und n gegenüber dem angenommenen Blindleistungsbedarf am Leitungsende für eine Spannungswinkeldifferenz δ_{kn} zwischen null und $\pi/2$ bei gleichen Spannungsbeträgen $U_k = U_n = U$. Die Abbildung beruht auf einer gemeinsamen Darstellung der idealisierten und normierten Wirk- und Blindleistungsübertragung über eine Reaktanz X gemäß der Gl. (6.8).

$$\begin{aligned}
S_{kn} &= P_{kn} + jQ_{kn} \\
&= 3 \frac{U^2}{X} \left(\sin(\delta_{kn}) + j(1 - \cos(\delta_{kn})) \right), \quad \forall (k, n) \in K_{\text{UPFC}}
\end{aligned} \tag{6.8}$$

Aufgrund der geringeren Anforderungen an den dynamischen Stellbereich können UPFC-Systeme auch mit anderen günstigeren Kompensationseinrichtungen kombiniert werden. In der Anwendung erfolgt die stationäre Kompensation dann über die zusätzliche Kompensationseinrichtung oder Spannungswinkelverschiebung und die dynamische Kompensation dann im gültigen Arbeitspunkt über die Stellmöglichkeiten des UPFC (vgl. [162]).

Für die Modellierung von UPFC können die in den Abschnitten 5.1 und 5.2 eingeführten Ansätze zur Ermittlung der jeweiligen Knotenleistungen $P_{\text{UPFC},k/m} = P_{\text{ce},k/m}$ und $Q_{\text{UPFC},k/m} = Q_{\text{ce},k/m}$ an den Knoten $(k, m) \in K_{\text{UPFC}}$ Verwendung finden. In der Regel ist der Gleichspannungszwischenkreis zwischen den beiden Umrichtern nur für die Bereitstellung von Leistungen während der Ausgleichs- und Kommutierungsvorgänge der Umrichter dimensioniert, so dass zwischen den beiden Umrichtern stets ein Leistungsgleichgewicht eingehalten werden muss. Dies ist gemäß Gl. (6.1) als zusätzliche Nebenbedingung zu formulieren.

Umrichterbasierter kombinierter Leistungsflussregler

Der umrichterbasierte kombinierte Leistungsflussregler (engl.: interline power flow controller, IPFC) ist eine Ausführungsform, in der zwei (oder mehr) umrichterbasierte Längselemente über einen gemeinsamen Zwischenkreis gekoppelt sind. Die vereinfachte Ausführungsform eines IPFC mit zwei Umrichtern am Knoten k in Serie der Leitungen mn bzw. op zeigt **Bild 6.7**. Auch hier ist zusätzlich zum separaten Einsatz von zwei (oder mehreren) SSSC nun ein Austausch von Wirkleistung über den gemeinsamen Gleichspannungszwischenkreis möglich. Da dieser jedoch keine zusätzliche Wirkleistung in Form einer Quelle bereitstellen kann, müssen die Steuermöglichkeiten der durch den IPFC beeinflussbaren Leitungen priorisiert werden. In einem System mit zwei Umrichtern kann dementsprechend einer der beiden Leistungsflüsse im Rahmen der jeweiligen Stellbereiche und Systemgrenzen beliebig eingestellt werden, wohingegen der andere für den Wirkleistungsausgleich zur Verfügung stehen muss. Für diesen bleibt unter Berücksichtigung des notwendigen Wirkleistungsaustauschs dann lediglich der Stellbereich durch eine Blindleistungssteuerung analog zu einem SSSC. Auch IPFC können insgesamt oder in Teilen durch kostengünstigere Kompensations- und Stelleinrichtungen ergänzt werden. **Bild 6.8** zeigt den möglichen resultierenden Stellbereich auf den beiden Leitungen mn und op auf Basis der Darstellung aus **Bild 6.6** und der Anordnung aus **Bild 6.7**, wobei sich für die nachrangig geregelte Leitung jeweils nur ein eingeschränkter Stellbereich in Abhängigkeit des Arbeitspunktes der prioritär geregelten Leitung ergibt.

Für die Modellierung von IPFC können die eingangs eingeführten Ansätze sowie die Modellierung von Längselementen direkt Verwendung finden. Entsprechend können die jeweiligen Knotenleistungen $P_{\text{IPFC},k/m/o} = P_{\text{ce},k/m/o}$ und $Q_{\text{IPFC},k/m/o} = Q_{\text{ce},k/m/o}$ an den Knoten $(k, m, o) \in K_{\text{IPFC}}$

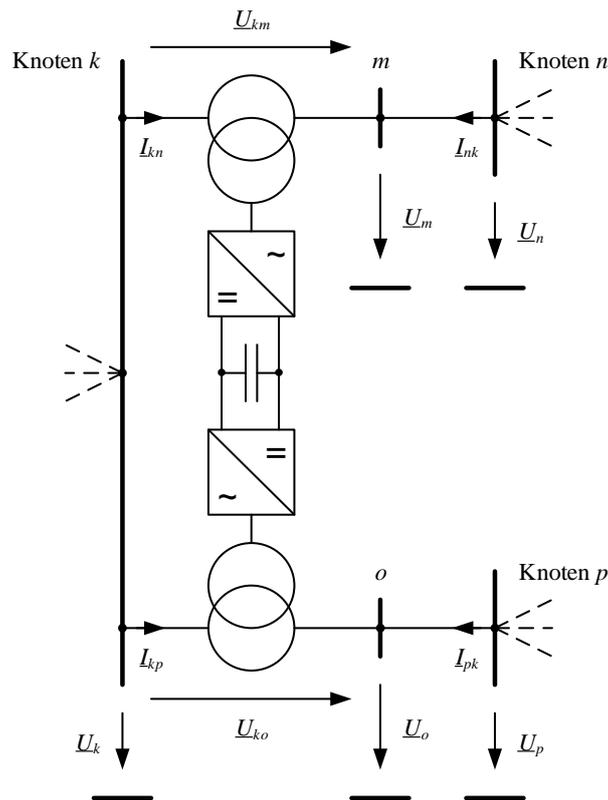


Bild 6.7 Vereinfacht dargestellte Ausführungsform eines IPFC mit seriell angeordneten Leitungen.

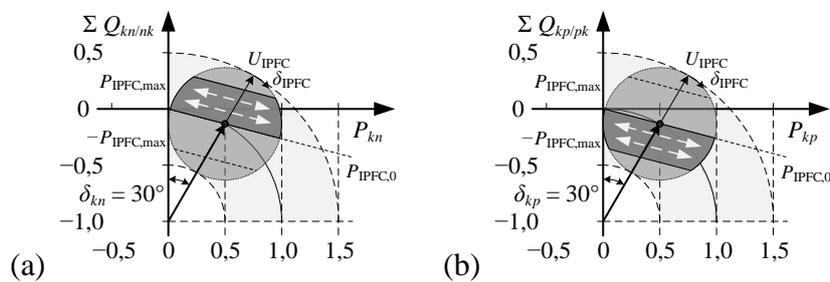


Bild 6.8 Idealisiert dargestellte Stellbereiche eines IPFC mit zwei Umrichter bei prioritärer Steuerung des Leistungsflusses auf Leitung mn (a) und sich ergebendem Stellbereich auf Leitung op (b) (in Anlehnung an [21, 162]).

ermittelt und in die knotenbasierte Leistungsfluss-Formulierung aufgenommen werden. Wie eingeführt, ist insbesondere die ausgeglichene Leistungsbilanz im Gleichspannungszwischenkreis für ein System mit zwei Umrichter gemäß Gl. (6.2) als zusätzliche Nebenbedingung zu formulieren.

Verallgemeinerter universeller Leistungsflussregler

Der verallgemeinerte universelle Leistungsflussregler (engl.: generalized unified power flow controller, GUPFC) dient als Sammelbegriff für weitere Ausführungsformen und -kombinationen von umrichterbasierten Kompensations- und Leistungsflusssteuerungseinheiten mit

mehr als zwei Systemen und kann daher keiner speziellen Ausführungsform zugeschrieben werden. Prinzipiell ist die Kombination einer beliebigen Anzahl von umrichterbasierten Einheiten mit gemeinsamen Gleichspannungszwischenkreis denkbar. Mit der steigenden Anzahl an Elementen und Komponenten eines solchen Systems steigen jedoch auch Kosten sowie Komplexität und Fehleranfälligkeit, weshalb aus ökonomischen und systemsicherheitstechnischen Gründen demgegenüber oftmals eine Verstärkung oder der Ausbau der Übertragungssysteme gegenüber dem Einsatz komplexer GUPFC-Systeme priorisiert werden.

Da es sich bei dem verallgemeinerten universellen Leistungsflussregler nicht um eine explizite Ausführungsform, sondern die konzeptionelle und beliebige Weiterentwicklung der vorangegangenen kombinierten Elemente handelt, können für dieses Element keine konkreten Modellierungsangaben gemacht werden. In Abhängigkeit der konkreten Ausführungsform können Parameter und Variablen gemäß der eingeführten Quer- und Längselemente bzw. der konkreten Kombination dieser gewählt bzw. festgelegt werden.

6.2 Phasenschieber-Transformatoren

6.2.1 Ausführungsformen und Wirkung

PST und ihre grundsätzlichen Einsatzmöglichkeiten sind in der Energietechnik lange bekannt (vgl. z. B. [168, 169]). Trotzdem wurden PST bislang in erster Linie für Spezialanwendungen, aber nicht zur großräumigen bzw. flächendeckenden Leistungsflusssteuerung eingesetzt. In den letzten und in den kommenden Jahren erfahren PST jedoch im europäischen und insbesondere im deutschen Raum verstärkte Aufmerksamkeit. Zum einen werden sie verstärkt in den Grenzgebieten von Deutschland zu den östlichen und westlichen Nachbarn eingesetzt, um Ringflüsse durch benachbarte Netzgebiete zu vermeiden und Kuppelkapazitäten für marktbasierter Leistungsaustausch vorzuhalten (vgl. [162, 170–174]), zum anderen ist auch ein verstärkter innerdeutscher Einsatz zur gezielten Leistungsflusssteuerung und Höherauslastung des Bestandsnetzes angedacht, wie u. a. die derzeitigen Planungen im Rahmen des NEP zeigen (vgl. [19] mit zehn bestätigten PST-Maßnahmen).

In Abhängigkeit von der konkreten Realisierung (u. a. Wicklungsanordnung und -verschaltung) können PST in direkte und indirekte Typen unterschieden werden (vgl. [162]). Direkte Typen erzeugen die gewünschte Verschiebung des Spannungswinkels zwischen Primär- und Sekundärseite aufgrund der Wicklungsanordnung und -verschaltung und sind oftmals als Spartransformatoren ausgeführt (vgl. **Bild 6.9** (a)). Indirekte Typen bestehen aus zwei in der Regel auch in separaten Gehäusen untergebrachten Transformatoren, wobei der Erreger-Transformator stufbar ausgeführt wird und die variable Sekundärspannung über einen Serientransformator längs eingebracht wird (**Bild 6.9** (b)). Darüber hinaus lassen sich symmetrische und unsymmetrische Typen unterscheiden [171].

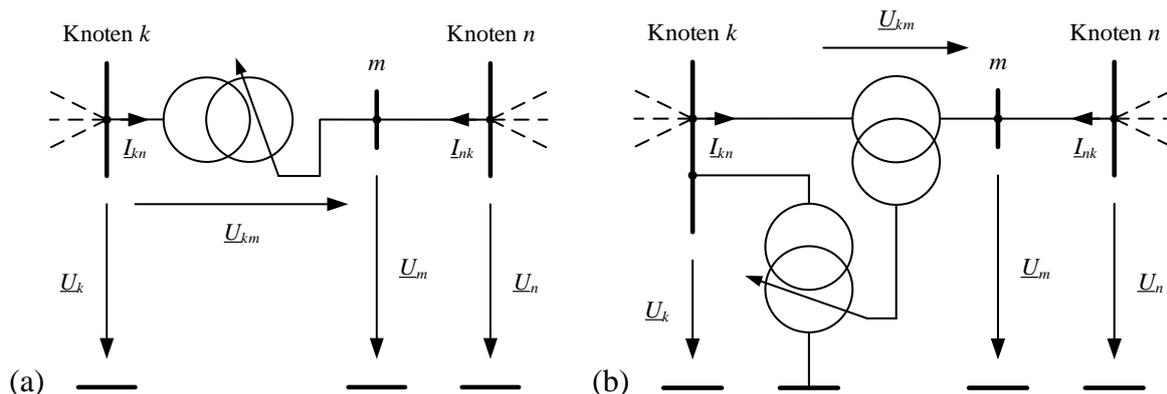


Bild 6.9 Schematische Darstellung von Phasenschieber-Transformatoren als direkter (a) und indirekter Typ (b) mit seriell angeordneter Leitung.

Hinsichtlich der elektrischen Wirkung existieren verschiedene Ausführungsformen, die sich hinsichtlich der elektrischen Orientierung der einstellbaren Zusatzspannung $\underline{U}_\sigma = \underline{U}_{km}$ zwischen Primär- und Sekundärseite differenzieren lassen. **Bild 6.10** zeigt eine Übersicht über die mögliche Zusatzspannung \underline{U}_σ eines stuf- bzw. stellbaren Transformators in Form der möglichen Spannungszeiger auf dessen Primär- und Sekundärseite \underline{U}_k und \underline{U}_m .

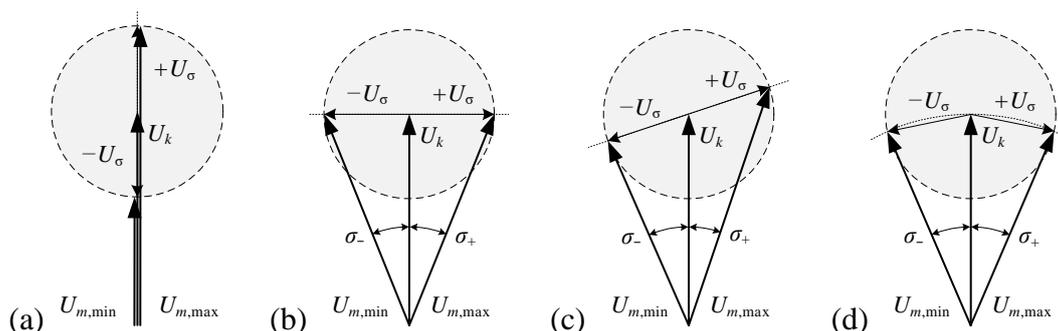


Bild 6.10 Zeigerdiagramme unterschiedlicher Ausführungsformen von Transformatoren mit einstellbarer Sekundärspannung U_m und Stellbereich U_σ in Längsrichtung (,Längsregler‘) (a), Querrichtung (,Querregler‘) (b), schräger Richtung (,Schrägregler‘) (c) und idealer Winkelregelung (,idealer Phasenschieber‘) (d).

Querregler und ideale Phasenschieber fallen dabei in die Kategorie der symmetrischen Typen, wohingegen der Schrägregler des asymmetrischen Typen zuzuordnen ist. Im Folgenden soll auf die wesentlichen Eigenschaften der einzelnen theoretischen Ausführungsformen kurz eingegangen werden (vgl. hierzu auch [153]):

- **Längsregler (Bild 6.10 (a)):** Längsregelnde Transformatoren werden zur Kopplung unterschiedlicher Spannungsebenen verwendet und erlauben bei Ausführung mit stuf- oder stellbarer Sekundärspannung eine Anpassung des jeweiligen Spannungsbetrags und dadurch eine Entkopplung auftretender Spannungsbetragsänderungen. Da zwischen Primär- und Sekundärspannung keine Phasenwinkeldifferenz auftritt, fallen diese nicht in die Kategorie der PST und werden im Folgenden nicht weiter betrachtet.

- Querregler (**Bild 6.10 (b)**): Querregelnde Transformatoren (engl.: quadrature booster transformer, QBT) liefern eine Zusatzspannung, die um 90 Grad gegenüber der Primärspannung gedreht ist. Damit ergibt sich ein zusätzlicher Spannungswinkel σ zwischen Primär- und Sekundärspannung sowie eine leichte Erhöhung des Spannungsbetrags auf der Sekundärseite gegenüber der Spannung auf der Primärseite.
- Schrägregler (**Bild 6.10 (c)**): Schrägregelnde Transformatoren werden oftmals dort eingesetzt, wo sowohl Spannungsbetrag als auch -winkel zwischen Primär- und Sekundärseite reguliert werden sollen. Dies kann z. B. bei der Kupplung unterschiedlicher Spannungen innerhalb einer Netzebene (wie an den Kuppelstellen der Spannungsebenen 220 und 380 kV) der Fall sein. Der Winkel der Zusatzspannung ist in der Regel konstant und liegt in der Größenordnung von ca. 60 Grad (vgl. [169]). Die Möglichkeit zur Beeinflussung von Spannungsbetrag und -winkel zwischen Primär- und Sekundärseite kann durch eine Kombination der Wicklungsanordnungen von längs- und querregelnden Transformatoren realisiert werden.
- Idealer Phasenschieber (**Bild 6.10 (d)**): Im Gegensatz zum Querregler liefert der ideale Phasenschieber (engl.: phase angle regulator, PAR) eine Sekundärspannung, die sich gegenüber der Primärspannung lediglich durch eine Verschiebung des Spannungswinkels bei konstantem Spannungsbetrag auszeichnet.

Unterschiede in der Wirkungsweise können mit Hilfe einer einfachen Anordnung zweier Spannungen \underline{U}_k und \underline{U}_m über den in Reihe zu einer Reaktanz X_L geschalteten und als Spannungsquelle idealisierten PST mit Zusatzspannung \underline{U}_σ dargestellt werden (vgl. **Bild 6.11**)⁹.

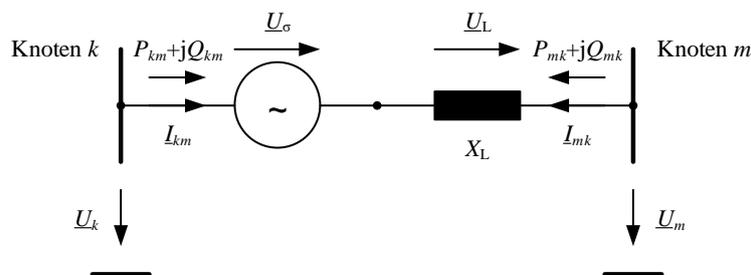


Bild 6.11 Exemplarische Anordnung eines PST mit Zusatzspannung \underline{U}_σ und einer Reaktanz X_L (in Anlehnung an [21])

Hierin ergibt sich für den Wirkleistungsfluss beim Einsatz eines idealen Phasenschiebers in Abhängigkeit des zusätzlichen Spannungswinkels σ Gl. (6.9).

$$P_{km} = 3 \frac{U_k U_m}{X_L} \sin(\delta_{km} \pm \sigma) \quad , \quad \forall (k, m) \in K \quad (6.9)$$

⁹ Vgl. Gl. (11.5) in der Beschreibung der Wirkungsmechanismen zur Leistungsflusssteuerung in Anhang 11.1.

Es ergibt sich somit keine Erhöhung der Leistungsübertragung über den Maximalwert (für $\delta_{km} = \pi/2$) hinaus. Dieser kann durch σ lediglich für einen breiten Bereich von δ_{km} erreicht werden. Für den Querregler ergibt sich hingegen in Abhängigkeit der Zusatzspannung \underline{U}_σ , die definitionsgemäß stets senkrecht zu der Primärspannung \underline{U}_k orientiert ist, ein Wirkleistungsfluss entsprechend Gl. (6.10).

$$P_{km} = 3 \frac{U_k U_m}{X_L} \left(\sin(\delta_{km}) + \frac{U_\sigma}{U_k} \cos(\delta_{km}) \right), \quad \forall (k, m) \in K \quad (6.10)$$

Der Leistungsfluss kann durch die Einbringung der Zusatzspannung \underline{U}_σ demnach über den Maximalwert bei $\delta_{km} = \pi/2$ hinaus gesteigert werden. Exemplarische Diagramme für das Leistungsverhalten bei unterschiedlichen Zusatzspannungen bzw. -winkeln zeigt **Bild 6.12**, wobei die in (b) dargestellten Leistungserhöhungen für reale Anwendungen deutlich kleiner sind und im niedrigen Prozent-Bereich liegen.

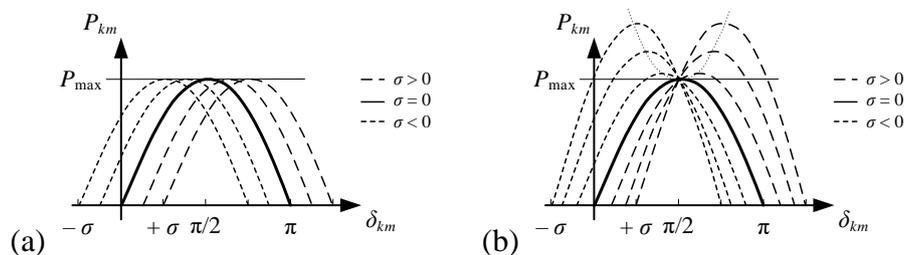


Bild 6.12 Idealisiert dargestellter Einfluss von PST in der Ausführungsform als idealer Phasenschieber (a) und Querregler (b) auf das Wirkleistungsverhalten (in Anlehnung an [21]).

Die Regelung kann über mechanische Stufensteller oder über Thyristor-basierte Schaltereinrichtungen ausgeführt sein [162]. In letzterem wird oftmals die Bezeichnung des Thyristor-geregelten Phasenschieber-Transformators (engl.: thyristor controlled phase shifting transformer, TCPST) verwendet. In der vollständigen Ausführungsform mit zwei gekoppelten Thyristor-Brücken als Stufensteller-Ersatz geht der TCPST quasi zu einem universellen Leistungsflussregler über. Aufgrund der nahen Verwandtschaft zu anderen FACTS wird dieser daher hier nicht explizit eingeführt, sondern auf Kapitel 5 verwiesen.

6.2.2 Modellierungsansatz und -umsetzung

Die Modellierung von PST orientiert sich an der grundsätzlichen Einteilung von PST aus dem vorangegangenen Abschnitt. Die Basis für die verwendeten Ersatzschaltbilder kann hinsichtlich der Realisierungsform als direkter oder indirekter Typ getroffen werden, wobei die Wirkung hinsichtlich des erreichbaren Regelbereichs und des Einflusses auf den Leistungsfluss dadurch nicht beeinflusst wird.

Eine Modellierung direkter Typen kann unter Verwendung des Modellierungsansatzes inkl. der Umrechnung auf wirksame Knotenleistungen für Längselemente aus Abschnitt 5.2 mit der

Darstellung des Ersatzschaltbildes in **Bild 5.10** erfolgen. Die sich ergebenden Knotenleistungen sind in den Gln. (5.41)–(5.44) dargestellt, wobei für PST $P_{\text{PST},k/m} = P_{\text{se},k/m}$ und $Q_{\text{PST},k/m} = Q_{\text{se},k/m}$ für die Knoten $(k,m) \in K_{\text{PST}}$ zu setzen ist. Die Wahl des Parameters $\underline{Y}_{\text{se}}$ kann darin aufgrund der Nachbildung des Serientransformators analog zu Gl. (5.28) gewählt werden. Gleichermaßen kann für PST auch auf die Modellierung des Transformators mit flexiblem Übersetzungsverhältnis zurückgegriffen werden (vgl. Gln. (4.45) und (4.46)). In Ergänzung zur im Rahmen dieser Arbeit eingeführten Modellierung wird im Folgenden noch auf die Möglichkeiten der Nutzung dieses Modellierungsansatzes eingegangen.

Die Modellierung von indirekten PST als kombiniertes Element kann demnach in Analogie zu den eingeführten Quer- und Längselementen aus den Abschnitten 5.1 und 5.2 bzw. der kombinierten Elemente mit Quer- und Längselement in Abschnitt 6 erfolgen. Das Längselement wird für die Nachbildung der Spannungswinkeländerung („Phasenverschiebung“) verwendet, wohingegen das Querelement sicherstellt, dass neben einer Spannungswinkel- auch eine Stromwinkeldifferenz durch die Ersatzschaltung nachgebildet wird. Das Ersatzschaltbild entspricht der Kombination aus Längs- und Querelement aus **Bild 6.1**. Die Knotenleistungen des Längselements ergeben sich analog zu der Modellierung direkter Typen gemäß der Gln. (5.41)–(5.44) mit $P_{\text{PST},k/m} = P_{\text{se},k/m}$ und $Q_{\text{PST},k/m} = Q_{\text{se},k/m}$ für die Knoten $(k,m) \in K_{\text{PST}}$. Für die Admittanz $\underline{Y}_{\text{sh}}$ des Querelements kann die Parametrierung analog der Abbildung als Transformator zu Gl. (5.1) erfolgen. Damit ergeben sich die Leistungen des Querelements gemäß der Gln. (5.4) und (5.5) mit $P_{\text{PST},k} = P_{\text{sh},k}$ und $Q_{\text{PST},k} = Q_{\text{se},k}$ für die Knoten $k \in K_{\text{PST}}$ der PST. Für die Modellierung als indirekter Typ ist darüber hinaus die Leistungsbilanz zwischen den beiden Transformator-Einheiten zu modellieren. Dazu sind die jeweiligen Wirk- und Blindleistungen der beiden Einheiten über die Nebenbedingungen aus den Gln. (6.1) bzw. (6.11) gleich zu halten.

$$\begin{aligned}
\Delta Q_{\underline{U}_{\text{sh/se},k/m}} &= 3\Im\left\{\underline{U}_{\text{se}} \underline{I}_{\text{se},mk}^*\right\} + 3\Im\left\{\underline{U}_{\text{sh}} \underline{I}_{\text{sh},k}^*\right\} \\
&= -3\underline{U}_{\text{se}}^2 B_{\text{se}} + \underline{U}_{\text{se},km} \left(\begin{array}{l} \underline{U}_k \left(G_{\text{se}} \sin(\delta_k - \delta_{\text{se},km}) + B_{\text{se}} \cos(\delta_k - \delta_{\text{se},km}) \right) \dots \\ -\underline{U}_m \left(G_{\text{se}} \sin(\delta_m - \delta_{\text{se},km}) + B_{\text{se}} \cos(\delta_m - \delta_{\text{se},km}) \right) \end{array} \right) \\
&\quad -3\underline{U}_{\text{sh}}^2 B_{\text{sh}} - \underline{U}_k \underline{U}_{\text{sh}} \left(G_{\text{sh}} \sin(\delta_k - \delta_{\text{sh}}) + B_{\text{sh}} \cos(\delta_k - \delta_{\text{sh}}) \right) \\
&= 0 \quad , \forall (k,m) \in K_{\text{ce}}
\end{aligned} \tag{6.11}$$

Unabhängig von der gewählten Modellierung als direkter oder indirekter Typ sind darüber hinaus typspezifische weitere Nebenbedingungen zu realisieren, die die elektrische Wirkung der PST korrekt abbilden. Zu diesem Zweck werden für die resultierenden Leistungen der mit PST ausgestatteten Leitungen weitere Nebenbedingungen eingeführt. Diese enthalten als zusätzliche Entscheidungsvariable den Phasenwinkel σ_{PST} des PST. Bei Limitierung auf realistische Stellgrößen (im Bereich bis $\pm 25^\circ$ für den Phasenwinkel σ_{PST} des PST (vgl. [164]))

wird dadurch das PST-Verhalten durch das gewählte Ersatzschaltbild abgebildet. Unter Verwendung des angegebenen Ersatzschaltbildes und unter Berücksichtigung der Ausführungsformen können Betrag und Winkel der Spannung $\underline{U}_{\text{se,PST}}$ aus **Bild 5.10** bzw. **Bild 6.1** durch Nebenbedingungen eingeschränkt werden.

Der Einsatz in der Optimierung erfolgt schließlich durch Lösen des Optimierungsproblems aus Gl. (6.12), wobei neben den Spannungsbeträgen $U_{\text{sh/se},k}$ und -winkeln $\delta_{\text{sh/se},k}$ (in Abhängigkeit der eingeführten Modellierung) der Winkel $\sigma_{\text{PST},k}$ der an den Knoten $k \in K_{\text{PST}}$ enthaltenen PST $p \in P_{\text{PST}}$ die notwendigen Freiheitsgrade zur Engpassbeseitigung oder Systemoptimierung liefern. Die Zielfunktion f_{PST} im Rahmen der mathematischen Optimierung ist anwendungsfallsspezifisch zu formulieren und wird daher an dieser Stelle nicht spezifiziert.

$$\begin{aligned}
 & \min_{u, \delta, u_{\text{sh/se}}, \delta_{\text{sh/se}}, \sigma_{\text{PST}}} f_{\text{PST}} \\
 \text{u. d. N. } & p_{K,k} + p_{N,k} = 0, \quad \forall k \in K_{\text{PQ,PU}} \\
 & q_{K,k} + q_{N,k} = 0, \quad \forall k \in K_{\text{PQ}} \\
 & U_{\min,k} \leq U_k \leq U_{\max,k}, \quad \forall k \in K \\
 & I_z \leq I_{\max,z}, \quad \forall z \in Z \\
 & \Delta P_{\underline{U}_{\text{sh/se},k/m},c} = 0, \quad \forall (k,m) \in K_{\text{PST}}, p \in P_{\text{PST}} \\
 & I_{\text{sh/se},k/m,c} \leq I_{\text{sh/se,max},k/m,c}, \quad \forall (k,m) \in K_{\text{PST}}, p \in P_{\text{PST}} \\
 & U_{\text{sh/se,min},k/m,c} \leq U_{\text{sh/se},k/m,c} \leq U_{\text{sh/se,max},k/m,c}, \quad \forall (k,m) \in K_{\text{PST}}, p \in P_{\text{PST}} \\
 & \delta_{\text{sh/se,min},k/m,c} \leq \delta_{\text{sh/se},k/m,c} \leq \delta_{\text{sh/se,max},k/m,c}, \quad \forall (k,m) \in K_{\text{PST}}, p \in P_{\text{PST}} \\
 & U_{\text{sh/se},k/m,p} = f(\sigma_{\text{PST},k,p}), \quad \forall (k,m) \in K_{\text{PST}}, p \in P_{\text{PST}} \\
 & \delta_{\text{sh/se},k/m,p} = f(\sigma_{\text{PST},k,p}), \quad \forall (k,m) \in K_{\text{PST}}, p \in P_{\text{PST}}
 \end{aligned} \tag{6.12}$$

Für die Nebenbedingungen $U_{\text{sh/se}} = f(\sigma_{\text{PST}})$ bzw. $\delta_{\text{sh/se}} = f(\sigma_{\text{PST}})$ gelten in Abhängigkeit der Ausführungsform die im Folgenden dargestellten Zusammenhänge.

Querregler

Für den Querregler, bei dem die eingeprägte Spannung senkrecht auf der Knotenspannung steht, gilt für den Spannungsbetrag auf Basis der trigonometrischen Funktion im rechtwinkligen Dreieck Gl. (6.13), wobei der Spannungswinkel gemäß Gl. (6.14) zu definieren ist.

$$U_{\text{se}} = U_k \tan(\sigma_{\text{PST}}) \tag{6.13}$$

$$\delta_{\text{se}} = \delta_k - \frac{\pi}{2} \tag{6.14}$$

Schrägregler

Das Verhalten eines Schrägreglers kann abgebildet werden, in dem bei Winkel σ_{PST} als Entscheidungsvariable der Spannungsbetrag über den Kosinussatz im Dreieck (vgl. **Bild 6.10** (c)) durch Gl. (6.15) als Nebenbedingung eingeschränkt wird.

$$U_{\text{se}} = \sqrt{U_k^2 + U_m^2 - 2U_k U_m \cos(\sigma_{\text{PST}})} \quad (6.15)$$

Für den Winkel ergibt sich in analoger Weise durch Umstellung des Kosinussatzes Gl. (6.16).

$$\delta_{\text{se}} = \delta_k - \arccos\left(\frac{U_k^2 + U_{\text{se}}^2 - U_m^2}{2U_k U_{\text{se}}}\right) \quad (6.16)$$

Idealer Phasenschieber

Bei der Nachbildung des idealen Phasenschiebers ergeben sich Spannungsbetrag und -winkel entsprechend der Gln (6.17) und (6.18), wobei die Formulierung für den Spannungsbetrag wiederum aus dem Kosinussatz abgeleitet werden kann und die Winkel-Formulierung sich direkt aus dem Zeigerdiagramm in **Bild 6.10** (d) ergibt.

$$U_{\text{se}} = 2U_k \sin\left(\frac{\sigma_{\text{PST}}}{2}\right) \quad (6.17)$$

$$\delta_{\text{se}} = \delta_k - \frac{\pi - \sigma_{\text{PST}}}{2} \quad (6.18)$$

6.3 Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssysteme

6.3.1 Ausführungsformen

HGÜ-Systeme auf Basis netzgeführter Umrichter (engl.: LCC-HVDC) werden heutzutage in erster Linie bei Anwendungen mit höchsten Ansprüchen an Übertragungsleistung realisiert. LCC-HGÜ-Systeme sind bzw. waren auch im deutschen und europäischen Raum im Einsatz (vgl. [162]) und sind in anderen Gebieten der Erde (z. B. in China, vgl. [175]) derzeit verstärkt in Planungen und laufenden Installationsmaßnahmen vorzufinden. (Reine) LCC-Systeme werden aus technischen Gründen (u. a. in Bezug auf die Fehlerklärung auf DC-Seite) hauptsächlich in P2P- bzw. B2B- Ausführungen betrieben. Für vermaschte Multi-Terminal HGÜ-Systeme (engl.: HVDC MTDC) werden heute in der Regel selbstgeführte Umrichter-Technologien verwendet. Wie in Abschnitt 2.3 eingeführt wurde, besteht der wesentliche Unterschied für stationäre Arbeitspunkte im Blindleistungsbedarf netzgeführter Umrichtersysteme. Unter Berücksichtigung typischer Ausführungsformen ergibt sich der Blindleistungsbedarf eines LCC-HGÜ-Systems in Abhängigkeit des eingestellten Wirkleistung-Arbeitspunkts sowie des

Zündwinkels α zu der Charakteristik aus **Bild 6.13** (vgl. die Darstellungen in [162, 176]). Selbstgeführte HGÜ-Systeme erlauben demgegenüber eine unabhängige Einstellung der Wirk- und Blindleistung. Diese Eigenschaften können als zusätzliche Freiheitsgrade in Bezug auf die Arbeitspunktermittlung und -optimierung von HGÜ-Systemen gesehen werden.

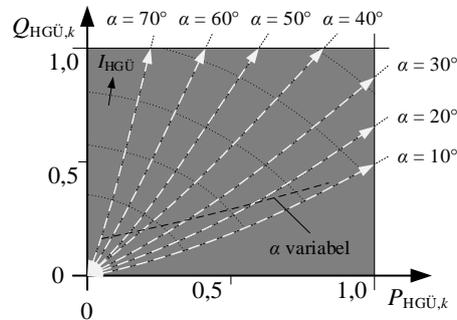


Bild 6.13 Exemplarische Darstellung des normierten Wirk-/Blindleistungsverhaltens eines LCC-HGÜ-Umrichters für verschiedene Zündwinkel α (in Anlehnung an [162, 176]).

6.3.2 Modellierungsansatz

Das grundsätzliche stationäre Verhalten von HGÜ-Systemen im Energieversorgungssystem wird durch die Umrichter als Kopplungselemente zwischen der Wechsel- und Gleichstromseite der Konverter bestimmt. Dementsprechend ist die Integration des Wirk- und Blindleistungsverhaltens des Umrichters der wesentliche Modellierungsschritt bei der Implementierung von HGÜ-Systemen in die Leistungsflussbeschreibung von AC-Systemen. Unabhängig von der Ausführungsform als netz- oder selbstgeführter Umrichter wird im Rahmen dieser Arbeit eine Modellierung der Umrichter als Querelement für die Kopplung an das Wechselstromsystem in Anlehnung an die Darstellung in [69] herangezogen (vgl. auch Abschnitt 5.1). **Bild 6.14** zeigt das allgemeine Ersatzschaltbild für den Umrichter eines HGÜ-Systems als Querelement.

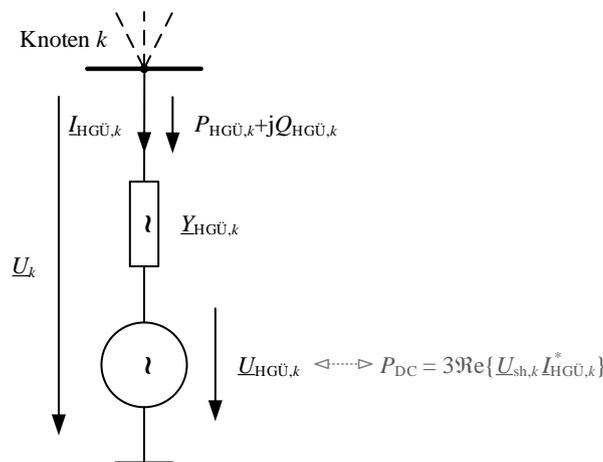


Bild 6.14 Ersatzschaltbild für HGÜ-Systeme als Querelemente (in Anlehnung an [69]).

Darin beschreibt $\underline{Y}_{\text{HGÜ},k}$ die Admittanz des Kopplungstransformators über den ein Umrichter üblicherweise mit dem Drehstromnetz verbunden ist. $\underline{U}_{\text{HGÜ},k}$ beschreibt die komplexe Spannung, die für HGÜ-Systeme das stationäre Betriebsverhalten des Umrichters an seinen Klemmen beschreibt und $\underline{U}_{\text{sh},k}$ für Querelemente entspricht. Eine Quellenspannung ungleich der Knotenspannung \underline{U}_k führt zu einem Stromfluss $\underline{I}_{\text{HGÜ},k}$ und damit zu Leistungen $P_{\text{HGÜ},k}$ und $Q_{\text{HGÜ},k}$ an den Klemmen der Knoten $k \in K_{\text{HGÜ}}$. Im Sinne der Optimierung sind Betrag und Winkel der komplexen Umrichterspannung die Entscheidungsvariablen, die zur Optimierung des Systemzustands genutzt werden können.

Der wesentliche Unterschied zur Modellierung von Querelementen besteht in der Interpretation des Wirkleistungsverhaltens der Spannungsquelle $\underline{U}_{\text{HGÜ},k}$. Im Gegensatz zur Modellierung von Querelementen mit $P_{\underline{U}_{\text{sh},k}} = 0$ als Nebenbedingung kann diese für HGÜ-Systeme als Austauschleistung mit dem Gleichspannungskreis interpretiert werden. Dementsprechend beschreibt die Leistung $P_{\text{DC},k}$ aus **Bild 6.14** den Wirkleistungsaustausch mit der Gleichspannungsseite des Umrichters entsprechend Gl. (6.19).

$$\begin{aligned} P_{\text{DC},k} &= 3\Re\left\{\underline{U}_{\text{HGÜ},k} \underline{I}_{\text{HGÜ},k}^*\right\} \\ &= 3\left(\underline{U}_{\text{HGÜ},k}^2 G_{\text{HGÜ},k} - \underline{U}_k \underline{U}_{\text{HGÜ},k} \begin{pmatrix} G_{\text{HGÜ},k} \cos(\delta_k - \delta_{\text{HGÜ},k}) \cdots \\ -B_{\text{HGÜ},k} \sin(\delta_k - \delta_{\text{HGÜ},k}) \end{pmatrix}\right), \forall k \in K_{\text{HGÜ}} \end{aligned} \quad (6.19)$$

Neben den durch die Admittanz $\underline{Y}_{\text{HGÜ},k}$ abgebildeten Wirkleistungsverlusten des Kopplungstransformators sind in dieser allgemeinen Modellierung keine Verluste für den Umrichter berücksichtigt. Für eine detaillierte Beschreibung von Verlusten in Abhängigkeit des Umrichtertyps und -aufbaus liefert z. B. [177] Ansätze.

Das Wirk- und Blindleistungsverhalten $P_{\text{HGÜ},k}$ bzw. $Q_{\text{HGÜ},k}$ an den Klemmen der Knoten $k \in K_{\text{HGÜ}}$ wird analog zum Verhalten der Querelemente in den Gln. (5.4) und (5.5) durch Gln. (6.20) und (6.21) beschrieben.

$$P_{\text{HGÜ},k} = 3\left(\underline{U}_k^2 G_{\text{HGÜ},k} - \underline{U}_k \underline{U}_{\text{HGÜ},k} \begin{pmatrix} G_{\text{HGÜ},k} \cos(\delta_k - \delta_{\text{HGÜ},k}) \cdots \\ +B_{\text{HGÜ},k} \sin(\delta_k - \delta_{\text{HGÜ},k}) \end{pmatrix}\right), \forall k \in K_{\text{HGÜ}} \quad (6.20)$$

$$Q_{\text{HGÜ},k} = 3\left(-\underline{U}_k^2 B_{\text{HGÜ},k} - \underline{U}_k \underline{U}_{\text{HGÜ},k} \begin{pmatrix} G_{\text{HGÜ},k} \sin(\delta_k - \delta_{\text{HGÜ},k}) \cdots \\ -B_{\text{HGÜ},k} \cos(\delta_k - \delta_{\text{HGÜ},k}) \end{pmatrix}\right), \forall k \in K_{\text{HGÜ}} \quad (6.21)$$

Wie eingeführt besteht der wesentliche Unterschied zwischen netz- und selbstgeführten Umrichtersystemen im Blindleistungsverhalten der beiden Ausführungsformen. Vor diesem Hintergrund kann eine Modellierung zwei Ansätze verfolgen. Zum einen kann der notwendige Blindleistungsbedarf netzgeführter Konverter in den Gleichungen abgebildet werden und zum anderen kann eine vollständige Blindleistungskompensation an den entsprechenden Knoten des

Drehstromsystems angenommen werden, die eine weitergehende Betrachtung des Blindleistungsverhalten obsolet macht und ggf. gar mit der Annahme einer idealen Spannungsregelung am entsprechenden Knoten einhergehen kann. Bei Annahme einer vollständigen Kompensation vereinfacht sich die Modellierung zu der einfachen Festlegung von $Q_{\text{HGÜ},k}$ zu null in Gl. (6.22).

$$Q_{\text{HGÜ},k} = 0 \quad , \forall k \in K_{\text{LCC}} \quad (6.22)$$

Sofern die Annahmen nicht nur die vollständige lokale Kompensation des Umrichter-Blindleistungsbedarfs beinhalten, sondern darüber hinaus den Spannungs-/Blindleistungshaushalt beeinflussen, so ist dieses entweder über die explizite Modellierung von weiteren Blindleistungsquellen, z. B. in Anlehnung an die Ausführungen in Abschnitt 5.1, oder aber durch die Nachbildung einer Spannungsregelung am entsprechenden Knoten in der Leistungsflussformulierung zu berücksichtigen. Die Implementierung kann im Leistungsfluss z. B. durch die Berücksichtigung des entsprechenden Knotens als PU-Knoten erfolgen. Darüber hinaus ist theoretisch bei entsprechender Wirkleistungsverfügbarkeit in Kombination mit einer Spannungsbetragsregelung durch weitere Kompensationseinrichtungen die Nachbildung in der Leistungsflussberechnung als Bilanzknoten möglich. Für selbstgeführte Umrichtersysteme kann dies analog angenommen werden, wobei die jeweilige Blindleistung weiterhin über Gl. (6.21) festgelegt bzw. bereitgestellt wird.

Mehrere an einem Knoten k angeschlossene HGÜ-Umrichter können wiederum zu resultierenden Leistungen $p_{\text{HGÜ},k}$ und $q_{\text{HGÜ},k}$ der $h \in H_{\text{HGÜ}}$ parallelen Elemente durch die Gln. (6.23) und (6.24) zusammengefasst werden.

$$p_{\text{HGÜ},k} = \sum_{h=1}^{H_{\text{HGÜ}}} P_{\text{HGÜ},h,k} \quad , \forall k \in K_{\text{HGÜ}} \quad (6.23)$$

$$q_{\text{HGÜ},k} = \sum_{h=1}^{H_{\text{HGÜ}}} Q_{\text{HGÜ},h,k} \quad , \forall k \in K_{\text{HGÜ}} \quad (6.24)$$

Der Vorteil dieses Ansatzes vor dem Hintergrund der eingeführten Optimierungsumgebung liegt wiederum in der knotenbasierten Abbildung von HGÜ-Systemen, die eine einfache Integration in die knotenbasierte Leistungsfluss-Beschreibung entsprechend der Gln. (4.27) und (4.28) erlaubt. Unter Berücksichtigung der Möglichkeit mehrerer HGÜ-Systeme pro Knoten k aus den Gln. (6.23) und (6.24) ergeben sich die Knotenleistungen der Leistungsflussbeschreibung entsprechend der Gln. (6.25) und (6.26).

$$p_{K,k} = p_{\text{Gen},k} + p_{\text{Last},k} + p_{\text{HGÜ},k} \quad , \forall k \in K_{\text{HGÜ}} \quad (6.25)$$

$$q_{K,k} = q_{\text{Gen},k} + q_{\text{Last},k} + q_{\text{HGÜ},k} \quad , \forall k \in K_{\text{HGÜ}} \quad (6.26)$$

Der Einsatz in der Optimierung erfolgt durch Lösen des Optimierungsproblems aus Gl. (6.27), wobei Spannungsbeträge $U_{\text{HGÜ},k}$ und -winkel $\delta_{\text{HGÜ},k}$ der an die Knoten $k \in K_{\text{HGÜ}}$ angeschlossenen HGÜ-Konverter $h \in H_{\text{HGÜ}}$ die Freiheitsgrade zur Engpassbeseitigung oder Systemoptimierung mit einer zunächst allgemein angegebenen Zielfunktion $f_{\text{HGÜ}}$ liefern. Zusätzlich enthalten sein müssen weitere Nebenbedingungen für das Verhalten auf der DC-Seite, welches sich in Abhängigkeit der Ausführungsform des HGÜ-Systems ergibt. Diese weiteren Modellierungen sind im Folgenden dargestellt.

$$\begin{aligned}
 & \min_{u, \delta, u_{\text{HGÜ}}, \delta_{\text{HGÜ}}} f_{\text{HGÜ}} \\
 \text{u. d. N. } & p_{K,k} + p_{N,k} = 0, \quad \forall k \in K_{\text{PQ,PU}} \\
 & q_{K,k} + q_{N,k} = 0, \quad \forall k \in K_{\text{PQ}} \\
 & U_{\min,k} \leq U_k \leq U_{\max,k}, \quad \forall k \in K \\
 & I_z \leq I_{\max,z}, \quad \forall z \in Z \\
 & P_{\text{DC},k,h} = 3\text{Re}\left\{ \underline{U}_{\text{HGÜ},k,h} \underline{I}_{\text{HGÜ},k,h}^* \right\}, \quad \forall k \in K_{\text{HGÜ}}, h \in H_{\text{HGÜ}} \\
 & I_{\text{HGÜ},k,h} \leq I_{\text{HGÜ,max},k,h}, \quad \forall k \in K_{\text{HGÜ}}, h \in H_{\text{HGÜ}} \\
 & U_{\text{HGÜ,min},k,h} \leq U_{\text{HGÜ},k,h} \leq U_{\text{HGÜ,max},k,h}, \quad \forall k \in K_{\text{HGÜ}}, h \in H_{\text{HGÜ}} \\
 & \delta_{\text{HGÜ,min},k,h} \leq \delta_{\text{HGÜ},k,h} \leq \delta_{\text{HGÜ,max},k,h}, \quad \forall k \in K_{\text{HGÜ}}, h \in H_{\text{HGÜ}}
 \end{aligned} \tag{6.27}$$

6.3.3 Systemspezifische Umsetzung

HGÜ-Kurzkupplungen

HGÜ-Kurzkupplungen (HGÜ B2B, engl.: HVDC B2B) werden in erster Linie zur Kopplung asynchroner Netzgebiete gleicher oder unterschiedlicher Nennfrequenz eingesetzt. **Bild 6.15** zeigt eine vereinfacht dargestellte Ausführungsform eines HGÜ B2B-Systems mit zwei Um-

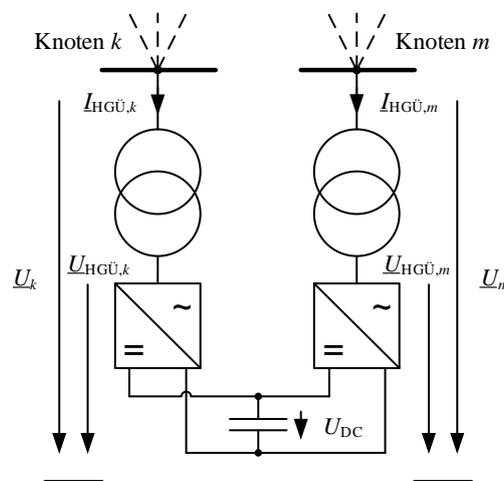


Bild 6.15 Vereinfacht dargestellte Ausführungsform eines HGÜ B2B-Systems mit zwei Umrichtern an einem gemeinsamen Gleichspannungszwischenkreis.

richtern. In alternativen Ausführungsformen können auch mehrere Umrichter einen gemeinsamen lokalen Zwischenkreis besitzen, was im Bereich der elektrischen Energieversorgungstechnik allerdings wenig gebräuchlich ist.

HGÜ B2B-Systeme können grundsätzlich sowohl als netzgeführte Systeme mit Gleichstromzwischenkreis (LCC/CSC) als auch als selbstgeführte Systeme mit Gleichspannungszwischenkreis (SCC/VSC, vgl. jeweils Abschnitt 2.3) ausgeführt sein. **Bild 6.16** zeigt das Ersatzschaltbild eines HGÜ B2B-Systems mit zwei über einen gemeinsamen lokalen Gleichspannungszwischenkreis gekoppelten Umrichtern, die an die exemplarischen Knoten k und m eines oder verschiedener AC-Systeme angeschlossen sind.

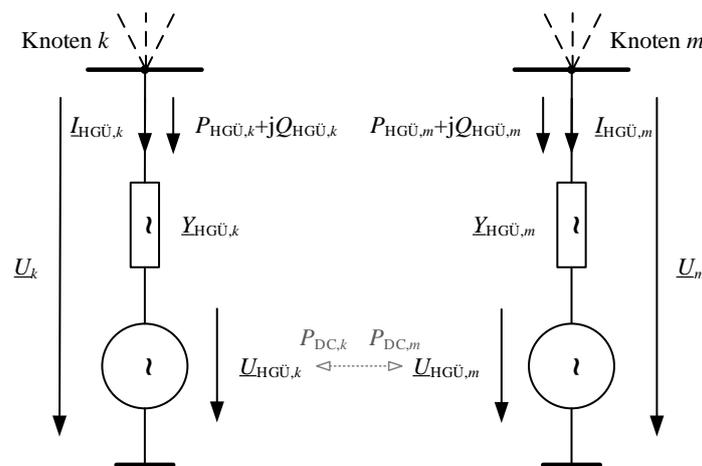


Bild 6.16 Ersatzschaltbild zur Modellierung eines HGÜ B2B-Systems mit zwei Umrichtern.

Die darin enthaltenen Größen wurden bereits in Abschnitt 6.3.2 eingeführt. Die Umrichterspannungen $\underline{U}_{\text{HGÜ},k/m}$ (mit den daraus resultierenden Leistungen $P_{\text{HGÜ},k/m}$ und $Q_{\text{HGÜ},k/m}$ an den Knoten $(k, m) \in K_{\text{HGÜ}}$) stellen die Entscheidungsvariablen und damit weitere Freiheitsgrade im System dar, welche innerhalb der technisch zulässigen Grenzen für verschiedene Optimierungsfragestellungen und -ziele verwendet werden können.

Die wesentliche Nebenbedingung für zwei oder mehrere gekoppelte Systeme stellt die ausgeglichene Bilanz der Zwischenkreisleistung dar, die in der stationären Betrachtungsweise gemäß Gl. (6.28) in Summe null ergeben muss. Bei mehr als zwei gekoppelten Umrichtern ergeben sich weitere Summanden in Gl. (6.28). Das Wirk- und Blindleistungsverhalten der Umrichter an den Knoten $(k, m) \in K_{\text{HGÜ}}$ ist bereits durch die Gln. (6.20) und (6.21) beschrieben.

$$0 = P_{\text{DC},k} + P_{\text{DC},m}, \quad \forall (k, m) \in K_{\text{HGÜ}} \quad (6.28)$$

In gleicher Weise wie bei vielen anderen Betriebsmitteln ist der Strom in Bezug auf eine maximale Betriebsmittelbelastung ausschlaggebend. Daher ergibt sich ein zulässiger maximaler Betriebsstrom, der nicht überschritten werden darf und gemäß Gl. (6.29) (vgl. ebenso Gl. (5.6) in der Beschreibung des Modellierungsansatzes für Querelemente) ermittelt werden kann.

$$\begin{aligned}
 I_{\text{HGÜ},k} &= \left| (\underline{U}_k - \underline{U}_{\text{HGÜ},k}) \underline{Y}_{\text{HGÜ},k} \right| \\
 &= \sqrt{\left(U_k^2 + U_{\text{HGÜ},k}^2 - 2U_k U_{\text{HGÜ},k} \cos(\delta_k - \delta_{\text{HGÜ},k}) \right) \left(G_{\text{HGÜ},k}^2 + B_{\text{HGÜ},k}^2 \right)} \\
 &\leq I_{\text{HGÜ,max},k}, \quad \forall k \in K_{\text{HGÜ}}
 \end{aligned} \tag{6.29}$$

Gleichermaßen kann bei Annahme eines verlustfreien Umrichters auf Basis der Umrichterleistung auf Gleichspannungsseite $P_{\text{DC},k}$ über Gl. (6.30) ein Strom für die Gleichspannungsseite der Umrichter ermittelt werden, der ebenfalls nicht überschritten werden darf.

$$\begin{aligned}
 I_{\text{HGÜ,DC},k} &= \frac{U_{\text{HGÜ},k}^2 G_{\text{HGÜ},k} - U_k U_{\text{HGÜ},k} \begin{pmatrix} G_{\text{HGÜ},k} \cos(\delta_k - \delta_{\text{HGÜ},k}) \dots \\ -B_{\text{HGÜ},k} \sin(\delta_k - \delta_{\text{HGÜ},k}) \end{pmatrix}}{U_{\text{DC}}} \\
 &\leq I_{\text{HGÜ,DC,max},k}, \quad \forall k \in K_{\text{HGÜ}}
 \end{aligned} \tag{6.30}$$

Die möglichen Freiheitsgrade in der Regelung der Umrichter ergeben sich aus der bilanziellen Zwischenkreis-Nebenbedingung in Gl. (6.28). Um eine ausgeglichene Bilanz herzustellen, können die Sollwerte eines bzw. aller bis auf einen Umrichter innerhalb der Betriebsgrenzen frei gewählt werden, womit sie als Freiheitsgrade in die Optimierung eingehen. Folglich können für diese Umrichter Wirk- und aufgrund der Ausführungsform innerhalb der Betriebsgrenzen unabhängig davon Blindleistungs- bzw. Spannungswerte im Rahmen einer Optimierung ermittelt werden. Diesen Variablen, die auch als Sollwerte vorgegeben werden können, können die Betriebsmodi PQ- und PU-Regelung auf der Wechselstromseite der Umrichter zugeordnet werden. Für den Bilanzausgleich sorgt immer mindestens ein weiterer Umrichter durch einen Wirkleistungsbezug aus bzw. eine Wirkleistungslieferung an das angeschlossene Wechselstromsystem, womit keine Flexibilität im Rahmen der Optimierung vorliegt. Dies sorgt in VSC-Systemen für eine konstante Zwischenkreisspannung U_{DC} (und wird daher als Betriebsmodus ‚ U_{DC} ‘ bezeichnet) am DC-Knoten, die Umrichter-intern oftmals als Regelungsgröße verwendet wird, bei der hier vorgestellten Modellierung von HGÜ B2B-Systemen aber keine Rolle spielt.

Unabhängig davon können für selbstgeführte Umrichter auf der Drehstromseite Blindleistungs- oder Spannungs-Sollwerte vergeben werden bzw. als Variablen in die Optimierung einfließen, wohingegen netzgeführte Umrichtersysteme in Abhängigkeit der vorhandenen und gemeinsam mit den Umrichtern geregelten Kompensationsanlagen einen entsprechenden Blindleistungsbedarf aufweisen (vgl. einführende Bemerkungen hinsichtlich der Auswirkungen auf das Drehstromsystem).

HGÜ-Punkt-zu-Punkt-Systeme

HGÜ Punkt-zu-Punkt-Systeme (HGÜ P2P, engl.: HVDC P2P) stellen die weltweit häufigste Umsetzungsform von HGÜ-Systemen dar. Wesentlicher Anwendungsfall ist oftmals die Notwendigkeit der Übertragung hoher Leistungen über weite Entfernungen sowie die

Notwendigkeit der bzw. vorteilhafte Verwendung von Kabelsystemen (z. B. bei Unterwasser-Verbindungen) für die Gleichspannungsverbindung. Auch können asynchrone bzw. Netze unterschiedlicher Nennfrequenz durch HGÜ P2P-Systeme gekoppelt werden. Für HGÜ P2P-Systeme stellt dies allerdings keine wesentliche Randbedingung an die Modellierung dar. **Bild 6.17** zeigt eine vereinfacht dargestellte Ausführungsform eines HGÜ P2P-Systems.

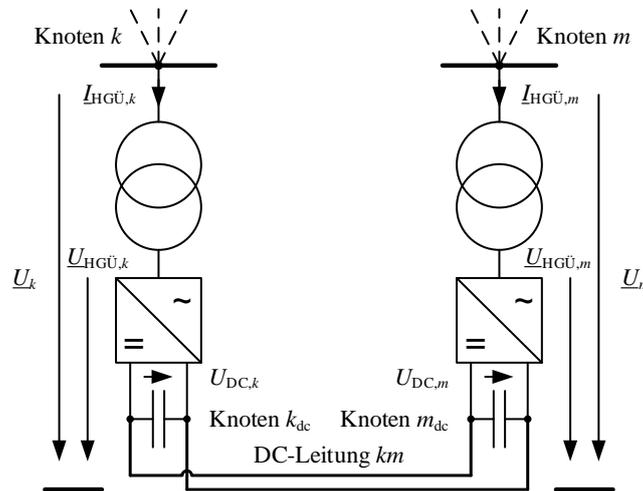


Bild 6.17 Vereinfacht dargestellte Ausführungsform eines HGÜ P2P-Systems.

HGÜ P2P-Systeme können sowohl als netzgeführte Systeme mit Gleichstromzwischenkreis als auch als selbstgeführte Systeme mit Gleichspannungzwischenkreis ausgeführt sein. **Bild 6.18** zeigt das im Rahmen dieser Arbeit verwendete Ersatzschaltbild für HGÜ P2P-Systeme.

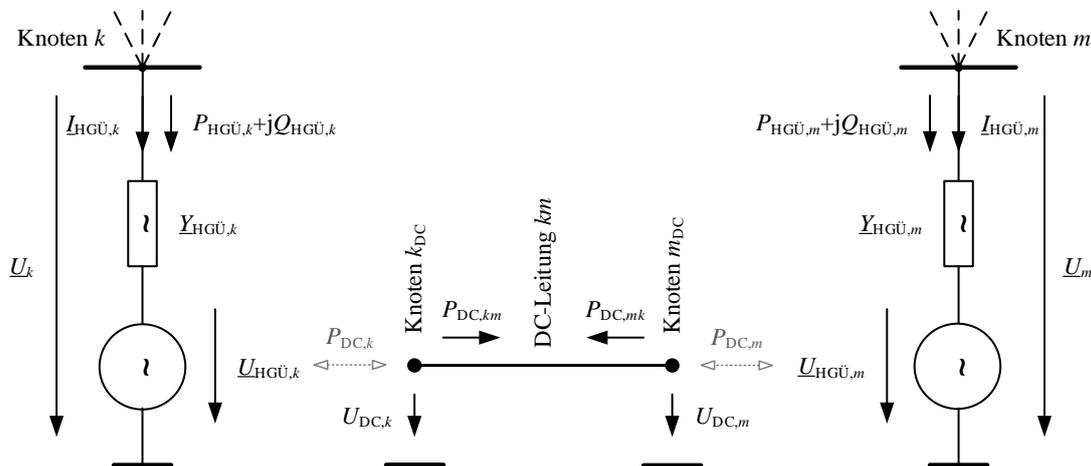


Bild 6.18 Ersatzschaltbild zur Modellierung eines HGÜ P2P-Systems.

Die Bezeichnung P2P schränkt die Anzahl der verbundenen Knoten bei dieser Ausführungsform auf zwei ein. Sofern mehrere Knoten durch ein ggf. vermaschtes DC-System verbunden werden sollen, wird von Multi-Terminal- (MT-) Systemen gesprochen, die im nachfolgenden Abschnitt dargestellt werden. Zusätzlich zu den bereits eingeführten Größen wird die in HGÜ P2P-Systemen notwendige DC-Leitung km unabhängig von ihrer Ausführungsform als Kabel oder Freileitung für den stationären Anwendungsfall über ihren Leitwert G_{DC} beschrieben.

Dieser ist in der Regel richtungsunabhängig, so dass $G_{DC,km} = G_{DC,mk}$ gilt. Darüber hinaus ist zur Ermittlung der Leistungsübertragung in HGÜ P2P-Systemen eine Abbildung der Knotenspannungen $U_{DC,k/m}$ am Leitungsanfang und -ende notwendig. Bezüglich der Ausführung als netz- oder selbstgeführtes System mit Gleichstrom- bzw. Gleichspannungszwischenkreis ergibt sich hier ein Unterschied in der Modellierung ggü. den Regelgrößen in realen Systemen. Aufgrund der Modellierung für stationäre Zustände spielt die Modellierung der Gleichgrößen (Strom oder Spannung) jedoch eine untergeordnete Rolle, weshalb die hier dargestellte Modellierung grundsätzlich auch für netzgeführte Systeme mit Gleichstromzwischenkreis angewandt werden kann.

In gleicher Weise wie für HGÜ B2B-Systeme stellen die komplexen Umrichterspannungen $U_{DC,k/m}$ die Freiheitsgrade in Form der Entscheidungsvariablen im System dar. Darüber hinaus sind auch die Spannungen der DC-Knoten als weitere Zustandsvariablen zu definieren, die durch eine Spannungsdifferenz einen Leistungsfluss über die DC-Leitung erlauben. Für die Leistungen im VZS am AC-Knoten ergeben sich die Abhängigkeiten aus Gln. (6.20) und (6.21). Darüber hinaus müssen für einen Leistungsfluss über die DC-Leitung die Gln. (6.31) und (6.32) gelten, die einen Leistungsfluss in Abhängigkeit der Spannungsbetragsdifferenz der DC-Knoten und des Leitwerts $G_{DC,km/mk}$ der Verbindung beschreiben.

$$P_{DC,km} = G_{km} \left(U_{DC,k}^2 - U_{DC,k} U_{DC,m} \right), \quad \forall (k, m) \in K_{HGÜ} \quad (6.31)$$

$$P_{DC,mk} = G_{mk} \left(U_{DC,m}^2 - U_{DC,m} U_{DC,k} \right), \quad \forall (k, m) \in K_{HGÜ} \quad (6.32)$$

Zusätzlich gilt, dass die Zwischenkreis-Leistungen $P_{DC,k/m}$ der Umrichter an den Knoten k bzw. m den Leistungen $P_{DC,k/m}$ an Leitungsanfang und -ende entsprechen. Dies ist für Knoten k exemplarisch in Gl. (6.33) dargestellt. Die Berechnung für den Knoten m aus **Bild 6.18** erfolgt in äquivalenter Weise.

$$0 = P_{DC,k} + P_{DC,km}, \quad \forall (k, m) \in K_{HGÜ} \quad (6.33)$$

Das Wirk- und Blindleistungsverhalten der Umrichter an den Knoten k und m ist analog zum HGÜ B2B-System bereits durch die Gln. (6.20) und (6.21) beschrieben und unterscheidet sich zwischen selbst- und netzgeführten Systemen wie dort ausgeführt.

Auch für HGÜ P2P-Systeme ist der Stromgrenzwert der Komponenten entscheidend. Für die AC- und DC-Seite der Umrichter sind diese in den Gln. (6.29) und (6.30) angegeben. Darüber hinaus ist die maximale Stromtragfähigkeit der DC-Leitung zu berücksichtigen, die an den Leitungsenden nach Gln. (6.34) bzw. (6.35) ermittelt werden kann.

$$I_{DC,km} = G_{km} \left(U_{DC,k} - U_{DC,m} \right), \quad \forall (k, m) \in K_{HGÜ} \quad (6.34)$$

$$I_{DC,mk} = G_{mk} \left(U_{DC,m} - U_{DC,k} \right), \quad \forall (k, m) \in K_{HGÜ} \quad (6.35)$$

Die möglichen Regelungsarten entsprechen im Wesentlichen den Beschreibungen der möglichen Regelungsarten für HGÜ B2B-Systeme, weshalb hier auf eine erneute Darstellung verzichtet wird. Jedoch erfolgt eine Modellierung der ausgeglichenen Wirkleistungsbilanz auf Gleichspannungsseite in dieser Modellierung über die Einhaltung des Spannungswertes U_{DC} an einem der Umrichter. Derjenige Umrichter, der über die Spannungsregelung für den Wirkleistungsausgleich sorgt, befindet sich daher in einer U_{DC} -Regelung. Der Unterschied zu HGÜ B2B-Systemen besteht in der Regelung auf eine Knotenspannung $U_{DC,k}$ im Betriebsmodus ‚ U_{DC} ‘, die nicht die konstante Spannung im gesamten Zwischenkreis beschreibt, sondern lediglich die Spannung an einem der Knoten k/m_{DC} der DC-Leitung.

Vermaschte HGÜ-Systeme

HGÜ-Systeme mit mehreren Kopplungen zum AC-System (engl.: multi-terminal high-voltage direct current, MTDC) sind derzeit noch wenig verbreitet. Insbesondere in Zukunftsszenarien sind vermaschte HGÜ-Systeme im Nordsee-Raum (vgl. z. B. [23, 24, 178]) oder auch als überlagertes Übertragungssystem für Kontinentaleuropa [179, 180] oder darüber hinaus [175, 181, 182] Bestandteil von Forschungsvorhaben. Daneben sollen auch einzelne Systeme der im Netzentwicklungsplanes geplanten Maßnahmen [19] als System mit drei Umrichtern aufgebaut werden (vgl. z. B. [22]). **Bild 6.19** zeigt dazu eine vereinfacht dargestellte Ausführungsform eines MTDC-Systems mit drei Konvertern und drei Leitungsverbindungen auf der Gleichstromseite.

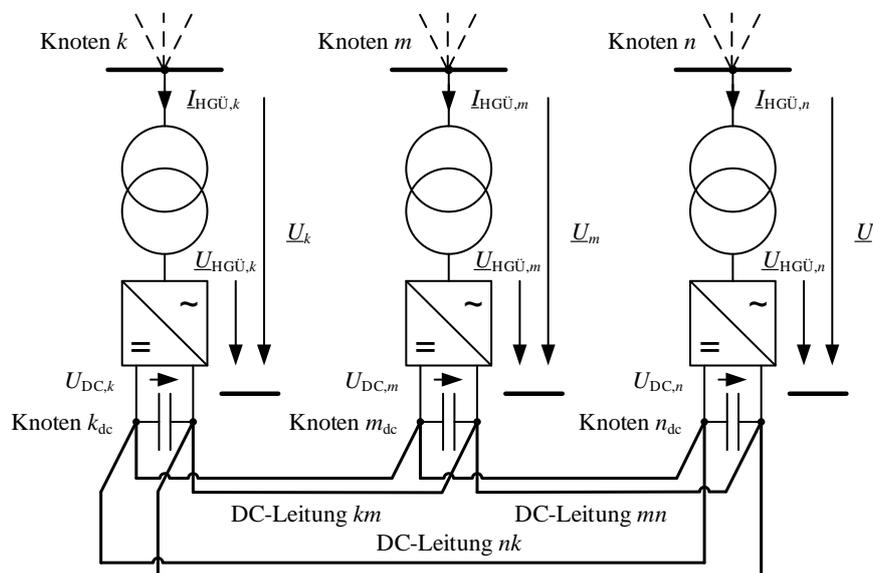


Bild 6.19 Vereinfacht dargestellte Ausführungsform eines MTDC-Systems mit drei Konvertern und drei DC-Leitungen.

Bild 6.20 zeigt eine Ausführungsform, das aus drei DC-Knoten, drei DC-Leitungen und drei Umrichtern besteht, die an drei Knoten eines oder mehrerer Drei-Phasen-Wechselstromsysteme angeschlossen sind. Die darin enthaltenen Größen sind die gleichen, die bereits für HGÜ P2P-Systeme eingeführt wurden, weshalb auf eine Wiederholung verzichtet wird. Die wesentliche

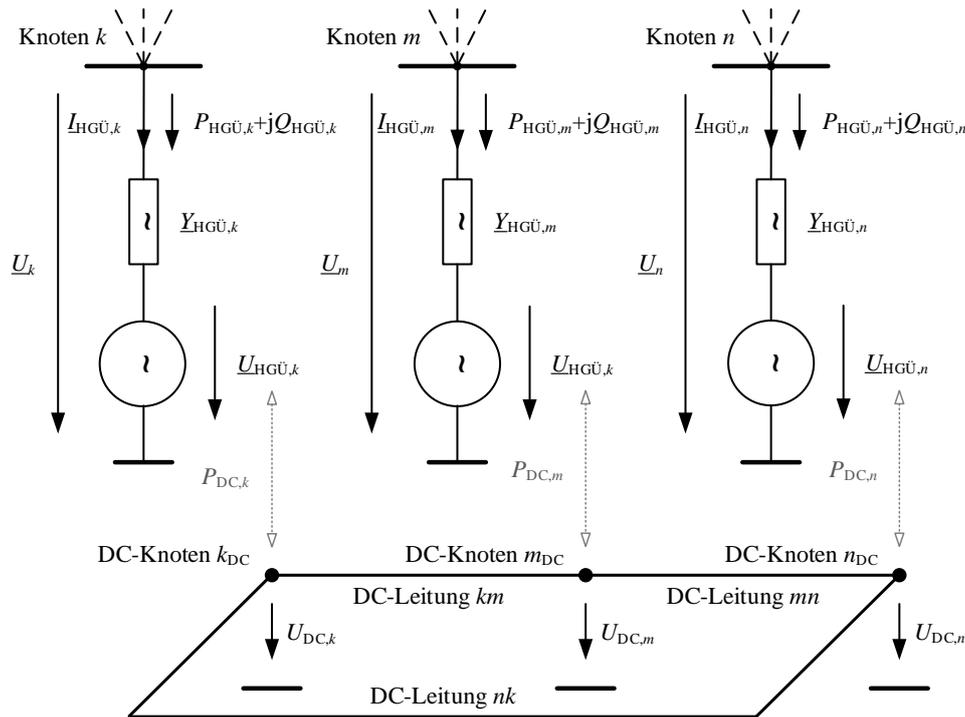


Bild 6.20 Ersatzschaltbild zur Modellierung eines MTDC-Systems mit drei Konvertern und drei DC-Leitungen (in Anlehnung an [69]).

Ergänzung besteht in der Tatsache, dass für MTDC-Systeme auch die Struktur des ggf. vermaschten Gleichspannungssystems abgebildet werden muss. Für MTDC-Systeme stellen die Umrichterspannungen $\underline{U}_{HGÜ,k}$ die Entscheidungsvariablen sowie die Spannungen $U_{DC,k}$ der DC-Knoten Zustandsvariablen und damit Freiheitsgrade in der Optimierung dar.

Grundsätzlich sind die Nebenbedingungen analog zu den Nebenbedingungen in HGÜ P2P-Systemen aufgebaut, die hier allerdings verallgemeinert für die Menge K_{DC} der Knoten k_{DC} des Gleichspannungssystems realisiert werden müssen. Da im Gegensatz zu HGÜ P2P-Systemen nahezu beliebig vermaschte Gleichspannungssysteme aufgebaut sein können, muss die Topologie des Systems abgebildet werden. Hierzu wird ein Ansatz in Anlehnung an die Umsetzung über die Knotenadmittanzmatrix \underline{Y}_{KK} aus der AC-Leistungsflussberechnung herangezogen (vgl. Abschnitte 2.2.2 und 4.3.3). Im Gegensatz zu Gln. (4.25) und (4.26) werden in der stationären Betrachtung des DC-Systems jedoch nur die Realteile der Betriebsmitteladmittanzen wirksam. Darüber hinaus werden an dieser Stelle zunächst nur Leitungen (in den möglichen Ausführungsformen als Kabel oder Freileitung) in den Gln. (6.36) und (6.37) berücksichtigt. Auch hier wird auf das prinzipielle Berechnungsgesetz der Knotenadmittanzmatrix aus Abschnitt 2.2.2 (vgl. auch hier wiederum [60]) zurückgegriffen, dass die Besetzung der Diagonal- und Nichtdiagonalelemente beschreibt und hier lediglich auf die Konduktanzen angewendet wird.

$$g_{km} = - \sum_{\substack{k,m \\ k \neq m}} G_{km} \quad , \forall (k,m) \in K_{DC} \quad (6.36)$$

$$g_{kk} = \sum G_{0,k} + \sum g_{km} \quad , \forall (k,m) \in K_{DC} \quad (6.37)$$

In ebenso analoger Weise können die knotenbasierten Leistungsfluss-Nebenbedingungen aufgestellt werden, die im DC-System lediglich für die Wirkleistung nach Gl. (6.38) definiert sind.

$$0 = \sum P_{DC,k} + \sum_{\substack{m \\ m \neq k}} g_{ki} (U_{DC,k}^2 - U_{DC,k} U_{DC,m}) \quad , \forall (k,m) \in K_{DC} \quad (6.38)$$

Das Wirk- und Blindleistungsverhalten der Umrichter an den Knoten k des AC-Systems ist wie für die vorangegangenen Ausführungsformen durch die Gln. (6.20) und (6.21) beschrieben.

In analoger Weise zum HGÜ P2P-System können Betriebsmittelgrenzen berücksichtigt werden. In Erweiterung zur Darstellung der Leitungsströme zwischen zwei exemplarischen Knoten k und m werden diese für alle Verbindungen zwischen Knoten k und m im vermaschten DC-System bestimmt. Die möglichen Betriebsmodi entsprechen im Wesentlichen den Beschreibungen der möglichen Betriebsmodi für HGÜ B2B-Systeme, weshalb hier auf eine erneute Darstellung verzichtet wird. Der wesentliche Unterschied besteht in der Regelung auf eine Knotenspannung $U_{DC,k}$ im Betriebsmodus ‚ U_{DC} ‘, die nicht den gesamten Zwischenkreis, sondern wiederum lediglich die Spannungsregelung eines DC-Knoten im System und damit die Bilanzierung des DC-Systems, beschreibt.

7 Modellierung von Maßnahmen und Konzepten

7.1 Redispatch und Einspeisemanagement

7.1.1 Redispatch

Der Redispatch konventioneller Erzeugungsanlagen auf Basis von § 13 (2) EnWG ist in den vergangenen Jahren zu einem der wesentlichen Kostentreiber im Rahmen des Engpassmanagements geworden (vgl. Abschnitt 1.1). Die Modellierung und Abbildung innerhalb des Optimierungswerkzeuges ist damit eine wesentliche Komponente, um die Wirkung Maßnahmen der Leistungsflusssteuerung, wie sie in den Kapiteln 5 und 6 dargestellt werden, zu bewerten. Daneben bietet auch der Redispatch-Einsatz und dessen Minimierung selbst die Möglichkeit der Formulierung als Optimierungsproblem, wie die Entwicklung und Einbindung der Redispatch-Abwicklungs- sowie Redispatch-Ermittlungs-Server (RAS, RES) in das koordinierte Engpassmanagement der Übertragungsnetzbetreiber zeigt (vgl. z. B. [75, 84, 183, 184]).

Vor dem Hintergrund der notwendigen Wirksamkeit und Wirtschaftlichkeit von Maßnahmen des Engpassmanagements (vgl. Abschnitt 3.1.3) sind für die Ermittlung des optimalen Redispatch-Einsatzes die beiden Zielgrößen des technisch optimierten Redispatches (‘Mengeneffizienz’) bzw. des wirtschaftlich optimalen Eingriffs (‘Kosteneffizienz’) naheliegend. Der mengeneffiziente Eingriff berücksichtigt dabei ausschließlich die Wirksamkeit von Maßnahmen. Eine rein auf diesem Ansatz basierende Lösung liefert ein Ergebnis, bei dem die für die Vermeidung des Engpasses notwendige Redispatch-Leistung minimal ist. Ziel der Optimierung kann daher die mengeneffiziente Änderung der RD-Leistung $P_{RD,tech}$ sein, so dass Gl. (7.1) zu minimieren ist.

$$P_{RD,tech} = \min_{\Delta P_{pos}, \Delta P_{neg}} f_{RD,tech}, \text{ mit } f_{RD,tech} = \sum_{g=1}^{G_{RD}} (\Delta P_{pos,g} - \Delta P_{neg,g}) \quad (7.1)$$

Ein kosteneffizienter Eingriff erfolgt anhand der entstehenden Kraftwerkskosten für die notwendige RD-Leistung. Die sich daraus ergebende kostenoptimale Lösung kann jedoch sehr hohe RD-Leistungen bzw. eine hohe Anzahl beteiligter Kraftwerke zur Folge haben, wodurch das Problem ohne technische Hilfsmittel nicht mehr zu bewältigen und aus organisatorischer Sicht ineffizient ist (vgl. [41]). Eine kosteneffiziente Realisierung kann durch Minimierung der Kosten $C_{RD,eco}$ für den Redispatch nach Gl. (7.2) erfolgen. Für eine Umsetzung sind zusätzliche Parameter, die die Kosten für eine positive oder negative RD-Leistung für die einzelnen Generatoren darstellen, notwendig. Diese sind im Folgenden mit $c_{pos,g}$ bzw. $c_{neg,g}$ bezeichnet,

wobei diese in Abhängigkeit der Richtung (Leistungserhöhung bzw. -verringern) oder auch des aktuellen Arbeitspunktes des Generators variieren können.

$$C_{RD,eco} = \min_{\Delta P_{pos}, \Delta P_{neg}} f_{RD,eco} \quad , \text{ mit } f_{RD,eco} = \sum_{g=1}^{G_{RD}} (c_{pos,g} \Delta P_{pos,g} - c_{neg,g} \Delta P_{neg,g}) \quad (7.2)$$

Da die jeweiligen Umsetzungen in ihrer Reinform Vor- und Nachteile aufweisen, wurde im Rahmen der Implementierung auch eine Optimierung unter Berücksichtigung von RD-Leistung und Kosten nach Gl. (7.3) realisiert. Dazu wurden die beiden optimalen Lösungen $P_{RD,tech}$ und $C_{RD,eco}$ gemäß der vorangegangenen Beschreibungen evaluiert und in einem zweiten Schritt die eigentliche Optimierung mit einer normierten Darstellung der jeweiligen Abweichungen der RD-Leistungen und Kosten als Zielfunktion des Optimierungsproblems umgesetzt.

$$F_{RD,norm} = \min_{\Delta P_{pos}, \Delta P_{neg}} f_{RD,norm} \quad , \text{ mit } f_{RD,norm} = \sqrt{(f_{RD,eco} - C_{RD,eco})^2 \dots + (\mu(f_{RD,tech} - P_{RD,tech}))^2} \quad (7.3)$$

Hierbei werden die Abweichungen der vorangegangenen Optimierungen nach RD-Leistung und Kosten über den Faktor μ aus Gl. (7.4) normiert, wobei über einen zusätzlichen Parameter $\mu_1 > 0$ auch eine gezielte Verschiebung innerhalb dieser zunächst gleichgewichteten Normierung erfolgen kann.

$$\mu = \mu_1 \frac{C_{RD,tech} - C_{RD,eco}}{P_{RD,eco} - P_{RD,tech}} \quad (7.4)$$

Bild 7.1 zeigt eine grafische Interpretation der gewählten Normierung.

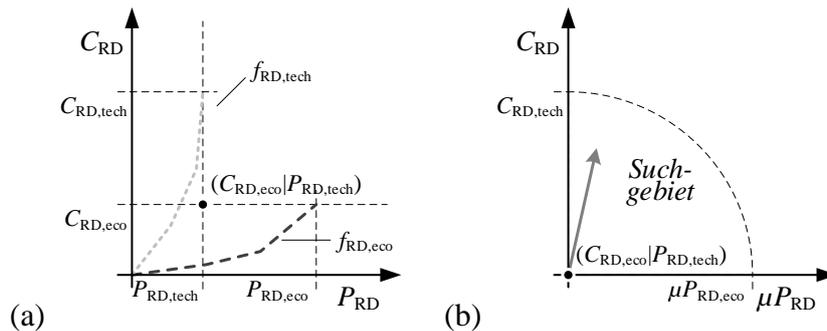


Bild 7.1 Grafische Interpretation der eingeführten Normierung (a) und resultierender Suchraum für die anschließende normierte Optimierung (b).

Hierin sind in (a) die beiden exemplarischen Lösungen nach Gl. (7.1) bzw. (7.2) skizziert. Die Normierung spannt in der Folge einen Suchraum um den theoretischen Optimalpunkt $(C_{RD,eco} | P_{RD,tech})$ aus minimaler RD-Leistung und minimalen Kosten auf, innerhalb dessen eine zulässige Lösung mit minimalem Abstand zum Optimalpunkt gesucht wird. Weiterführende

Betrachtungen und Anwendungsbeispiele für den mengen- und kosteneffizienten Einsatz sind in [40, 41] veröffentlicht.

Bezüglich der Einbindung in das Optimierungswerkzeug können verschiedene Umsetzungsformen für den Redispatch herangezogen werden, von denen zwei im Rahmen der vorliegenden Arbeit umgesetzt wurden. Zunächst wird eine sensitivitätsbasierte Umsetzungsform eingeführt und die notwendigen mathematischen Herleitungen zum Verständnis dargestellt. Im Anschluss daran wird die vollständige Umsetzungsform unter Nutzung der Formulierung des Leistungsflusses mit Wirkleistungsflexibilitäten dargestellt.

Sensitivitätsbasierte Umsetzung

Die sensitivitätsbasierte Umsetzungsform nutzt die Eigenschaften der in Abschnitt 2.2.2 eingeführten Formulierung zur Lösung des Leistungsflussproblems. Hierbei wird auf die Eigenschaften der Jacobi-Matrix \mathbf{J}_K zurückgegriffen. Aus der darin enthaltenen Linearisierung im aktuellen Arbeitspunkt (Leistungsfluss-Zustand) kann durch Umformung auf sich ergebende Änderungen von Knoten- und Zweigleistungen und deren Abhängigkeiten untereinander geschlossen werden. Durch Inversion der Jacobi-Matrix \mathbf{J}_K aus Gl. (2.39) kann die Knoten-Knoten-Sensitivitätsmatrix \mathbf{D}_{KK} nach Gl. (7.5) ermittelt werden, die die partiellen Ableitungen der Änderungen der Knotenspannungswinkel- und -betragsänderung $\Delta\delta_K$ und $\Delta\mathbf{u}_K$ nach den Knotenleistungsänderungen $\Delta\mathbf{p}_K$ und $\Delta\mathbf{q}_K$ enthält.

$$\begin{aligned} \mathbf{D}_{KK} &= \mathbf{J}_K^{-1} \\ &= \begin{bmatrix} \frac{\partial\Delta\mathbf{p}_K}{\partial\delta_K} & \frac{\partial\Delta\mathbf{p}_K}{\partial\mathbf{u}_K} \\ \frac{\partial\Delta\mathbf{q}_K}{\partial\delta_K} & \frac{\partial\Delta\mathbf{q}_K}{\partial\mathbf{u}_K} \end{bmatrix}^{-1} \end{aligned} \quad (7.5)$$

Hierbei ist die Jacobi-Matrix auf Basis der um die Verbrauchsleistungen s_{Last} als Admittanzen $\underline{\mathbf{Y}}_{\text{Last}}$ ergänzte Knotenadmittanzmatrix $\underline{\mathbf{Y}}'_{KK}$ nach Gl. (7.6) zu ermitteln, um deren Invertierbarkeit sicherzustellen (vgl. [185]).

$$\underline{\mathbf{Y}}'_{KK} = \underline{\mathbf{Y}}_{KK} - \underline{\mathbf{Y}}_{\text{Last}} \quad (7.6)$$

In einer alternativen Umsetzung kann die Notwendigkeit der Invertierung von \mathbf{J}_K durch die Nutzung der um die Einträge des Bilanzknoten reduzierten Jacobi-Matrix $\mathbf{J}_{K,\text{red}}$ umgangen werden. Hierzu wird die Pseudo-Inverse der Jacobi-Matrix nach Gl. (7.7) verwendet.

$$\mathbf{D}_{KK,\text{pseudo}} = \left(\mathbf{J}_{K,\text{red}}^T \mathbf{J}_{K,\text{red}} \right)^{-1} \mathbf{J}_{K,\text{red}}^T \quad (7.7)$$

Dieser Ansatz erlaubt die Eliminierung einer beliebigen Zeile zur Behandlung der Slack-Variablen, wobei die Ergebnisse nahezu unabhängig von dieser konkreten Zeile und der Wahl des Slack-Knotens sind, wie die Ausführungen in [185] zeigen. Da die Pseudo-Inverse nur eine

Näherung des unterbestimmten Systems liefert, sind ihre Ergebnisse ebenso für kleine Systeme ungenau, in denen der Bilanzierungsmechanismus eine große Rolle für den Systemzustand spielt. Abhilfe liefert hier die Nutzung einer verteilten Bilanzierung. Darüber hinaus soll die Anwendung auf größere Systeme erfolgen, weshalb dieser Umstand im Folgenden keine weitere Betrachtung findet.

Für die Berechnung der Knoten-Zweig-Sensitivitätsmatrix D_{KZ} wird die Jacobi-Matrix der Zweigelemente J_Z benötigt. Diese wird analog zu J_K für die den jeweiligen Knoten verlassenden Leistungen auf den jeweiligen Zweigen z ermittelt. Der Index Z weist in Unterscheidung zu den Knotengrößen mit Index K aus Gl. (7.5) auf die jeweiligen Zweiggrößen hin. Unter Verwendung der Knoten-Klemmen-Inzidenzmatrix K , die die jeweilige Kopplung von Knoten und Zweig-Klemmen in einer $(K \times 2Z)$ -Matrix darstellt, können die Knoten-Zweig-Sensitivitäten schließlich durch Gl. (7.8) ermittelt werden (weitere Ausführungen liefern z. B. [185, 186]).

$$\begin{aligned}
 D_{KZ} &= J_Z \begin{bmatrix} \mathbf{K} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{K} \end{bmatrix}^T J_K^{-1} \\
 &= \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta p_Z}{\partial \delta_Z} & \frac{\partial \Delta p_Z}{\partial u_Z} \\ \frac{\partial \Delta q_Z}{\partial \delta_Z} & \frac{\partial \Delta q_Z}{\partial u_Z} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{K} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{K} \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta p_K}{\partial \delta_K} & \frac{\partial \Delta p_K}{\partial u_K} \\ \frac{\partial \Delta q_K}{\partial \delta_K} & \frac{\partial \Delta q_K}{\partial u_K} \end{bmatrix}^{-1} \\
 &= \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta p_Z}{\partial p_K} & \frac{\partial \Delta p_Z}{\partial q_K} \\ \frac{\partial \Delta q_Z}{\partial p_K} & \frac{\partial \Delta q_Z}{\partial q_K} \end{bmatrix}
 \end{aligned} \tag{7.8}$$

Aufgrund des Fokus auf die Wirkung der Wirkleistungsänderungen (vgl. einführende Bemerkungen in Abschnitt 4.4) kann für die Ermittlung des sich ändernden Wirkleistungsflusses eines Zweigs P_z bei einer Änderung der Wirkleistungseinspeisung P_k an einem Knoten auf die reduzierte Knoten-Zweig-Sensitivitätsmatrix $D_{KZ,P}$ nach Gl. (7.9) zurückgegriffen werden.

$$D_{KZ,P} = \frac{\partial \Delta p_Z}{\partial \Delta p_K^T} \tag{7.9}$$

Die Änderungen bzw. die Bestimmung des Leistungsflusses auf Leitungen unter Berücksichtigung der Knoten-Zweig-Sensitivitäten $d_{KZ,k}$ an den Knoten k eines Zweiges z durch die Generatoren g an k erfolgt nach Gl. (7.10) und stellt Nebenbedingungen in der Optimierung dar.

$$\left(P_z + \sum_{g=1}^{G_{RD}} d_{KZ,k} \Delta P_g \right)^2 + Q_z^2 \leq S_{\max,z}^2, \quad \forall k \in K, k(g) = k, z \in Z \tag{7.10}$$

Darüber hinaus muss die Einhaltung der regulatorischen Vorgaben eines bilanzneutralen Redispatches nach Gl. (7.11) als Nebenbedingung formuliert werden.

$$\sum_{g=1}^{G_{RD}} (\Delta P_{\text{pos},g} + \Delta P_{\text{neg},g}) = 0 \quad (7.11)$$

Hierin sind die Leistungen $\Delta P_{\text{pos},g}$ und $\Delta P_{\text{neg},g}$ die jeweiligen Leistungsänderungen in positive und negative Richtung für alle am RD beteiligte Generatoren $g \in G_{RD}$. Damit stellen $\Delta \mathbf{p}_{\text{pos}}$ und $\Delta \mathbf{p}_{\text{neg}}$ Entscheidungsvariablen neben den Zustandsvariablen \mathbf{u} und δ des reinen Leistungsflussproblems dar. Die resultierende absolute Erzeugungsleistung eines beteiligten Generators g kann durch Gl. (7.12) (vgl. auch Gl. (4.57)) ermittelt werden und muss innerhalb des möglichen Generator-Arbeitsbereichs liegen.

$$P_{RD,k} = \sum_{g=1}^{G_{RD}} (P_g + (\Delta P_{\text{pos},g} + \Delta P_{\text{neg},g})) \quad , \forall k \in K, k(g) = k \quad (7.12)$$

Das resultierende Optimierungsproblem lässt sich damit zu Gl. (7.13) formulieren.

$$\begin{aligned} \min_{\mathbf{u}, \delta, \Delta \mathbf{p}_{\text{pos}}, \Delta \mathbf{p}_{\text{neg}}} \quad & f_{RD} = F \in \{f_{\text{tech}}, f_{\text{eco}}, f_{\text{norm}}\} \\ \text{u. d. N.} \quad & P_{K,k} + P_{RD,k} + P_{N,k} = 0 \quad , \forall k \in K_{\text{PQ,PU}} \\ & q_{K,k} + q_{N,k} = 0 \quad , \forall k \in K_{\text{PQ}} \\ & U_{\min,k} \leq U_k \leq U_{\max,k} \quad , \forall k \in K \\ & I_z \leq I_{\max,z} \quad , \forall z \in Z \\ & \sum_{g=1}^{G_{RD}} (\Delta P_{\text{pos},g} + \Delta P_{\text{neg},g}) = 0 \\ & P_{\min,g} \leq P_g + (\Delta P_{\text{pos},g} + \Delta P_{\text{neg},g}) \leq P_{\max,g} \quad , \forall g \in G_{RD} \end{aligned} \quad (7.13)$$

Weiterführende Erläuterungen zu dieser Umsetzung sowie eine Darstellung von Anwendungsbeispielen sind in [40, 41] zu finden.

Umsetzung auf Basis des Leistungsflusses mit Flexibilitäten

Die Umsetzung des Redispatch-Problems kann alternativ über die vollständige Berücksichtigung sich ändernder Leistungsflüsse im Rahmen der Formulierung als Leistungsfluss mit Flexibilitäten erfolgen. Hierzu kann die Bilanzneutralität als Redispatch-Nebenbedingung aus Gl. (7.11) übernommen werden. Auch in dieser Formulierung stellen die Leistungsänderungen $\Delta \mathbf{p}_{\text{pos}}$ und $\Delta \mathbf{p}_{\text{neg}}$ an den beteiligten Generatoren der Menge G_{RD} die Entscheidungsvariablen dar. Diese können analog zur Änderung der Generator-Blindleistungen in den Formulierungen aus den Gln. (4.31) und (4.33) in der Leistungsfluss-Formulierung Berücksichtigung finden, wie Gln. (7.14) und (7.15) zeigen.

$$P_{\text{Gen},k} = \sum_{g=1}^{G_{RD}} (P_g + \Delta P_g) \quad , \text{ mit } \Delta P_g = \Delta P_{\text{pos},g} + \Delta P_{\text{neg},g} \quad , \forall g \in G_{RD}, k \in K, k(g) = k \quad (7.14)$$

$$P_{\min,g} \leq P_g + \Delta P_g \leq P_{\max,g} \quad , \forall g \in G_{RD} \quad (7.15)$$

Gl. (7.15) stellt die bereits in Abschnitt 4.3.3 erwähnte Berücksichtigung der Generator-Wirkleistungsgrenzen dar. Darüber hinaus sind Nebenbedingungen für die Blindleistungs- und Scheinleistungsgrenzen gemäß des Generator-Arbeitsbereichs zu formulieren. Weitere Nebenbedingungen wie die Berücksichtigung der maximalen Zweigleistungen bzw. -ströme sind analog zu den Gln. (4.50) bzw. (4.49) Bestandteil der OPF-Formulierung. Für das Redispatchproblem ergibt sich damit eine analoge Formulierung, die zusammengefasst als Gl. (7.16) formuliert werden kann.

$$\begin{aligned}
 & \min_{u, \delta, \Delta P_{\text{pos}}, \Delta P_{\text{neg}}} f_{\text{RD}} = F \in \{f_{\text{tech}}, f_{\text{eco}}, f_{\text{norm}}\} \\
 \text{u. d. N. } & p_{K,k} + p_{N,k} = 0, \quad \forall k \in K_{\text{PQ,PU}} \\
 & q_{K,k} + q_{N,k} = 0, \quad \forall k \in K_{\text{PQ}} \\
 & U_{\min,k} \leq U_k \leq U_{\max,k}, \quad \forall k \in K \\
 & I_z \leq I_{\max,z}, \quad \forall z \in Z \\
 & \sum_{g=1}^{G_{\text{RD}}} (\Delta P_{\text{pos},g} + \Delta P_{\text{neg},g}) = 0 \\
 & P_{\min,g} \leq P_g + (\Delta P_{\text{pos},g} + \Delta P_{\text{neg},g}) \leq P_{\max,g}, \quad \forall g \in G_{\text{RD}}
 \end{aligned} \tag{7.16}$$

7.1.2 Einspeisemanagement

Die Abbildung des EinsMan kann direkt in Anlehnung an die Formulierung der grundsätzlichen Integrationsmöglichkeiten in das Optimierungswerkzeug aus Gl. (4.60) in Abschnitt 4.4.2 erfolgen und erfolgt analog zur RD-Umsetzung des vorangegangenen Abschnitts. Für das Einspeisemanagement entfällt wie in Abschnitt 3.2.3 beschrieben die Notwendigkeit der Bilanzneutralität, so dass sich das geschlossene Optimierungsproblem aus Gl. (7.17) ergibt.

$$\begin{aligned}
 & \min_{u, \delta, \Delta P_{\text{neg}}} f_{\text{EinsMan}} \\
 \text{u. d. N. } & p_{K,k} + p_{N,k} = 0, \quad \forall k \in K_{\text{PQ,PU}} \\
 & q_{K,k} + q_{N,k} = 0, \quad \forall k \in K_{\text{PQ}} \\
 & U_{\min,k} \leq U_k \leq U_{\max,k}, \quad \forall k \in K \\
 & I_z \leq I_{\max,z}, \quad \forall z \in Z \\
 & P_{\min,g} \leq P_g + \Delta P_{\text{neg},g}, \quad \forall g \in G_{\text{EinsMan}}
 \end{aligned} \tag{7.17}$$

Bei einer kombinierten Umsetzung in Verbindung mit anderen Maßnahmen des Engpassmanagement ist darauf zu achten, dass gemäß der regulatorischen Randbedingungen das EinsMan von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien als nachgelagerte Maßnahme Verwendung findet bzw. gemäß der Anforderungen im Rahmen der Redispatch 2.0-Umstellung über eine ausreichende Sensitivität verfügt. Dies kann z. B. durch Gewichtungsfaktoren μ bei der gewichteten Mehrzieloptimierung zur Reduktion von EinsMan-Maßnahmen realisiert

werden, wie beispielhaft für die drei exemplarischen Zielfunktionskomponenten der netzbezogenen Maßnahmen, des Redispatches und der EinsMan-Maßnahmen in Gl. (7.18) angedeutet.

$$f(\mathbf{x}) = \mu_{\text{netzMN}} f_{\text{netzMN}}(\mathbf{x}) + \mu_{\text{RD}} f_{\text{RD}}(\mathbf{x}) + \mu_{\text{EinsMan}} f_{\text{EinsMan}}(\mathbf{x}) \quad (7.18)$$

Da Erzeugungsanlagen in Form von Windenergie- und Photovoltaikanlagen den Großteil der Erzeugungsleistung aus Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien ausmachen, sind insbesondere diese Typen für das EinsMan interessant und werden entsprechend häufig eingesetzt (vgl. **Bild 1.2**). In Abhängigkeit verschiedener Randbedingungen (z. B. Installationsjahr, Spannungsebene, technische Ausführung) ist die Reduktion auf einen Maximalwert (z. B. 0, 30, 60, 100 % der installierten Leistung $P_{\text{max},g}$ oder auch eine feinere (kontinuierliche) Reduktion) möglich, was über weitere Nebenbedingungen oder eine eventuelle Diskretisierung der Flexibilität zu berücksichtigen ist.

Eine Untergrenze in Form einer Mindest-Erzeugungsleistung ist konzeptgemäß für Windenergieanlagen sowie Photovoltaikanlagen nicht vorhanden, so dass die Leistungen technisch i. d. R. auch bis auf null reduziert werden können. Sofern dies, wie z. B. für Biomasse-Anlagen gegeben ist, so kann dies durch eine Beschränkung des kontinuierlichen Stellbereichs in Kombination mit einer Binärvariablen u_{EinsMan} zur Abbildung der Abschalt-Entscheidung nach Gl. (7.19) abgebildet werden.

$$u_{\text{EinsMan},g,k} P_{\text{min},g,k} \leq u_{\text{EinsMan},g,k} \Delta P_{\text{neg},g,k} \leq u_{\text{EinsMan},g,k} P_{\text{max},g,k}, \quad \forall g \in G, k \in K \quad (7.19)$$

7.2 Präventives und kuratives Engpassmanagement

7.2.1 Modellierungsansatz

Die Modellierung zur Abbildung des kurativen Maßnahmeneinsatzes hat aufgrund der direkten Abhängigkeit zum präventiven Maßnahmeneinsatz gemeinsam mit diesem zu erfolgen (vgl. auch [74]). Entsprechend der einführenden Darstellungen in Abschnitt 3.3 sind drei Systemzustände in Form von Leistungsflusssituationen abzubilden:

- Der Normalzustand ((n-0)-Fall), in der durch den Einsatz von präventiven Maßnahmen auf allen Betriebsmitteln der PATL-Stromgrenzwert eingehalten werden muss,
- der (n-1)-Fall vor Wirkung der kurativen Maßnahme, innerhalb derer der TATL-Stromgrenzwert durch den Einsatz präventiver Maßnahmen einzuhalten ist sowie
- der (n-1)-Fall nach Wirkung der kurativen Maßnahme, in der der PATL-Stromgrenzwert durch den kombinierten Einsatz von präventiven und der für das aufgetretene Ereignis entsprechend aktivierten kurativen Maßnahme(n) eingehalten werden muss.

Der (n-0)-Fall sowie die beiden Zustände vor und nach Wirken der kurativen Maßnahme sind für alle zu betrachtenden (n-1)-Fälle parallel zu betrachten und können z. B. durch drei parallele Leistungsflussprobleme abgebildet werden. Als Nebenbedingungen für die Einhaltung der zulässigen Auslastungen können unter Berücksichtigung der präventiven und kurativen Wirkleistungsänderungen $\Delta p_{\text{prä},k}$ und $\Delta p_{\text{kur},k}$ an den Knoten k die Gln. (7.20)–(7.22) formuliert werden.

$$I_{(n-0),z} = f(\Delta p_{\text{prä},k}) \leq I_{\text{PATL},z}, \quad \forall k \in K, z \in Z \quad (7.20)$$

$$I_{(n-1)_{\text{TATL}},z} = f(\Delta p_{\text{prä},k}) \leq I_{\text{TATL},z}, \quad \forall k \in K, z \in Z \quad (7.21)$$

$$I_{(n-1)_{\text{PATL}},z} = f(\Delta p_{\text{prä},k} + \Delta p_{\text{kur},k}) \leq I_{\text{PATL},z}, \quad \forall k \in K, z \in Z \quad (7.22)$$

In Abhängigkeit der konkreten Ausgestaltung des Konzepts können für den dauerhaft zulässigen Stromgrenzwert im (n-0)- und (n-1)-Fall ggf. auch unterschiedliche Werte angesetzt werden, was durch die getrennte Formulierung in Gl. (7.20) und Gl. (7.22) berücksichtigt ist.

Wie die Formulierungen in Gl. (4.63) sowie den Gln. (7.20)–(7.22) zeigen, sind präventive Maßnahmen für alle Szenarien s (mit $s \in S = \{,(n-0)', ,(n-1)_{\text{TATL}}', ,(n-1)_{\text{PATL}}'\}$) gültig und gleich. Die kurativen Maßnahmen können hingegen für jede abzubildende (n-1)-Situation unterschiedlich sein. Im Rahmen der Modellierung als Optimierungsproblem kann dies z. B. durch die Formulierung einer Nebenbedingung nach Gl. (7.23) erfolgen, die für alle Szenarien $(s,t) \in S$ zu erfüllen ist.

$$\Delta p_{\text{prä},k,s} = \Delta p_{\text{prä},k,t}, \quad \forall k \in K, (s,t) \in S \quad (7.23)$$

Kurative Maßnahmen hingegen werden ausfallspezifisch ermittelt und sind daher szenarioabhängig. Dementsprechend muss der kurative Maßnahmeneinsatz $\Delta p_{\text{kur},k,s}$ für jedes Szenario (z. B. jede Ausfallvariante) spezifisch ermittelt werden. Das Ergebnis der Optimierung liefert eine Möglichkeit der Zuordnung von kurativen Maßnahmen zu den jeweiligen (n-1)-Situationen, die im Rahmen der Netzbetriebsplanung nach weiteren Prüfungen ausgewählt und aktiviert werden, um sie im Falle des tatsächlichen Auftretens im Rahmen des Echtzeit-Systembetriebs innerhalb kurzer vorgegebener Zeiten (ggf. automatisiert) auszulösen. In Ergänzung zu Gl. (4.63) ist folglich die Zuordnung der entsprechenden Maßnahmen zu den einzelnen Szenarien $s \in S = \{,(n-0)', ,(n-1)_{\text{TATL}}', ,(n-1)_{\text{PATL}}'\}$ zu beachten.

7.2.2 Allgemeine Formulierung des Optimierungsproblems

Ziel der Optimierung ist damit in erster Linie die Minimierung des präventiven Maßnahmeneinsatzes, da dieser konzeptgemäß stets umgesetzt wird und damit entsprechende Kosten verursacht. Im Gegensatz dazu werden kurative Maßnahmen bei Bedarf zwar aktiviert, also für den Einsatz vorbereitet, aber erst bei Eintritt des betrachteten Ereignisses auch ausgelöst und

damit kostenwirksam. Gleichmaßen sollen jedoch auch kurative Maßnahmen derart ermittelt werden, dass diese einen möglichst geringen Umfang einnehmen. Die Unterschiede hinsichtlich der resultierenden Kosten von präventiven und kurativen Maßnahmen können in der Zielfunktion vereinfacht durch unterschiedliche Skalierungsfaktoren berücksichtigt werden. Im Idealfall sind die resultierenden Kosten maßnahmenspezifisch abzubilden. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit erfolgt eine idealisierte Abbildung, in der lediglich präventive und kurative Maßnahmen über Skalierungsfaktoren unterschiedlich stark gewichtet werden. Zusätzlicher schwach gewichteter Bestandteil der Zielfunktion sind die Netzverluste, um hinsichtlich der Engpassbeseitigung äquivalente Maßnahmen netztechnisch vorteilhaft einzusetzen.

Aufgrund der Abbildung des präventiven und kurativen Maßnahmeneinsatzes in Ausfallvarianten-spezifischen Szenarien und der großen Anzahl an Flexibilitäten, die dem Optimierungsproblem innewohnen, auf der einen sowie zur Sicherstellung der Lösbarkeit des Optimierungsproblems auf der anderen Seite sind in Anwendungsproblemen ggf. zusätzliche Maßnahmen zur Konvergenzsicherung notwendig. Hierzu können z. B. so genannte Slack-Variablen genutzt werden. Diese sorgen für eine verbesserte Lösbarkeit vor dem Hintergrund der für NLP üblicherweise im Lösungsprozess verwendeten Verfahren (vgl. Abschnitt 4.2.3) und sichern die Konvergenz auch bei zu geringen zur Verfügung stehenden Flexibilitäten zur Engpassvermeidung. Die Slack-Variablen gehen in der hier gewählten Formulierung mit einem hohen Skalierungsfaktor in die Zielfunktion ein und werden in Nebenbedingungen additiv zu den Grenzwerten gesetzt, so dass diese primär reduziert werden und damit die eigentlichen Grenzwerte aktiv werden. Damit ergibt sich für das Optimierungsproblem im Engpassmanagement mit Slack-Variablen für die Zweig-Auslastungen unter Verwendung von präventiven und kurativen Maßnahmen die Formulierung in Gl. (7.24).

Als mögliche Flexibilitäten $\Delta p_{\text{prä/kur},k}$ für den präventiven und kurativen Maßnahmeneinsatz kommen grundsätzlich alle in den vorangegangenen Abschnitten beschriebenen Maßnahmen zur Leistungsflusssteuerung und Spannungshaltung in Frage:

- leistungsflusssteuernde Betriebsmittel,
- HGÜ-Systeme,
- Redispatch und
- Einspeisemanagement.

Diese werden gemäß der Darstellungen modelliert und fließen als Flexibilität in das formulierte Optimierungsproblem ein. Entsprechend der Umsetzung über die eingeführten Ersatzschaltungen von Admittanz und Spannungsquelle stellen für die leistungsflusssteuernden Betriebsmittel und HGÜ-Systeme jeweils die Spannungsbeträge und -winkel die Entscheidungsvariablen dar, aus denen die jeweiligen Knotenleistungen resultieren. Für Erzeugungs- und Verbraucheranlagen werden Leistungsänderungen der Betriebsmittel Δp_{BM} direkt als Entscheidungsvariablen in die Formulierung integriert. Darüber hinaus sind theoretisch auch

$$\begin{aligned}
 \min_{u, \delta, \Delta p_{\text{prä}}, \Delta p_{\text{kur}}} f_{\text{prä/kur}} &= \mu_{\text{Verlust},(n-0)} P_{\text{Verlust},(n-0)} \cdots \\
 &+ \sum_{s \in \{(n-0), (n-1)_{\text{TATL}}, (n-1)_{\text{PATL}}\}} \left(\begin{aligned} &\sum_{k=1}^K \mu_{\text{prä}} \Delta p_{K,\text{prä},k}^2 \cdots \\ &+ \sum_{k=1}^K \mu_{\text{kur}} \Delta p_{K,\text{kur},k,s}^2 \cdots \\ &+ \sum_{z=1}^{Z_{\text{AC}}} \mu_{\text{SL,I,AC},z,s} I_{\text{SL,I,AC},z,s} \cdots \\ &+ \sum_{z=1}^{Z_{\text{DC}}} \mu_{\text{SL,I,DC},z,s} I_{\text{SL,I,DC},z,s} \end{aligned} \right) \\
 \text{u. d. N. } p_{K,k,s} + \Delta p_{K,\text{prä},k} + p_{N,k,s} &= 0, \quad \forall k \in K_{\text{PQ,PU}}, \dots \\
 & \quad s \in \{(n-0), (n-1)_{\text{TATL}}\} \quad (7.24) \\
 p_{K,k,s} + \Delta p_{K,\text{prä},k} + \Delta p_{K,\text{kur},k,s} + p_{N,k,s} &= 0, \quad \forall k \in K_{\text{PQ,PU}}, \dots \\
 & \quad s \in \{(n-1)_{\text{PATL}}\} \\
 q_{K,k,s} + q_{N,k,s} &= 0, \quad \forall k \in K_{\text{PQ}}, s \in S \\
 \Delta p_{K,\text{min},k,s} \leq \Delta p_{K,\text{prä},k} + \Delta p_{K,\text{kur},k,s} \leq \Delta p_{K,\text{max},k,s} &, \quad \forall k \in K, s \in S \\
 U_{\text{min},k} \leq U_k \leq U_{\text{max},k} &, \quad \forall k \in K \\
 I_{z,s} \leq I_{\text{max},(n-0),z,s} + I_{\text{SL,I,AC/DC},z,s} &, \quad \forall z \in Z, s \in \{(n-0)\} \\
 I_{z,s} \leq I_{\text{max},(n-1)_{\text{TATL}},z,s} + I_{\text{SL,I,AC/DC},z,s} &, \quad \forall z \in Z, s \in \{(n-1)_{\text{TATL}}\} \\
 I_{z,s} \leq I_{\text{max},(n-1)_{\text{PATL}},z,s} + I_{\text{SL,I,AC/DC},z,s} &, \quad \forall z \in Z, s \in \{(n-1)_{\text{PATL}}\} \\
 \eta_{s,c} \leq \eta_{\text{max},s,c} &, \quad \forall s \in S, \dots \\
 & \quad c \in C = \{\text{EZA, HGÜ, LSB}\}
 \end{aligned}$$

topologische Maßnahmen nach Abschnitt 4.4.1 mit Einfluss auf die Netzleistungen p_N denkbar, werden aber im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter betrachtet.

Die jeweiligen präventiven und kurativen Maßnahmen gehen in die vorliegende Formulierung der Zielfunktion jeweils quadratisch ein, um eine kontinuierliche vorzeichenbereinigte Addition der gewählten Maßnahmen zu erreichen. Dies ist ebenso wie die eingeführte Berücksichtigung von Slack-Variablen der Modellierung als NLP geschuldet, um Unstetigkeiten, wie sie z. B. bei der Betragsbildung auftreten, zu vermeiden und damit die Konvergenzeigenschaften der Problemformulierung zu verbessern.

In der Anwendung für reale Systeme ergeben sich weitere Abhängigkeiten, die nicht durch die vorliegende Formulierung abgebildet werden. Hierzu zählen u. a. Fragen bzgl. der zulässigen Komplexität in Bezug auf Nachvollziehbarkeit und Umsetzbarkeit durch das Betriebsführungspersonal sowie der Besicherung und Ermittlung von stationär andauernden Ablösemaßnahmen für kurative Systeme (vgl. Erläuterung dazu in Abschnitt 3.3).

8 Anwendung der erweiterten Optimierungsumgebung

Das vorliegende Kapitel soll die Einsetzbarkeit des entwickelten modularen Optimierungswerkzeugs und der -umgebung zur Abbildung von netz- und marktbezogenen Maßnahmen sowie der Leistungsflusssteuerung im Rahmen des operativen Engpassmanagements der Übertragungsnetzbetreiber demonstrieren. **Bild 8.1** zeigt dabei die Realisierung der prinzipiellen Darstellung in **Bild 4.9** anhand der für die Umsetzung verwendeten Software-Programme, wobei in den einzelnen Umsetzungen Variationen in der Verwendung der genannten Programme vorliegen.

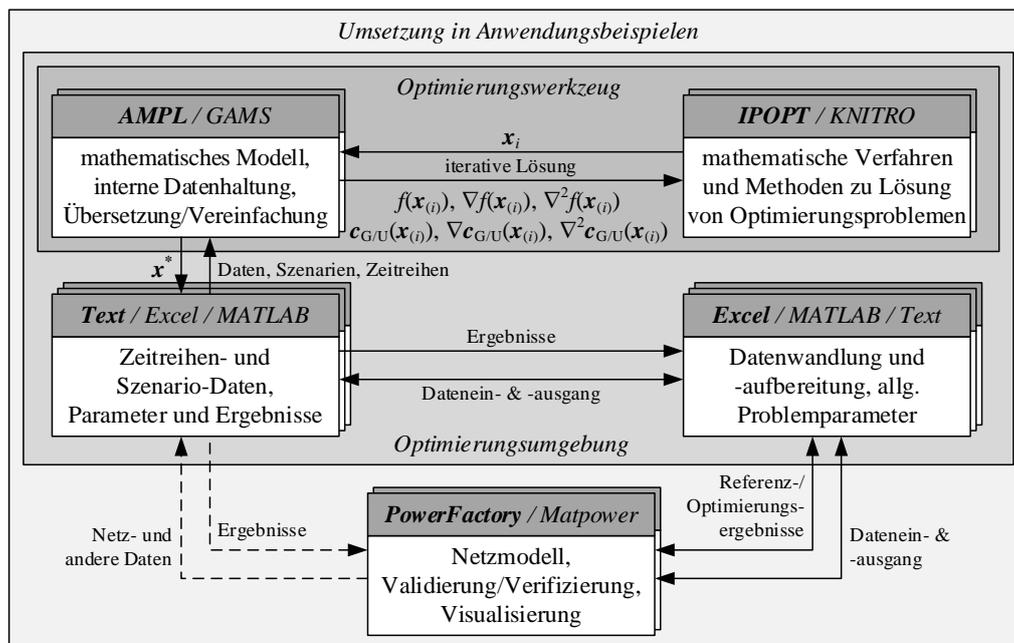


Bild 8.1 Übersicht der konkreten Umsetzung von Optimierungsproblemen in Anwendungsbeispielen unter Verwendung der entwickelten Optimierungsumgebung.

Dazu sind im Folgenden zunächst drei Anwendungsbeispiele dargestellt, die den Einsatz von

- leistungsflusssteuernden Betriebsmitteln am Beispiel serieller FACTS (Abschnitt 8.1),
- HGÜ-Systemen in kombinierten AC/DC-Systemen (Abschnitt 8.2) sowie
- netz- und marktbezogenen Maßnahmen im Rahmen der innovativen Systemführung im operativen Engpassmanagement (Abschnitt 8.3)

demonstrieren. Darüber hinaus wird am Beispiel des Redispatches exemplarisch die Übertragbarkeit der Umsetzungen auf ein detailliertes Netzmodell in der Größe des deutschen Übertragungsnetzes (in Abschnitt 8.4) gezeigt.

8.1 Leistungsflusssteuerung und Spannungshaltung mit FACTS

8.1.1 Testsystem und Simulationsszenarien

FACTS in der Ausführungsform als Längselement eignen sich zur gezielten Leistungsflusssteuerung und daher für die Anwendung im Rahmen des Engpassmanagements. Die eingeführte Modellierung wird in diesem ersten Anwendungsbeispiel zusammen mit den Komponenten aus **Bild 8.1** in das modulare Optimierungswerkzeug integriert. Im Rahmen des Anwendungsbeispiels wird die Leistungsflusssteuerung im IEEE 9-Knoten Testsystem [187] evaluiert. Die als Ausgangsbasis verwendete Leistungsflusssituation entspricht der Implementierung des Systems in [188]. Die Einbringung der leistungsflusssteuernden Betriebsmittel erfolgt an Knoten 7 der Leitung zwischen den Knoten 7 und 8. Für die Realisierung in der modularen Optimierungsumgebung wird die in Abschnitt 5.2 dargestellte Modellierung verwendet, wie auch **Bild 8.2** zeigt.

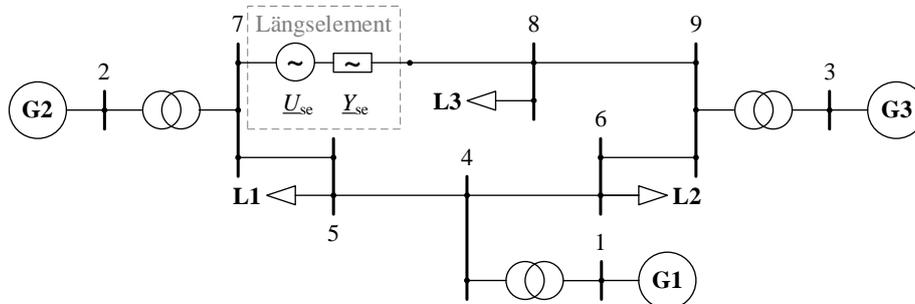


Bild 8.2 Ergänztes IEEE 9-Knoten Testsystem zur Evaluation der Modellierung von Längselementen (vgl. [43, 187]).

Der Modellierungsansatz erlaubt eine flexible Implementierung von Zielfunktionen f unter Nutzung des leistungsflusssteuernden Betriebsmittels als Flexibilität in das Optimierungsproblem aus Gl. (5.49). Neben der Realisierung von lokalen Sollwertvorgaben durch die direkte Integration als Minimierung der Sollwertabweichung erlaubt die Modellierung auch systemweite Zielfunktionen und Optimierungen. Für das folgende Anwendungsbeispiel sind die Zielfunktionen in einzelnen Untersuchungen entsprechend der Gln. (8.1)–(8.4) realisiert.

$$f_{P,\text{soll}} = \sum_{l=1}^{L_{\text{soll}}} (P_{\text{soll},l} - P_{\text{Ltg},l})^2 \quad (8.1)$$

$$f_{Q,\text{soll}} = \sum_{l=1}^{L_{\text{soll}}} (Q_{\text{soll},l} - Q_{\text{Ltg},l})^2 \quad (8.2)$$

$$f_{U,\text{soll}} = \sum_{k=1}^{K_{\text{soll}}} (U_{\text{soll},k} - U_k)^2 \quad (8.3)$$

$$f_{\text{Verlust}} = \sum_{l=1}^L P_{\text{Verlust,Ltg},l} + \sum_t^T P_{\text{Verlust,Trf},t} + \sum_s^S P_{\text{Verlust,SSSC},s} \quad (8.4)$$

Hierbei stellen die Optimierungen mit den Zielfunktionen aus den Gln. (8.1)–(8.3) lokale Sollwertumsetzungen zur lokalen Leistungsflussregelung und Spannungshaltung dar, die durch eine Minimierung der quadratischen Abweichung von einem gegebenen Sollwert realisiert werden. Dieser eignet sich für die vorliegende Anwendung insbesondere, da größere Abweichungen so quadratisch stärker gewichtet werden als kleine Abweichungen, welches aus Betriebsführungssicht eine vorteilhafte Umsetzung darstellt. Die Zielfunktion in Gl. (8.4) stellt eine systemweite Minimierung der auftretenden Verluste dar. Die lokalen Regelungen können für einzelne Knoten oder Betriebsmittel bzw. für die Mengen L , K , T bzw. S an Leitungen, Knoten, Transformatoren oder Längselementen realisiert werden.

8.1.2 Verifikation stationärer Arbeitspunkte

Als Referenz für die Implementierung wurde eine Realisierung des Anwendungsfalls ebenfalls in der etablierten Simulations- und Netzberechnungsumgebung PowerFactory® [148] aufgebaut. Für die Modellierung werden verfügbare Bibliothekselemente verwendet, die eine im Ergebnis vergleichbare Wirkungsweise wie die implementierten leistungsflusssteuernden Betriebsmittel aufweisen. Für die Anbindung der Referenzsimulation und die Konvertierung der Netzdaten und -parameter werden Filterroutinen entwickelt. Für die Validierung wurden Betriebsbereiche und Grenzwerte für die in Abschnitt 5.2 eingeführten Elemente MSC/MSR, TSSC/TSSR, TCSC und SSSC implementiert. **Bild 8.3** zeigt die Ergebnisse unterschiedlicher

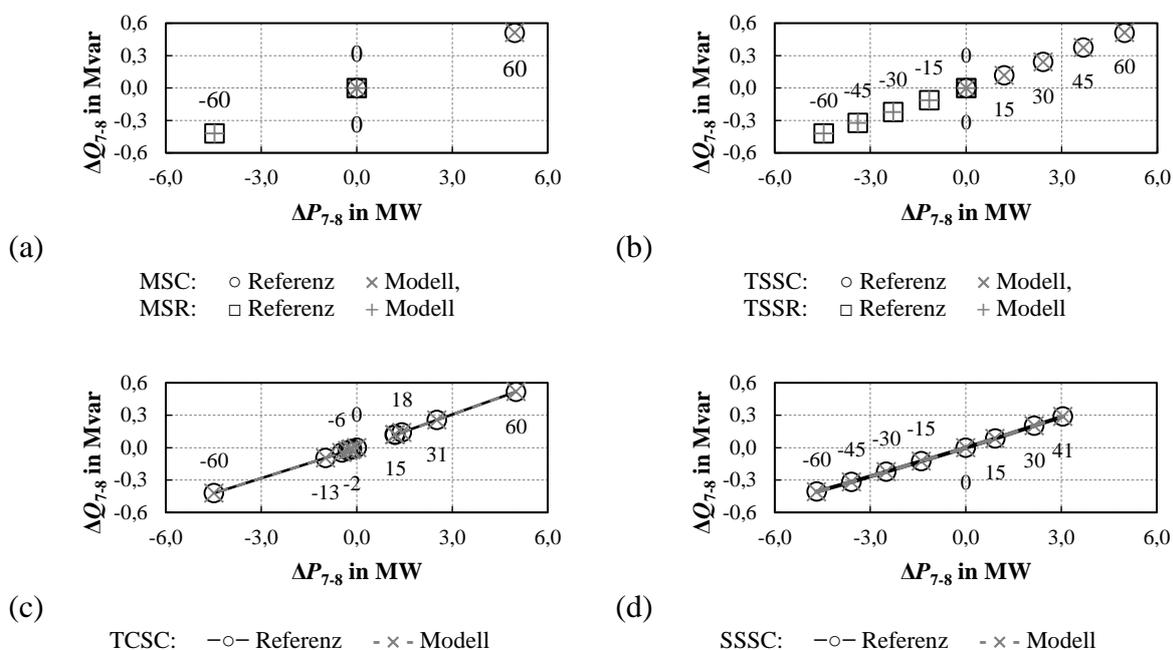


Bild 8.3 Verifikation der Modellierung und exemplarische Stellbereiche leistungsflusssteuernder Betriebsmittel in der Ausführungsform als MSC/MSR (a), TSSC/TSSR (b), TCSC (c) SSSC (d) (vgl. [43]).

Arbeitspunkte der einzelnen Elemente im Vergleich zur Leistungsfluss-Referenzberechnung in PowerFactory® aus [188].

Ausgangsgröße mit Beschriftungswert „0“ ist jeweils der aktuelle Leistungsfluss, der sich aus der Berechnung des Leistungsflusses in der Implementierung des Netzes nach [188] ableitet und in PowerFactory® sowie dem Optimierungswerkzeug als Referenz dient. Davon ausgehend ergeben sich für unterschiedliche Betriebspunkte der leistungsflusstuernden Betriebsmittel unterschiedliche Auswirkungen auf den Leistungsfluss $P_{7-8} + jQ_{7-8}$ auf der Leitung 7–8, die durch die Abweichungen ΔP_{7-8} bzw. ΔQ_{7-8} dargestellt sind. Hierbei wurden für die jeweiligen Betriebsmittel typische Stellbereiche, ausgedrückt über den Kompensationsgrad K als Beschriftungswert, angenommen. **Bild 8.3** (a) zeigt dabei den Ausgangswert sowie die jeweiligen Betriebspunkte bei Zuschaltung eines MSC, der zu einem Kompensationsgrad von 60 % führt, sowie eines entsprechend dimensionierten MSR. **Bild 8.3** (b) zeigt einen TSSC mit vier Stufen und gleichem maximalen Kompensationsgrad. Hierbei ist auch die theoretische Ausführung als TSSR parametrisiert und dargestellt, die jedoch in der Praxis keine Relevanz besitzt. In **Bild 8.3** (c) schließt sich die Modellierung als TCSC mit ebenfalls äquivalenten maximalen Kompensationsgraden K an. Durch die verbundenen exemplarischen Betriebspunkte ist die Möglichkeit der kontinuierlichen Arbeitspunktveränderung angedeutet. Die Darstellung in **Bild 8.3** (d) zeigt schließlich den komplett kontinuierlichen Betriebsbereich des SSSC mit einzelnen Betriebspunkten als Stützwerten. Aufgrund der gewählten Parametrierung und Dimensionierung des SSSC gelangt dieser bei einem Kompensationsgrad von 41 % an seine Betriebsgrenzen, so dass der Betriebsbereich dort endet.

Die Verifikationsbeispiele zeigen die Flexibilität der Modellierung, bei der alle gezeigten Betriebsmittelnachbildungen auf dem gleichen allgemeinen Modellierungsansatz beruhen und lediglich durch weitergehende Nebenbedingungen weiter spezifiziert werden. Aufgrund der für das Leistungsflussergebnis unerheblichen Abweichungen in der Größenordnung von numerischen Ungenauigkeiten zwischen den Berechnungsergebnissen in PowerFactory® und der entwickelten Optimierungsumgebung kann die Modellierung als verifiziert angesehen werden.

8.1.3 Anwendungsbeispiel und Ergebnisdiskussion

Die folgenden Simulationen zeigen exemplarische Umsetzungen der eingeführten Zielfunktionen am Beispiel des Netzes aus **Bild 8.2**. Hierfür wurde das System mit einer 24-stündigen Zeitreihe beaufschlagt, die sich aus Daten für einen exemplarischen Tag mit hohem Anteil Erzeugungsleistung aus Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien für das deutsche Netzgebiet aus [189] speist. Diese wurden aus realen Zeitreihen aus dem deutschen Übertragungsnetz zusammengefasst und skaliert, so dass die einzelnen Zeitreihen im Mittel der jeweiligen Knotenleistung des Ausgangsleistungsflusses aus [188] im gegebenen Testsystem entsprechen. **Bild 8.4** zeigt die resultierenden Zeitreihen für die Verbraucher und Erzeugungsanlagen aus

dem Netz in **Bild 8.2**. Neben der jeweiligen Zielfunktion sind pauschal angenommene Grenzwerte in Form maximaler und minimaler Knotenspannungen $U_{\max,k} = 1,10$ p.u. und $U_{\min,k} = 0,90$ p.u. sowie eine maximale Leitungsauslastung $I_{\max,km}$ in Höhe von 100 % des Referenzwertes als Nebenbedingungen des Optimierungsproblems aus Gl. (5.51) realisiert.

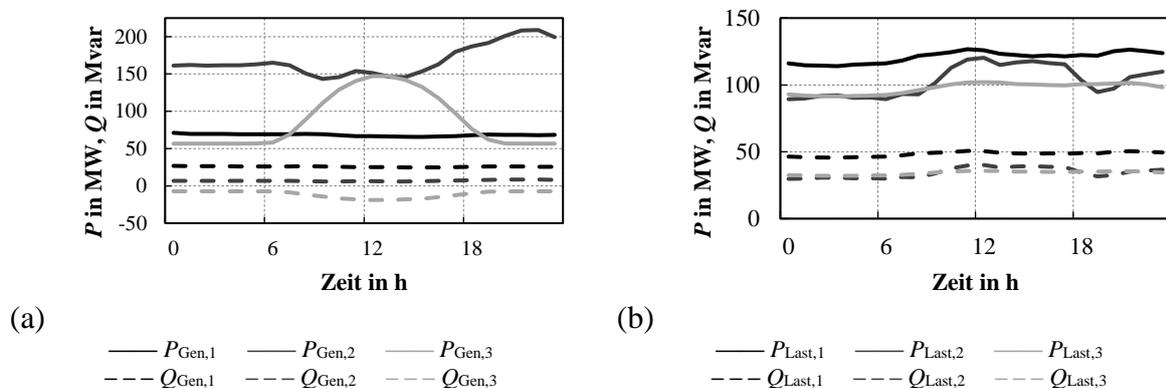


Bild 8.4 Skalierete stundenscharfe Zeitreihen für Erzeugung (a) und Verbrauch (b) in Anlehnung an reale Messdaten aus Deutschland (Daten basierend auf [189], vgl. [43]).

Bei einer Umsetzung der lokalen Sollwertregelung auf die Sollwerte $P_{7-8,P} = 80$ MW bzw. $Q_{7-8,Q} = 0$ Mvar ergeben sich für den Ausgangsfall (Index ‚Basis‘) sowie für die anderen eingeführten Zielfunktionen aus den Gln. (8.1)–(8.4) (mit den jeweiligen Indizes ‚P‘, ‚Q‘ und ‚U‘) die Leistungsverläufe für P_{7-8} und Q_{7-8} in **Bild 8.5** (a) und (b).

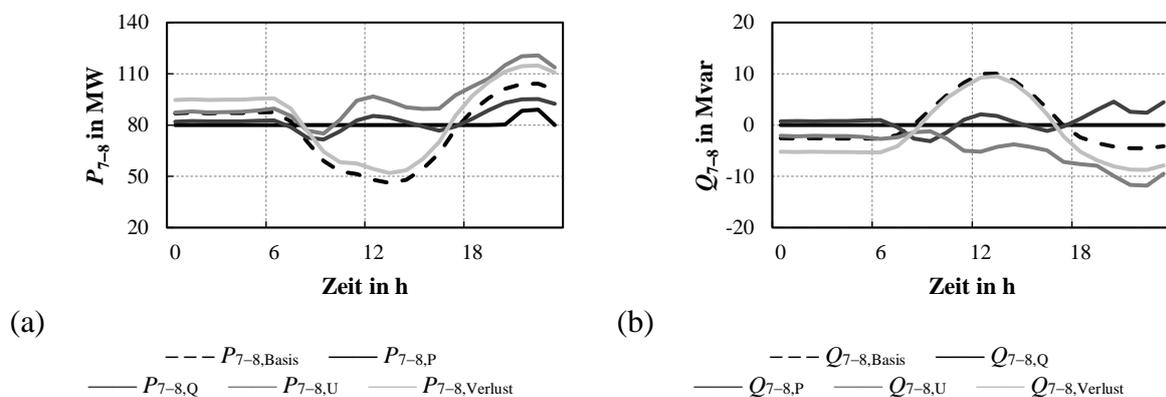
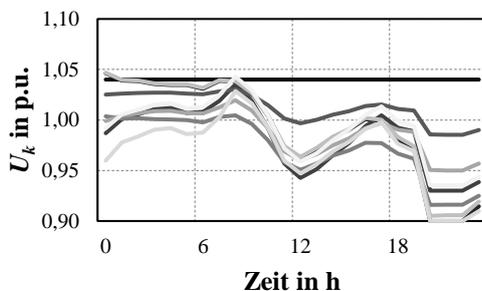


Bild 8.5 Exemplarische Anwendung einer lokalen Optimierung als Sollwertumsetzung für Wirk- (a) und Blindleistung (b) über verschiedene Zielfunktionen unter Nutzung des SSSC im Netz aus **Bild 8.2** (vgl. [43]).

Durch das als SSSC nachgebildete Längselement in Leitung 7–8 kann die lokale Sollwertregelung als Optimierung der Sollwertabweichung realisiert werden. In Abhängigkeit der eigentlichen Regel- bzw. Optimierungsgröße zeigen sich teilweise stark abweichende Verläufe, was das große Potential des SSSC zur Einflussnahme auf die Leistungsflüsse belegt. Während der Sollwert der Blindleistung für den betrachteten Zeitraum komplett umgesetzt werden kann ($Q_{7-8,Q}$ in **Bild 8.5** (b)) zeigt sich für die Wirkleistung eine Abweichung vom Sollwert an drei

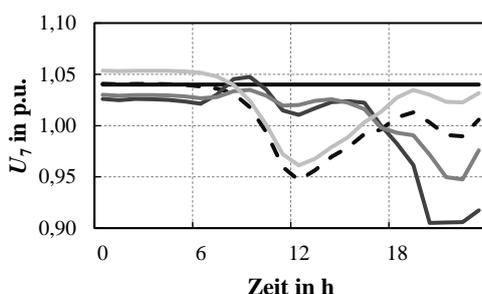
Zeitschritten ($P_{7-8,p}$ in **Bild 8.5** (a)). Dazu zeigt **Bild 8.6** den Verlauf der Knotenspannungsbeträge an den Knoten 1–9, wobei die Spannung U_2 zu den Zeitpunkten der Sollwertabweichung den minimal zulässigen Knotenspannungsbetrag erreicht. Die Berücksichtigung von Grenzwerten durch Nebenbedingungen erlaubt demnach im Gegensatz zu einer ausschließlich lokalen Regelung die systemweite Einhaltung von Systemgrenzen auch bei einer lokalen Zielgröße.



— U_1 — U_2 — U_3 — U_4 — U_5 — U_6 — U_7 — U_8 — U_9

Bild 8.6 Knotenspannungsbeträge bei lokaler Optimierung der Sollwertumsetzung für die Wirkleistung an Leitung 7–8 unter Nutzung des SSSC im Netz aus **Bild 8.2** als Flexibilität.

Analog zur obigen Umsetzung zeigt **Bild 8.7** den Verlauf der Knotenspannung U_7 im Ausgangsfall und für die eingeführte Zielfunktionen, wobei bei lokaler Abweichungsminimierung zu einem Spannungswert von 1,04 p.u. dieser über den gesamten Zeitbereich erreicht werden kann. Auch am Knoten 7 zeigen sich die niedrigen Spannungen bei Regelung der Wirkleistung auf der Leitung 7–8 (vgl. mit identischem Verlauf der Spannung U_7 in **Bild 8.6**).



--- $U_{7,Basis}$ — $U_{7,U,soll}$
— $U_{7,P,soll}$ — $U_{7,Q,soll}$ — $U_{7,Verlust}$

Bild 8.7 Exemplarische Anwendung einer lokalen Optimierung als Sollwertumsetzung für den Knotenspannungsbetrag an Knoten 7 unter Nutzung des SSSC im Netz aus **Bild 8.2** als Flexibilität (vgl. [43]).

Für die Spannungsregelung in realen Systemen werden die üblicherweise besser geeigneten Querelemente verwendet, wobei die Simulation an dieser Stelle die grundsätzliche Flexibilität des Werkzeuges und der Betriebsmittel andeuten soll und daher die Spannungsregelung auch über das Längselement exemplarisch demonstriert wird.

Neben der Realisierung der lokalen Sollwertregelung unter Berücksichtigung relevanter systemweiter Grenzwerte kann ebenso eine globale Zielfunktion, z. B. zur Verlustminimierung f_{Verlust} , unter Nutzung der Flexibilität des leistungsflusssteuernden Betriebsmittels eingesetzt werden. **Bild 8.8** zeigt dazu die Verläufe der Wirkleistungsverluste im Netz im Ausgangsfall, bei Minimierung dieser sowie bei der Realisierung der vorangegangenen lokalen Regelung der Wirk- und Blindleistung auf Leitung 7–8. Selbst in dem für den Anwendungsfall gewählten sehr kleinen Testnetz erlaubt eine globale Verlustminimierung unter Berücksichtigung betrieblicher Grenzwerte und unter Verwendung der Flexibilitäten des leistungsflusssteuernden Betriebsmittels eine Reduktion der Verluste in einem Bereich von 1,86 bis 14,36 % im Vergleich zum Ausgangsfall.

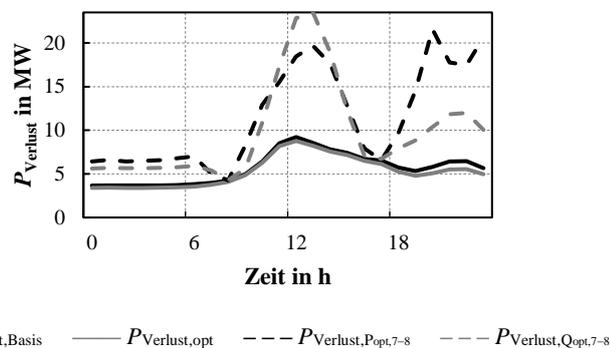


Bild 8.8 Vergleich der Verluste bei Verlustoptimierung gegenüber dem Ausgangsfall und den Sollwert-Optimierung aus **Bild 8.5** (vgl. [43]).

Durch die Implementierung entsprechender Nebenbedingungen bleiben auch bei verlustminimalem Einsatz des leistungsflusssteuernden Betriebsmittels alle relevanten Systemgrößen innerhalb der vorgegebenen Grenzwerte. Der Vergleich mit den auftretenden Verlusten im Basisfall zeigt eine Reduktion der Verluste und damit qualitativ die Wirkung der Optimierung. Eine abschließende Bewertung der Optimalität kann aufgrund der in Abschnitt 4.2.4 aufgeführten Gründe auf Basis des vorliegenden Simulationsbeispiels nicht erfolgen. Nochmals deutlich stärkere Unterschiede zeigen sich bei einem Vergleich der Verluste mit den auftretenden Verlusten der lokalen Sollwertregelungen aus **Bild 8.5** (a). Während die Verluste in einzelnen Zeitschritten in ähnlicher Größenordnung liegen, können sie in anderen deutlich ansteigen. Im vorliegenden Beispiel steigen die Verluste in einzelnen Zeitschritten auf den fast vierfachen Wert der Verluste bei verlustminimalem Einsatz des leistungsflusssteuernden Betriebsmittels.

Anhand dieses einfachen Testsystems kann der dargestellte Modellierungsansatz verifiziert sowie lokale und globale Optimierungsumsetzungen zur Leistungsflusssteuerung und Spannungshaltung dargestellt werden. Das Anwendungsbeispiel macht die Vorteile einer Implementierung unter Berücksichtigung von Systemgrenzen deutlich. Dies erlaubt neben dem Einsatz lokaler Umsetzungen unter Berücksichtigung dieser Grenzwerte auch die globale Optimierung bestimmter Kenngrößen, wie das Beispiel der Verlustminimierung zeigt. Hieran wird darüber

hinaus deutlich, dass lokale Umsetzungen zwar Sollwerte auch unter Berücksichtigung systemweiter Grenzwerte umsetzen können, aus Systemsicht aber andere Kenngrößen deutlich verschlechtern können. Eine integrale Betrachtung insbesondere vor dem Hintergrund einer steigenden Anzahl an Flexibilitäten zur Leistungsflusssteuerung, wie sie durch das vorliegende Optimierungswerkzeug erfolgen kann, kann hier deutliche Vorteile gegenüber lokalen Sollwertumsetzungen bzw. Regelungen aufweisen. Die vorliegende Anwendung der Modellierung leistungsflusssteuernder Betriebsmittel in der Ausführungsform als Längselemente zeigt darüber hinaus die Vorteile der Integration in eine Optimierungsumgebung und deren Flexibilität im Einsatz. Eine weiterführende Beschreibung der Umsetzung und der vorgestellten Anwendungsfälle ist in [43] dargestellt und veröffentlicht.

8.2 Leistungsflussoptimierung in kombinierten AC/DC-Systemen

8.2.1 Testsystem und Simulationsszenarien

Die eingeführte Modellierung von HGÜ-Systemen wird in diesem Anwendungsbeispiel analog zum ersten Anwendungsbeispiel entsprechend **Bild 4.9** in das modulare Optimierungswerkzeug integriert. Grundlage für das MTDC-Testsystem stellt ebenfalls das 9-Knoten Testsystem aus [187] dar. Hierin wurden jedoch zum einen die Leitungen 7–8 sowie 9–6 entfernt sowie ein MTDC-System mit vier DC-Knoten und Umrichtern sowie einem weiteren kleinen AC-System zusätzlich eingebracht.¹⁰ Die resultierende Topologie ist in **Bild 8.9** dargestellt.

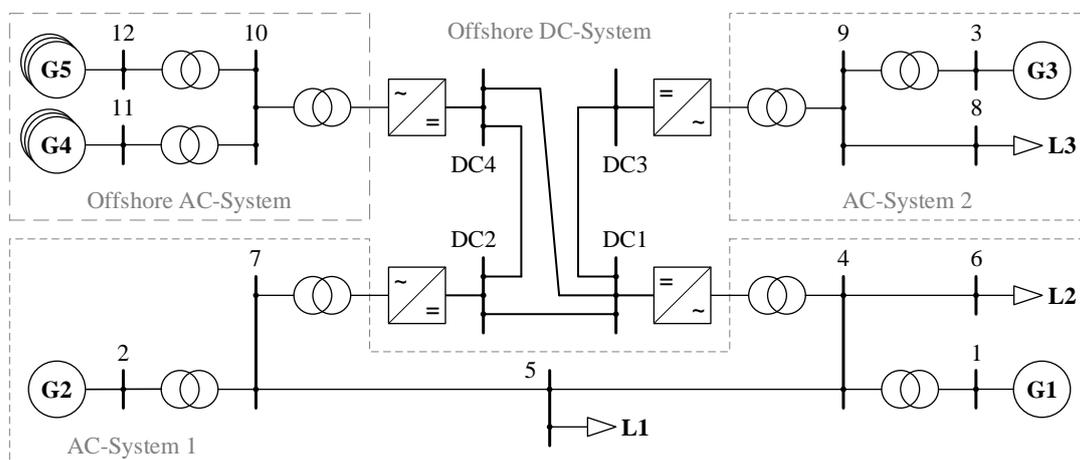


Bild 8.9 MTDC-Testsystem (vgl. [42]).

Das zusätzliche AC-System mit zwei angeschlossenen Windparks (WP) könnte z. B. einen Windpark auf See darstellen. Das DC-System in der vorliegenden Konfiguration mit vier DC-

¹⁰ Die ggü. den Angaben für das 9-Knoten-Testsystems aus [187] zusätzlichen Parameter des beschriebenen MTDC-Testsystems sind in **Tabelle 11.1** in Anhang 11.7 aufgeführt.

Leitungen könnte z. B. ein Teil eines vermaschten Offshore-Systems darstellen, wie es Bestandteil zahlreicher Forschungsprojekte ist (vgl. z. B. [25, 190]). In der vorliegenden Konfiguration könnte das System in erster Näherung einen Teil des zukünftigen ENTSO-E-Systems darstellen, das zwei über ein vermaschtes DC-System gekoppelte asynchrone AC-Systeme enthält.

Aufgrund der zusätzlichen Einspeisungen durch die angenommenen Windparks im Offshore AC-System wurden zusätzlich die Parameter der Last L1 des Originalsystems auf $P_{L1} = 250 \text{ MW}$ sowie $Q_{L1} = 50 \text{ Mvar}$ angepasst. Für die folgenden Betrachtungen werden verschiedene Betriebsmodi für das MTDC-System angenommen:

- PQ-Regelung: Unter Berücksichtigung der Regelung der jeweiligen Umrichter-DC-Seite (z. B. Betriebsmodus U_{DC} vgl. Abschnitt 6.3) werden für die AC-Seiten Wirk- und Blindleistungswerte für die Umrichter vorgegeben, die in einer Optimierung mit dem Ziel der Arbeitspunkteinstellung umgesetzt werden.
- PU-Regelung: Unter Berücksichtigung der Regelung der jeweiligen Umrichter-DC-Seite werden für die AC-Seite Wirkleistungs- und Spannungsvorgaben für die Umrichter vorgegeben, die in einer Optimierung mit dem Ziel der Arbeitspunkteinstellung umgesetzt werden.
- flaches Spannungsband (U_{min}): Beim Betriebsmodus U_{min} wird eine Systemoptimierung eingesetzt, die die AC-Knotenspannungswerte in den AC-Systemen 1 und 2 möglichst nahe hin zu einem einheitlichen oder knotenscharfen Sollwerten optimiert. Dazu wird ein Ansatz nach der Methode der kleinsten Quadrate gemäß Gl. (8.5) verwendet, der in der Optimierung als Zielfunktion eingesetzt wird.

$$\Delta U_{min}^2 = \sum_{k=1}^K (U_{soll,k} - U_{AC,k})^2 \quad (8.5)$$

Zur Realisierung eines optimierten Blindleistungs-/Spannungshaushaltes werden die Flexibilitäten der Umrichter in der Wirk- und Blindleistungsbereitstellung genutzt. Eine Optimierung in dieser Art kann in einer zukünftigen kombinierten AC/DC-Betriebsführung vorteilhafte bzw. optimale Sollwerte für die Umrichter des MTDC-Systems ermitteln.

- Verlustminimierung (P_{min}): Bei der Verlustminimierung im Betriebsmodus P_{min} werden die bei der vorliegenden Modellierung durch die Verlustleistungen der Leitungen und Transformatoren hervorgerufenen Verluste $P_{Verlust}$ des Systems als zu minimierende Zielfunktion nach Gl. (8.6) realisiert. Auch in diesem Fall werden die verfügbaren Flexibilitäten

$$P_{Verlust} = \sum_{k=1}^K \sum_{\substack{m=1 \\ k \neq m}}^K g_{AC,km} (U_{AC,k}^2 + U_{AC,m}^2 - 2U_{AC,k}U_{AC,m} \cos(\delta_k - \delta_m)) \dots \quad (8.6)$$

$$+ \sum_{k=1}^K \sum_{\substack{m=1 \\ k \neq m}}^K g_{DC,km} (U_{DC,k}^2 + U_{DC,m}^2 - 2U_{DC,k}U_{DC,m})$$

durch die Umrichter des MTDC-Systems genutzt, um den Systemzustand in Form der Verluste zu optimieren. Die resultierenden Sollwerte für die Umrichter könnten analog zum U_{\min} -Betrieb als Sollwerte für eine Betriebsführung des Systems dienen.

Tabelle 8.1 fasst die Vorgaben für die zunächst folgende Verifikation der stationären Modellierung in Form von Leistungsfluss-Ergebnissen zusammen. Die Umsetzung erfolgt bei Sollwertvorgaben zum einen über die Fixierung von Variablen (z. B. bei Knotenspannungen, vgl. hierzu die Ausführungen in Abschnitt 4.3.3), zum anderen durch eine Umsetzung als Zielfunktion innerhalb des Optimierungsproblems (z. B. bei der Vorgabe von Wirk- und Blindleistungs-Sollwerten für die Umrichter).

Tabelle 8.1 Vorgaben von Betriebsmodi und Sollwerten der Umrichter (vgl. [42]).

Umrichter	PQ-Regelung						PU-Regelung					
	Umrichter- regelung	P_{soll}	Q_{soll}	$U_{DC,soll}$	$U_{AC,soll}$	δ_{soll}	Umrichter- regelung	P_{soll}	Q_{soll}	$U_{DC,soll}$	$U_{AC,soll}$	δ_{soll}
4-DC 1	P/Q	50	25	-	-	-	P/ U_{AC}	50	-	-	1,03	-
7-DC 2	U_{DC}/U_{AC}	-	-	1,00	1,00	-	U_{DC}/U_{AC}	-	-	1,00	1,00	-
9-DC 3	P/Q	50	25	-	-	-	P/ U_{AC}	50	-	-	1,03	-
10-DC 4	U_{AC}/δ	-	-	-	1,00	0	U_{AC}/δ	-	-	-	1,00	0

8.2.2 Verifikation stationärer Arbeitspunkte

Die Umsetzung der Betriebsmodi und Sollwerte in der Vergleichssimulation erfolgt entweder direkt durch eine Vorgabe (PQ- und PU-Regelung) bzw. durch eine Umsetzung der Ergebnisse der Optimierung (U_{\min} und P_{\min}) als Vorgabewerte der Referenzsimulation. Die Umsetzung der dargestellten Betriebsmodi in den beiden Systemen führt zu den in **Tabelle 8.2** dargestellten Leistungsflussergebnissen für die HGÜ-Konverter des Systems.

Tabelle 8.2 Aus der Optimierung resultierende Wirk- und Blindleistungs-Sollwerte (AC-Seite) der Umrichter in dem Testsystem (vgl. [42]).

Umrichter	PQ-Regelung		PU-Regelung		U_{\min}		P_{\min}	
	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)
4-DC 1	50,00	25,00	50,00	91,36	314,64	99,67	289,99	170,94
7-DC 2	71,51	40,89	71,40	26,13	-111,16	-0,05	-110,12	-21,32
9-DC 3	50,00	25,00	50,00	34,20	-36,03	74,99	-12,30	164,08
10-DC 4	-175,00	9,18	-175,00	9,18	-175,00	9,18	-175,00	9,18

Für das Testsystem ergeben sich die in **Bild 8.10** dargestellten Zweigleistungen als Ergebnis der Leistungsflussberechnung für die eingeführten Umrichter-Regelungsmodi in der Referenzumgebung PowerFactory® sowie in dem Optimierungswerkzeug. Die Abweichungen zwischen den jeweiligen Leistungsflussergebnissen liegen im Bereich numerischer Abweichungen von unter 0,1 % im Vergleich zur Referenzumgebung, womit die Implementierung als verifiziert angesehen werden kann.

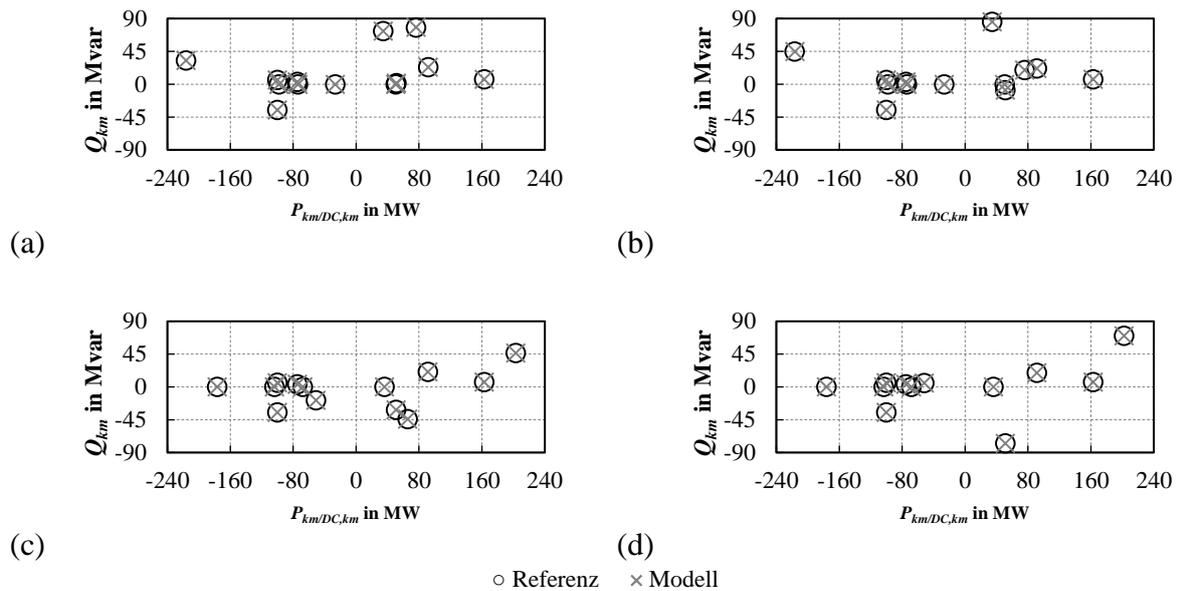


Bild 8.10 Vergleich der resultierenden Zweigleistungen für die Implementierung einer Optimierung zur PQ-Regelung (a), PU-Regelung (b), Spannungsbandoptimierung (c) und Verlustminimierung (d) (vgl. [42]).

8.2.3 Anwendungsbeispiel und Ergebnisdiskussion

Das folgende Anwendungsbeispiel zeigt den möglichen Einsatz der AC/DC-Leistungsflussoptimierung unter Verwendung von HGÜ-Systemen als Flexibilitäten im Systembetrieb. Zu diesem Zweck werden die beiden eingeführten Betriebsmodi U_{\min} und P_{\min} unter Verwendung einer exemplarischen Zeitreihe umgesetzt und deren Ergebnisse miteinander verglichen und interpretiert. Für das eingeführte MTDC-Testsystem werden Tageszeitreihen in stündlicher Auflösung aus realen historischen Daten für Deutschland [191] sowie für das norwegische Übertragungsnetz [192] extrahiert, auf die Leistungen des Ausgangssystems skaliert und gemäß **Bild 8.11** auf die Generatoren und Lasten des Systems verteilt. Der gewählte zeitliche Ausschnitt ist dabei der gleiche wie im ersten Anwendungsbeispiel in Abschnitt 8.1.

Zusätzlich wurden für den Anwendungsfall die Umrichter ‚9–DC3‘ sowie ‚10–DC4‘ als Bilanzknoten des jeweils angeschlossenen AC-Systems mit einer Sollspannung von $U_{AC,soll} = 1,03$ p.u. und einem Spannungswinkel $\delta_{soll} = 0$ definiert und der Umrichter ‚7–DC2‘ mit der Regelung der DC-Knotenspannung mit Sollwert $U_{DC,soll} = 1,00$ p.u. beaufschlagt. Alle weiteren Umrichter-Sollwerte ergeben sich aus den Ergebnissen der Systemoptimierungen U_{\min} und P_{\min} . Die aus der stundenbasierten Optimierung resultierenden Sollwerte für die Umrichterstationen ‚4–DC1‘ und ‚7–DC2‘ als abhängige Variablenwerte der Entscheidungsvariablen der HGÜ-Modellierung (vgl. Abschnitt 6.3) sind in **Bild 8.12** dargestellt.

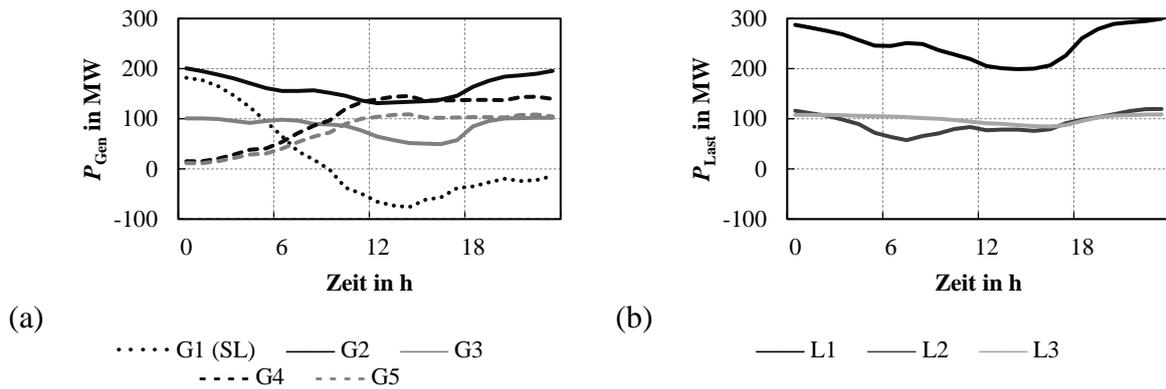


Bild 8.11 Skalierte stundenscharfe Zeitreihen der deutschen Onshore-Windenergieerzeugung sowie Erzeugungs- und Lastzeitreihen für Deutschland und Norwegen für das MTDC-Testsystem. Daten basierend auf [191, 192] (vgl. [42]).

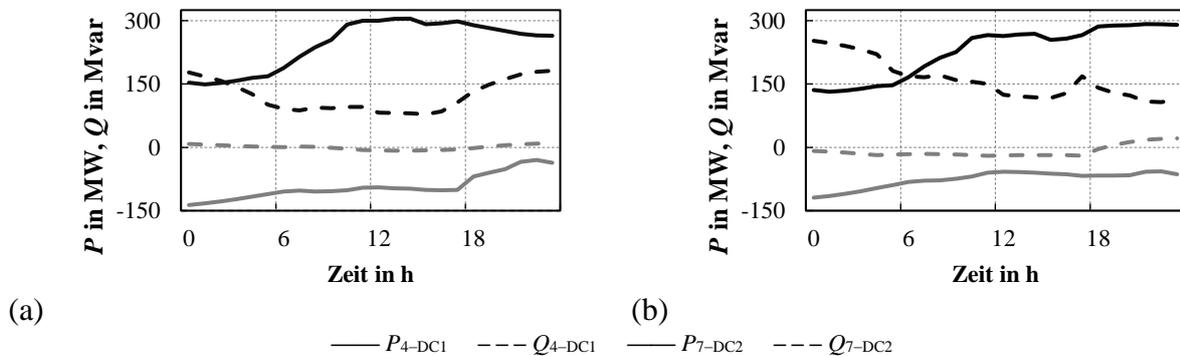


Bild 8.12 Resultierende Wirk- und Blindleistungs-Sollwerte für die Betriebsmodi U_{\min} (a) und P_{\min} (b) der Optimierung (vgl. [42]).

Da die Umrichter ‚9-DC3‘ sowie ‚10-DC4‘ jeweils als Bilanzknoten der angeschlossenen AC-Systeme agieren und die Erzeugungs- und Verbrauchszeitreihen für beide Betriebsmodi die gleichen sind, wird auf eine Darstellung dieser hier verzichtet.

In der Umsetzung wurden die Zielfunktionswerte gemäß Gln. (8.5) und (8.6) verwendet. Die resultierenden Zeitverläufe der Zielfunktionswerte für die Spannungsregelung U_{\min} bzw. die Verlustminimierung P_{\min} sind in **Bild 8.13** dargestellt. Aufgrund der besseren Interpretierbarkeit ist im Regelmodus U_{\min} die mittlere Abweichung an den K_{soll} betrachteten Knoten k von den Sollwerten der Knotenspannung nach Gl. (8.7) in Prozent dargestellt und nicht die als Zielfunktionswert U_{\min}^2 verwendete Summe der kleinsten Quadrate nach Gl. (8.5).

$$\Delta U_{\text{mittel}} = \frac{\sum_{k=1}^{K_{\text{soll}}} (U_{\text{soll},k} - U_{AC,k})}{K_{\text{soll}}} \cdot 100 \quad (8.7)$$

Aufgrund des gewählten Betrachtungszeitraums mit einem starken Leistungsanstieg der Erzeugungsleistung aus den Offshore-Windparks (in der verwendeten Skalierung ausgehend von ca.

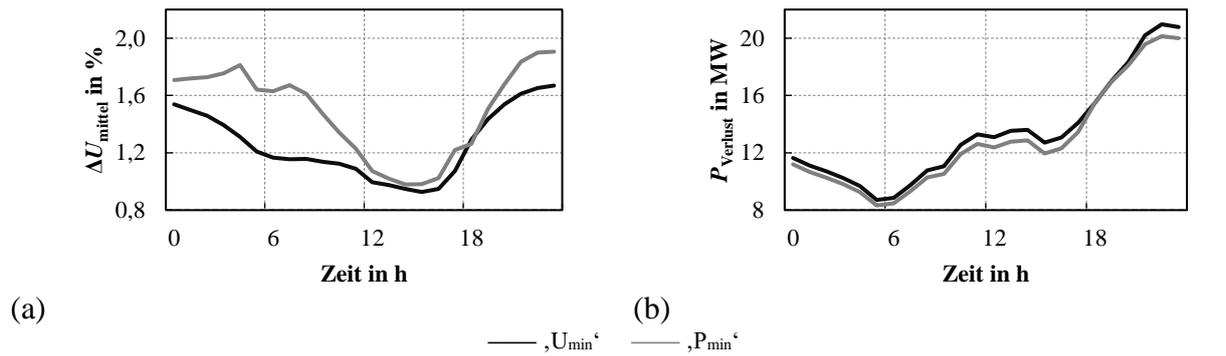


Bild 8.13 Mittlere Sollwert-Abweichung der Spannung (a) und Systemverluste (b) für die Betriebsmodi U_{\min} (schwarz) und P_{\min} (grau) (vgl. [42]).

10 MW auf deutlich über 100 MW, vgl. **Bild 8.11** (a)) ändert sich die Transportaufgabe, wobei keine explizite Änderung der Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur im gewählten MTDC-Testsystem vorliegt. In Verbindung mit dem relativ starken Anstieg der Last L1 (vgl. **Bild 8.11** (b)) sowie der Blindleistungsänderung Q_{7-DC2} (vgl. **Bild 8.12** (b)) zum Ende des betrachteten Simulationszeitraumes einhergehend mit einer dadurch absinkenden Spannung im Bereich dieser Last (**Bild 8.14**) ergibt sich ein starker Anstieg in den Verlusten (vgl. **Bild 8.13** (b)).

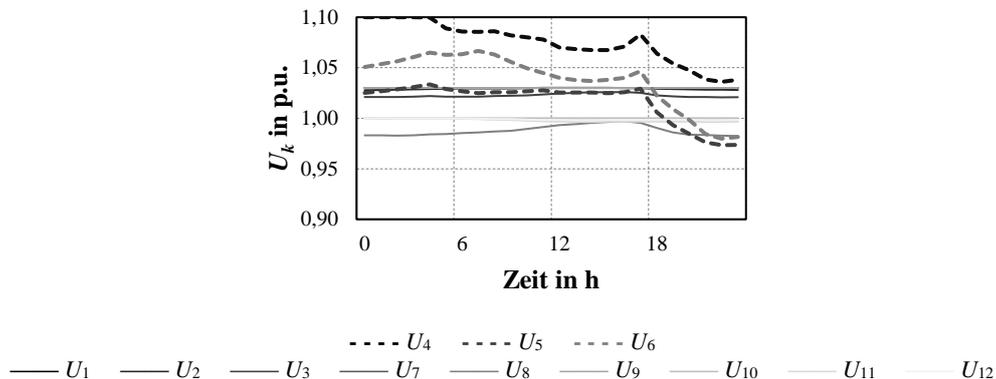


Bild 8.14 Spannungsverlauf und Spannungsabsenkung zum Ende des Betrachtungszeitraums im Umfeld von Knoten 5 mit stark ansteigender Last L1.

Damit einhergehend weisen sowohl die Sollwerte der Umrichter als auch die resultierenden Zielfunktions- bzw. Ergebniswerte teilweise deutliche Abweichungen voneinander auf. Dies unterstreicht die Notwendigkeit einer gezielten Sollwertvorgabe in Abhängigkeit der Betriebsituation und des angestrebten Systemverhaltens bzw. -zustands.

Aufgrund der steigenden Volatilität der elektrischen Energieerzeugung ergeben sich zukünftig variable und stark voneinander abweichende Systemzustände und Versorgungsaufgaben, wie sie das Anwendungsbeispiel skizziert. Dadurch steigen der Bedarf, aber mit den zukünftig verfügbaren HGÜ-Systemen auch die verfügbaren Möglichkeiten zur Optimierung des Systemzustandes. Die integrale Umsetzung einer kombinierten AC/DC-Leistungsflussoptimierung,

wie sie die obigen Umsetzungen zeigt, erlaubt eine flexible Anpassung von Optimierungszielen und Randbedingungen entsprechend der vorliegenden Herausforderungen. Die dargestellten Simulationen zeigen am Beispiel der Spannungs- und Verlustleistungsoptimierung die Möglichkeiten der Flexibilitäten von HGÜ-Systemen. Bei einem verstärkten Einsatz entsprechender Optimierungen können die sich durch HGÜ-Systeme ergebenden Freiheitsgrade flexibel in die Betriebsführung und Netzbetriebsplanung integriert werden, um kritische Netzsituationen im Vorfeld zu vermeiden oder um unter Verwendung der verfügbaren Flexibilitäten bestmöglich zu reagieren. Eine Beschreibung der vorgestellten Umsetzung und Anwendungsfälle ist in [42] veröffentlicht.

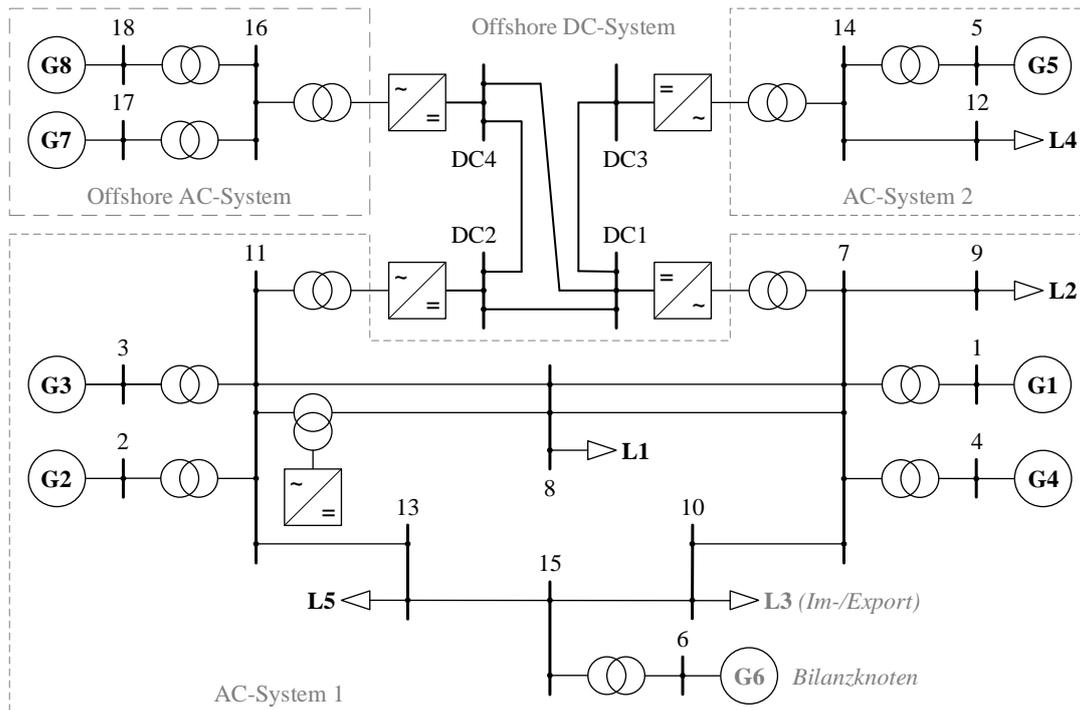
8.3 Operatives Engpassmanagement mit FACTS und HGÜ-Systemen

In diesem Abschnitt wird die Ermittlung des präventiven und kurativen Maßnahmeneinsatzes zur Engpassminimierung/-vermeidung im operativen Engpassmanagement in einem Testsystem mit zahlreichen Flexibilitäten unter Berücksichtigung praxisrelevanter Randbedingungen wie der Ausfallvariantenrechnung sowie unter Anwendung eines kurativen Grenzwertkonzepts zur temporären Höherauslastung im Fehlerfall demonstriert.

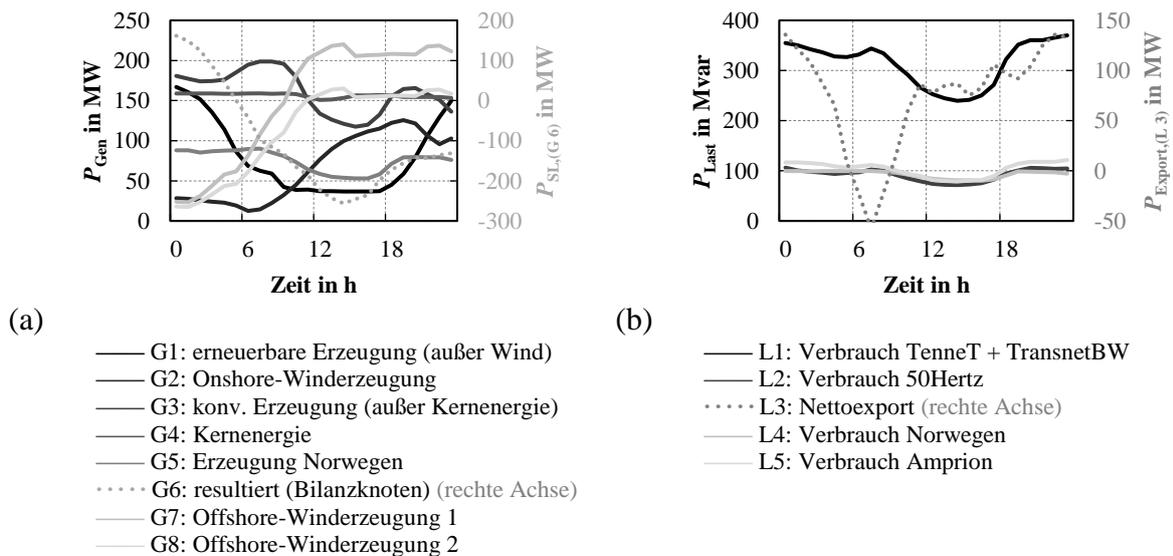
8.3.1 Testsystem und Engpasssituation durch Ausfallvariantenrechnung

Das verwendete Testsystem basiert auf den verwendeten Modellen der ersten beiden Anwendungsbeispiele aus den Abschnitten 8.1 und 8.2 und stellt eine Kombination dieser Systeme dar. Hierzu werden die jeweiligen Knoten 4 und 7 der Systeme aus **Bild 8.2** und **Bild 8.9** zusammengelegt und das SSSC-System zur expliziten Leistungsflusssteuerung von Leitung 7–8 zwischen den Knoten 7 und 8 auf die in der neuen Konfiguration parallel laufende Leitung 8–11 verlegt. **Bild 8.15** zeigt das daraus resultierende AC/MTDC-Testsystem. Die Betriebsmittelparameter wurden gegenüber den Darstellungen der Abschnitte 8.1 und 8.2 nicht geändert.

In Analogie zu den Anwendungsbeispielen in den Abschnitten 8.1 und 8.2 werden Erzeugungs- und Verbrauchszeitreihen auf Basis realer Erzeugungs- und Verbrauchsverläufe des europäischen Raums für das Anwendungsbeispiel herangezogen. Die Ableitung der Zeitreihendaten erfolgt wie für das vorangegangene Beispiel, wobei die Erzeugungs- und Verbrauchszeitreihen für den deutschen Raum weiter detailliert werden. Der gewählte Betrachtungszeitraum entspricht dem in den Abschnitten 8.1 und 8.2 gewählten Zeitraum und enthält starke Änderungen in der Erzeugungsleistung der einzelnen Generatoren, womit selbst in dem relativ kurzen Zeitbereich von 24 Stunden große Unterschiede in den resultierenden Leistungsflüssen im Netz abgebildet werden und sich damit unterschiedliche Herausforderungen zur Sicherstellung des engpassfreien Betriebs ergeben. **Bild 8.16** zeigt eine Übersicht über die resultierenden Zeitreihen auf Erzeuger- (a) und Verbraucherseite (b).


Bild 8.15 Kombiniertes AC/MTDC-Testsystem.

Als Vergleichsgröße wird zunächst ein Basisfall unter Nutzung der durch das HGÜ-System zur Verfügung stehenden Flexibilitäten für eine Verlustminimierung bestimmt, wobei Erzeugungs- und Verbrauchszeitreihen gemäß der Darstellung in **Bild 8.16** hinterlegt werden. In mathematischer Form kann das Optimierungsproblem unter Berücksichtigung von vermaschten HGÜ-Systemen aus Gl. (6.27) Verwendung finden, wobei als Zielfunktion die Minimierung


Bild 8.16 Skalierte energieträgerscharfe Erzeugungs- und Verbrauchszeitreihen in stündlicher Auflösung im kombinierten AC/MTDC-Testsystem auf Basis realer Daten aus Deutschland und Norwegen aus [191, 192].

der Netzverluste $f_{\text{HGÜ}} = P_{\text{Verlust}}$ angesetzt wird. Im Zuge der Verlustminimierung des (n-0)-Falls werden die Spannungen auf den Bereich zwischen 0,93 und 1,07 p.u. begrenzt. Neben den maximalen und minimalen Knotenspannungsbeträgen $U_{\text{max},k}$ bzw. $U_{\text{min},k}$ und Zweigströmen $I_{\text{max},z}$ werden auch die sich aus der maximalen Strombelastbarkeit (z. B. $I_{\text{HGÜ,max},k}$ für die HGÜ-Umrichter) ergebenden maximalen Auslastungen $\eta_{\text{max},c}$ aus der Menge $C = \{EZA, \text{HGÜ}\}$ der Erzeugungsanlagen ‚EZA‘ und HGÜ-Umrichter ‚HGÜ‘ berücksichtigt.

Bild 8.17 zeigt in (a) den resultierenden Verlauf des nach den einzelnen Verlustkomponenten aufgeschlüsselten Zielfunktionswertes sowie in (b) die sich ergebenden Verläufe der Wirk- und Blindleistungswerte der HGÜ-Umrichter. Die gezielte Leistungsflusssteuerung in Form des SSSC-Systems wird für den Basisfall zunächst als inaktiv angenommen und liefert daher keinen Beitrag zur Minimierung der Verluste im Basisfall. Aufgrund der durch die Optimierung berücksichtigten Grenzwerte hinsichtlich der Auslastungen und Spannungsbeträge stellt dieses Ergebnis einen (n-0)-sicheren Zustand des Systems über alle Zeitschritte dar.

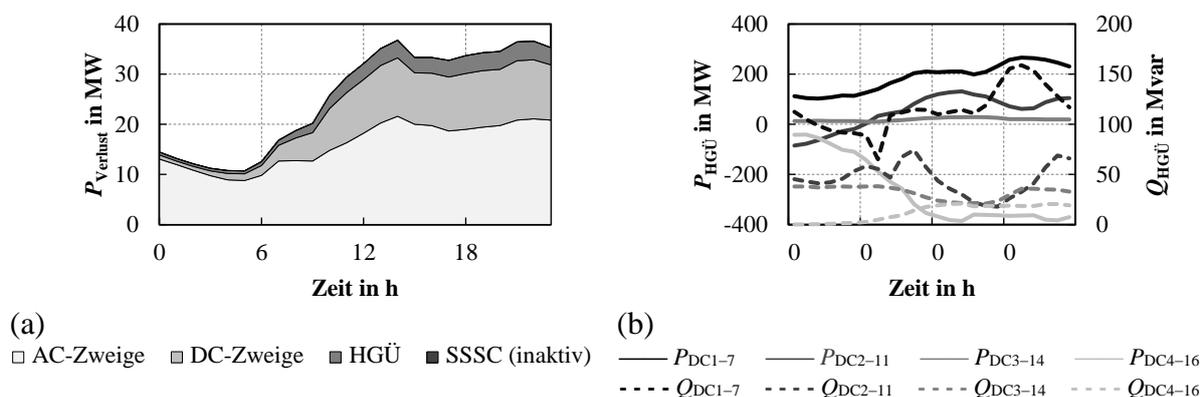


Bild 8.17 Ergebnis der Verlustminimierung und resultierende HGÜ-Umrichter-Arbeitspunkte auf Basis der gegebenen Zeitreihen für das AC/MTDC-Testsystem.

Auf Grundlage der im Rahmen der Verlustminimierung ermittelten Arbeitspunkte und der sich im Zeitverlauf ergebenden Leistungsflusssituationen erfolgt in einem zweiten Schritt eine Ausfallvariantenrechnung. Zu diesem Zweck werden exemplarisch Leitungsausfälle der Leitungen 7–8, 8–11, 10–15 und 13–15 des AC-Systems 1 sowie der Leitungen DC1–DC2 und DC1–DC4 des DC-Systems evaluiert, wobei die Arbeitspunkte von Erzeugungs- und Verbraucheranlagen sowie des HGÜ-Systems aus der Verlustminimierung konstant gehalten werden. Die Ausfallvariantenrechnung liefert für die genannten sechs Ausfälle die in **Bild 8.18** gezeigten maximalen Auslastungen und daraus resultierenden Grenzwertverletzungen (Verlauf im grau hinterlegten Bereich der Darstellung). Diese sind zusammen mit den jeweiligen zeitlichen Verläufen im (n-0)-Fall dargestellt, wobei die Darstellung zur Wahrung der Übersichtlichkeit jeweils nur die Maximal- und für die Knotenspannungen auch Minimalwerte der entsprechenden Größen über alle Elemente und Ausfallvarianten enthält.

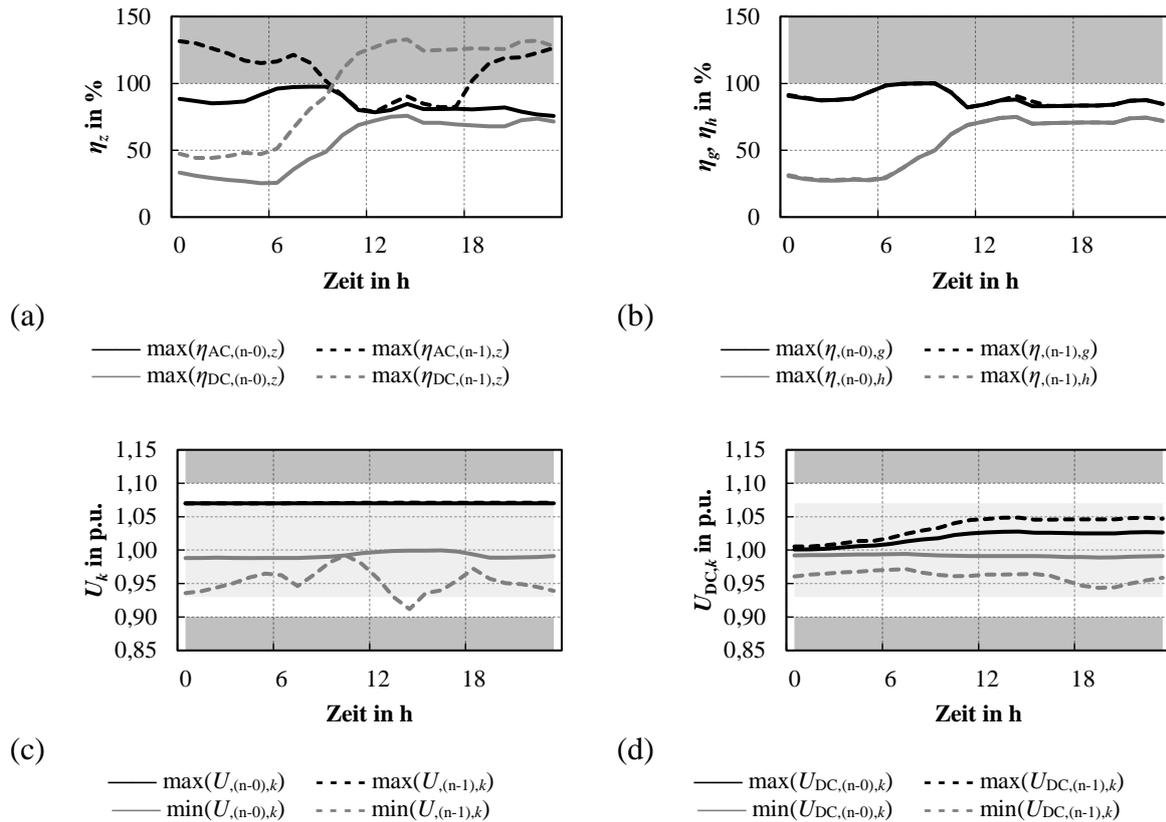


Bild 8.18 Resultierende maximale Auslastungen η von Leitungen z (a), Erzeugungsanlagen g und HGÜ-Umrichtern h (b) sowie maximale und minimale Knotenspannungsbeträge U_k in AC- (c) und DC-System (d) im Basisfall sowie in der Ausfallvariantenrechnung.

Wie sich durch diese Darstellungen zeigt, liegt unter Berücksichtigung der exemplarisch ausgewählten Ausfallvarianten aufgrund der unzulässigen maximalen Leitungsauslastungen (vgl. **Bild 8.18** (a)) ein nicht (n-1)-sicherer Zustand des Systems vor. Lediglich in Stunde zehn liegen die maximalen Auslastungen aller Leitungen des AC- und DC-Systems in allen Ausfallvarianten unterhalb der dauerhaft zulässigen Auslastungen, weshalb für diesen Zeitschritt kein Engpass vorliegt. In den Ausfallvarianten zeigen sich auf der AC-Seite Knotenspannungen zwischen den für die Ausfallvarianten angenommenen Grenzwerte von 0,90 bzw. 1,10 p.u. (vgl. **Bild 8.18** (c) und (d)), womit sich im Basisfall keine Grenzwertverletzungen ergeben. Im Zuge von Maßnahmen des Engpassmanagements können die sich ergebenden Knotenspannungswerte jedoch ändern, womit diese als Nebenbedingungen Berücksichtigung zu finden haben. Die maximalen (bzw. minimalen) Auslastungen und Spannungen ergeben sich jeweils als Maximalwert (bzw. Minimalwert) über alle Elemente und Ausfallvarianten, so dass für den dargestellten Zeitbereich durchaus mehr als jeweils ein Element den Maximalwert darstellen kann und sich die Überlastsituation damit auch auf mehrere Leitungen beziehen kann.

Aufgrund der in den Ausfallvarianten auftretenden Grenzwertverletzungen ist ein Eingriff notwendig, der im Folgenden mit Hilfe der im operativen Engpassmanagement verfügbaren Flexibilitäten in unterschiedlichen Simulationsszenarien ermittelt wird. Neben Flexibilitäten

auf Erzeugungs- und Verbraucherseite werden auch der kurative Einsatz aller vorhandenen Flexibilitäten sowie in weiteren Vergleichsszenarien die zusätzliche Wirkung des Einsatzes der gezielten Leistungsflusssteuerung dargestellt.

8.3.2 Szenariobasierte Anwendungsbeispiele im Engpassmanagement

Im Rahmen des Anwendungsbeispiels werden in unterschiedlichen Szenarien verschiedene Freiheitsgrade unterstellt, die im Rahmen der Optimierungen zur Sicherstellung eines engpassfreien Netzbetriebs herangezogen werden können. Dies sind jeweils Anpassungen im Arbeitspunkt

- der als Erzeugungsanlagen (auf Basis konventioneller und erneuerbarer Energien) angenommenen Generatoren 1–5 (G1–G5, ‚Gen‘) (vgl. die Zuordnung der Zeitreihen in **Bild 8.16**),
- der als Offshore-Windenergieanlagen angenommenen Generatoren 7 und 8 (G7–G8, ‚WP‘),
- der HGÜ-Systeme (bezeichnet mit den jeweiligen Anschlussknoten DC1–7, DC2–11, DC3–14 und DC4–16, ‚HGÜ‘) unter Berücksichtigung der Regelmodi der jeweiligen Umrichter,
- unterlagerter Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien (bzw. deren Abregelung) durch die Anpassung der Lasten (L1–L5, ‚Last‘)¹¹ sowie
- des leistungsflusssteuernden Betriebsmittels (hier in der Nachbildung eines SSSC).

In Abhängigkeit von dem jeweils angenommenen Erzeugungstyp wird eine Anpassung der Wirkleistung innerhalb der Betriebsgrenzen in positiver und negativer Richtung durch die Generatoren, in negative Richtung (Abregelung) der Offshore-Windenergieanlagen sowie eine Erhöhung der Lasten (durch eine angenommene Abregelung der in der gemischten Last enthaltenen dezentralen Erzeugungsleistung) erlaubt. Der Generator 6 wird zur Bilanzierung eingesetzt und kann daher nicht explizit in seiner Erzeugungsleistung angepasst werden, geht jedoch in die Ermittlung der präventiven und kurativen Arbeitspunktänderung ein, um eine unzulässige Engpassvermeidung mit Hilfe des Bilanzgenerators zu vermeiden. Darüber hinaus kann der Arbeitspunkt der HGÜ-Umrichter als Flexibilität genutzt werden, wobei die Systeme DC3–14 und DC4–16 jeweils die Bilanzierung der angeschlossenen AC-Systeme übernehmen und das System DC2–11 die gleichspannungsseitige Spannungsregelung und damit die Bilanzierung des DC-Systems übernimmt. Auf Basis dieser Flexibilitäten werden in dem kombinierten AC/MTDC-Testsystem nahezu alle im Rahmen der vorliegenden Arbeit eingeführten Modelle (mit Ausnahme der kombinierten FACTS-Elemente) in einem Anwendungsbeispiel kombiniert.

¹¹ DSM als verbraucherseitige Flexibilität wird in diesem Anwendungsbeispiel nicht explizit betrachtet, kann aber über die vorliegende Umsetzung in gleicher Weise berücksichtigt werden.

Im Rahmen des vorliegenden Anwendungsbeispiels werden insgesamt acht Szenarien zur Engpassvermeidung betrachtet. **Tabelle 8.3** zeigt eine Übersicht über die betrachteten präventiven und präventiv-kurativen Szenarien mit/ohne gezielter Leistungsflusssteuerung #1.1/2–#8.1/2¹² und die darin angenommenen Flexibilitäten.

Tabelle 8.3 Szenarien und Flexibilitäten zur Engpassvermeidung.

Szenario	gezielte Leistungsflusssteuerung		flexible Elemente		berücksichtigte Ausfallvarianten	
	1	2	präventiv	kurativ		
präventive Szenarien (mit/ohne gezielte Leistungsflusssteuerung)	#1	1	-	HGÜ	-	AC
		2	SSSC			
	#2	1	-	Gen	-	AC
		2	SSSC			
#3	1	-	WP, HGÜ	-	DC	
	2	SSSC				
#4	1	-	Gen, WP	-	AC & DC	
	2	SSSC				
kombiniert präventiv-kurative Szenarien (mit/ohne gezielte Leistungsflusssteuerung)	#5	1	-	Gen, WP	HGÜ	AC & DC
		2	SSSC			
	#6	1	-	Gen, WP	WG	AC & DC
		2	SSSC			
#7	1	-	Gen, WP	Last	AC & DC	
	2	SSSC				
#8	1	-	Gen, WP	HGÜ, WP, Last	AC & DC	
	2	SSSC				

In den präventiven Szenarien sind nur präventive Maßnahmen durch die in **Tabelle 8.3** genannten Elemente zulässig. In den präventiv-kurativen Szenarien wird die präventiv verfügbare Flexibilität durch kurative Flexibilitäten ergänzt. Die berücksichtigten Ausfallvarianten entsprechen dabei den genannten Leitungsausfällen aus dem vorangegangenen Abschnitt. Um eine übersichtliche und nachvollziehbare Darstellung der Ergebnisse und des Vergleichs der unterschiedlichen Simulationsszenarien zu ermöglichen, werden die weiteren Betrachtungen in die drei Aspekte

- Engpassmanagement durch präventive Maßnahmen,
 - kurative Maßnahmen zur Reduktion präventiver Maßnahmen und
 - gezielte Leistungsflusssteuerung zur Reduktion präventiver und kurativer Maßnahmen
- aufgeteilt, die im Folgenden sequentiell eingeführt und dargestellt werden.

¹² Eine Übersicht über die Ergebnisse für alle betrachteten Szenarien kann in Anhang 11.7 eingesehen werden. Im Folgenden wird im Rahmen des Anwendungsbeispiels auf einzelne Szenarien bzw. vergleichende Betrachtungen zwischen einzelnen Szenarien fokussiert.

Engpassmanagement durch präventive Maßnahmen

Zunächst werden präventive Maßnahmen zur Sicherstellung des (n-1)-sicheren Systemzustandes durch den Einsatz des entwickelten Optimierungswerkzeuges ermittelt. Dazu werden zunächst minimale Arbeitspunktanpassungen zur Nachbildung minimal notwendiger präventiver Maßnahmen in den präventiven Szenarien #2.1, #3.1 und #4.1 ohne gezielte Leistungsflusssteuerung ermittelt und gegenübergestellt:

- Szenario #2.1: Ermittlung präventiver Maßnahmen durch die Generatoren (G1–G5) in den AC-Systemen 1 und 2 unter Berücksichtigung der Ausfälle der Leitungen 7–8, 8–11, 10–15 und 13–15 im AC-System.
- Szenario #3.1: Ermittlung präventiver Maßnahmen durch die über das DC-System gekoppelten Generatoren G7 und G8 sowie durch das HGÜ-System unter Berücksichtigung der Ausfälle der Leitungen DC1–DC2 und DC1–DC4 im DC-System.
- Szenario #4.1: Ermittlung präventiver Maßnahmen durch alle Generatoren (G1–G8) bei Kombination aller Ausfälle der vorangegangenen Szenarien.

Bild 8.19 zeigt einen Vergleich der Szenarien und den jeweils notwendigen Einsatz präventiver Maßnahmen zur Sicherstellung des engpassfreien Zustands unter Berücksichtigung der angegebenen Ausfallvarianten und Nebenbedingungen. Hier und in den folgenden Auswertungen enthält die Darstellung in den beiden linken Diagrammen (a) und (c) die über alle Maßnahmen und Zeitschritte summierte bzw. die pro Flexibilität (Generator, HGÜ-Konverter etc.) aufgeschlüsselte präventive (und in den späteren Szenarien auch ausfallvariantenspezifische kurative) Arbeit zur Engpassbeseitigung. Die rechten Diagramme (b) und (d) zeigen jeweils Zeitverläufe der Leistungsänderungen. Der Teil (b) liefert den zeitlichen Verlauf der über alle Flexibilitäten summierten notwendigen Leistungen zu Engpassbeseitigung, wohingegen Diagramm (d) die maximalen Auslastungen der Leitungen im AC- und DC-System zeigt. In **Bild 8.19** sind jeweils nur die über alle Ausfallvarianten gültigen präventiven Maßnahmen und Auslastungen dargestellt. Die späteren Auswertungen der Simulationsszenarien unter Verwendung kurativer Maßnahmen zeigen jeweils auch ausfallvariantenspezifische kurative Maßnahmen, die aus Gründen der Übersichtlichkeit in den Diagrammen jeweils gestapelt dargestellt sind.

Wie die Ergebnisse zeigen, kann durch die hier veranschlagten präventiven Maßnahmen die Einhaltung der vorgegebenen Grenzwerte (hier dargestellt in Form der Leitungsauslastungen (**Bild 8.19** (d)) und daraus resultierend die (n-1)-Sicherheit hergestellt werden.¹³ Der Vergleich der Szenarien zeigt, dass sich die Maßnahmen, die zur Sicherstellung der (n-1)-Sicherheit im AC- bzw. DC-System notwendig sind, nicht einfach addieren, sondern bei gemeinsamer Betrachtung niedriger (wie im vorliegenden Beispiel: #2.1 + #3.1: 3390 MWh, #4.1: 3347 MWh; vgl. **Bild 8.19** (a) sowie (b, c)), aber auch höher liegen können. Dies liegt in den inhärenten

¹³ Anhang 11.7 liefert eine Übersicht der angesetzten Parameter sowie der Ergebnisse aller Szenarien.

Abhängigkeiten in kombinierten AC-/DC-Systemen begründet und führt dazu, dass diese Maßnahmen zur Engpassbehebung gemeinsam ermittelt werden müssen, um sich ergebende Synergien bei gleichartigen Maßnahmen zur Engpassvermeidung zu heben oder aber gegenläufige Maßnahmen gemeinsam zu ermitteln.

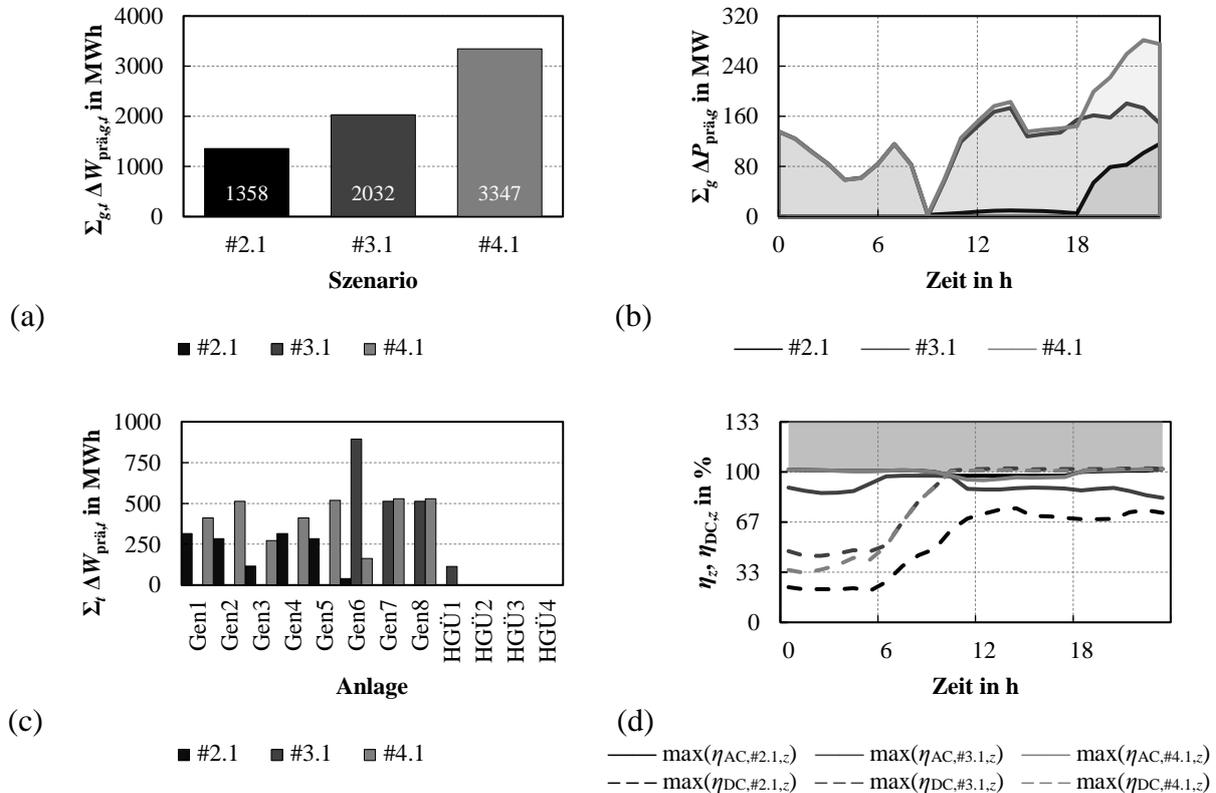


Bild 8.19 Resultierende präventive Maßnahmen zur Engpassvermeidung (summarisch/auf Anlagenbasis (a,c), im Zeitverlauf (b)) sowie Leitungsauslastungen (d) in den präventiven Szenarien ohne gezielte Leistungsflusssteuerung #2.1, #3.1 und #4.1.

Die hier genutzten Generator- und HGÜ-Flexibilitäten zur präventiven Beherrschung der Ausfallvarianten im Szenario #4.1 und die daraus resultierende Leistungsflusssituation dienen in den weiteren Betrachtungen als Vergleichsfall, um die Wirkung des kurativen Maßnahmenesatzes sowie der Leistungsflusssteuerung gegenüber des lediglich präventiven Einsatzes darzustellen.

Kurative Maßnahmen zur Reduktion präventiver Maßnahmen

Aufgrund der enormen Aufwendungen für Maßnahmen des präventiven Engpassmanagements (vgl. **Bild 1.2** (b)), aber auch vor dem Hintergrund einer möglichen Höherauslastung der bestehenden Infrastruktur, erscheinen innovative Systemführungskonzepte unter Nutzung vorgeplanter kurativer Maßnahmen zum gezielten Einsatz in einzelnen Ausfallsituationen vielversprechend. Daher soll in diesem Simulationsschritt der kurative Maßnahmenesatz und dessen Potential zur Reduktion notwendiger präventiver Maßnahmen im Vergleich zu den vorangegangenen dargestellten Ergebnissen des präventiven Szenarios #4.1 betrachtet werden. Zu

diesem Zweck wird das präventive Szenario #4.1 mit zwei weiteren Szenarien verglichen, in denen zusätzlich kurative Maßnahmen zur Verfügung stehen:

- (präventiv-kuratives) Szenario #5.1: Ermittlung präventiver Maßnahmen durch die Generatoren (G1–G5) und Offshore-Windenergieanlagen (G7–G8) unter Berücksichtigung aller eingeführten Ausfälle bei zusätzlichen kurativen Maßnahmen durch das HGÜ-System.
- (präventiv-kuratives) Szenario #8.1: Ermittlung präventiver Maßnahmen durch die Generatoren (G1–G) unter Berücksichtigung aller Ausfälle bei zusätzlicher Möglichkeit von kurativen Maßnahmen durch das HGÜ-System, die als Offshore-Windenergieanlagen angenommenen Generatoren G7 und G8 sowie durch die Veränderung der dezentralen unterlagerten Erzeugungsleistung durch Erhöhung der Verbrauchsleistung der Lasten L1–L5.

Die Ermittlung des notwendigen minimalen Einsatzes präventiver und kurativer Maßnahmen erfolgt auf Basis der allgemeinen Formulierung des Optimierungsproblems für den präventiv-kurativen Maßnahmeneinsatz in Gl. (7.24). Wie die Ausführungen in Abschnitt 3.3 sowie 7.2 gezeigt haben, basiert die Möglichkeit des kurativen Maßnahmeneinsatzes auf der Nutzung der im Fehlerfall kurzzeitig zulässigen Höherauslastung von Betriebsmitteln mit thermischen Reserven. Dementsprechend können analog zu den Gln. (7.20)–(7.22) für den temporären Arbeitspunkt nach Eintritt der (n-1)-Situation und vor der Wirkung der kurativen Maßnahmen ggf. höhere Stromgrenzwerte angesetzt werden. Diese sind in der Formulierung aus Gl. (7.24) über die Szenarien s abgebildet und werden für die Simulation für AC-Leitungen unabhängig von der Vorbelastung pauschal mit 110 % des PATL-Wertes ($i_{\text{TATL,AC}} = 1,1i_{\text{PATL,AC}}$) und für DC-Leitungen mit 120 % des PATL-Wertes ($i_{\text{TATL,DC}} = 1,2i_{\text{PATL,DC}}$) angenommen.¹⁴ Als kurative Reserve bzw. zulässige Höherauslastung bis zur Wirkung der kurativen Maßnahmen zum Zeitpunkt $t_{e+\text{kur}}$ nach einem Ereignis zum Zeitpunkt t_e stehen damit in diesen Simulationen 10 bzw. 20 % des dauerhaft zulässigen Stromgrenzwertes zur Verfügung. Im realen Einsatz ist die zulässige thermische Reserve vom Temperatur- und Auslastungsniveau zum Zeitpunkt des Ereigniseintritts abhängig, so dass zur exakten Abbildung weitere Modellierungen notwendig sind.

Bild 8.20 zeigt einen Vergleich des präventiven Szenarios #4.1 mit den beiden eingeführten präventiv-kurativen Szenarien #5.1 und #8.1 in der eingeführten Darstellung. Hierbei werden der jeweils notwendige Einsatz präventiver und kurativer Maßnahmen (aufgeteilt in den Umfang der einzelnen Ausfallvarianten) zur Engpassvermeidung in den Diagrammen (a)–(c) und die resultierenden Leitungsauslastungen im Diagramm (d) gezeigt. Entsprechend der bei kurativem Maßnahmeneinsatz temporär zulässigen Höherauslastung werden für einzelne Leitungen im AC- und DC-System in den kurativen Szenarien #5.1 und #8.1 Auslastungen bis zu den jeweils temporär zulässigen Grenzwerten $i_{\text{TATL,AC/DC}}$ erreicht (vgl. **Bild 8.20** (d)). Wie

¹⁴ Anhang 11.7 liefert eine Übersicht der angesetzten Parameter sowie der Ergebnisse aller Szenarien.

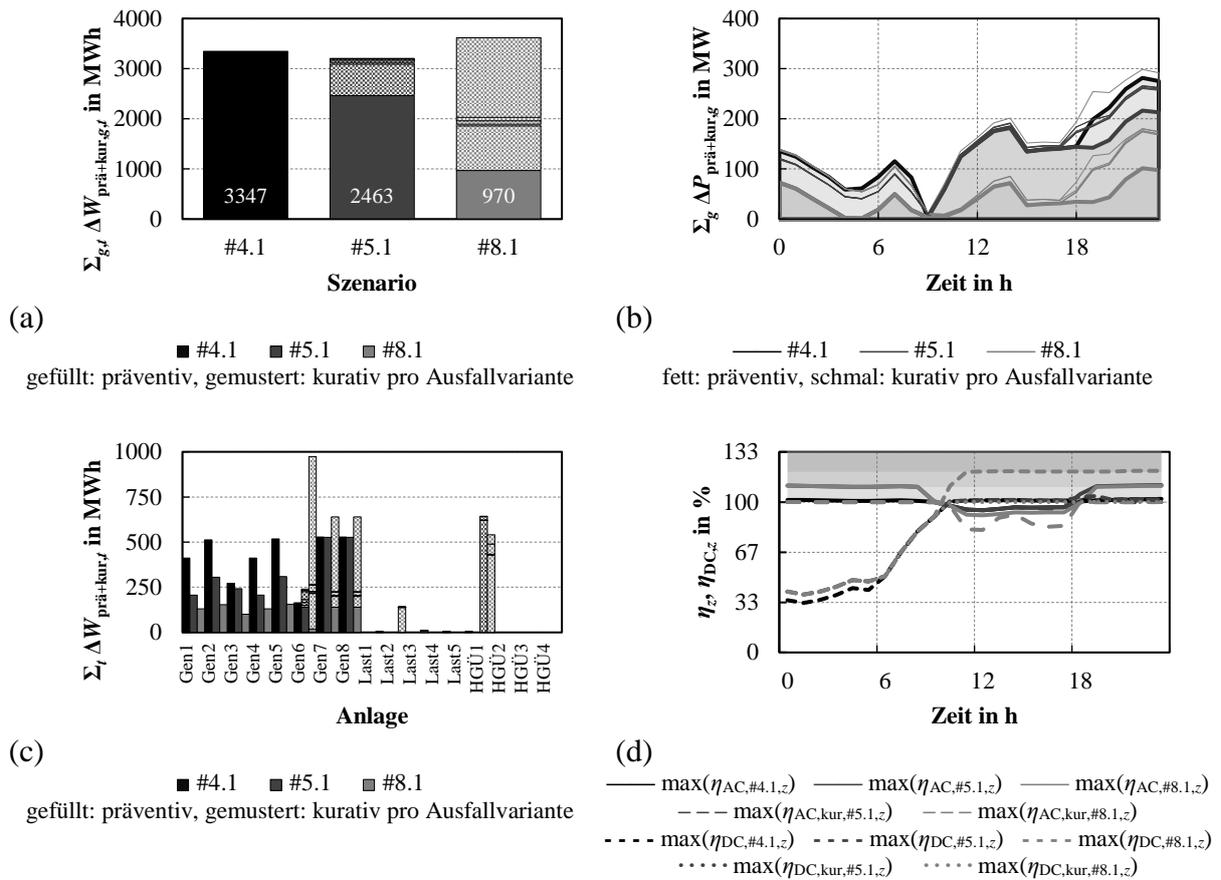


Bild 8.20 Vergleich der Ergebnisse des präventiven Szenarios #4.1 mit den in den kurativen Szenarien #5.1 und #8.1 resultierenden präventiven und kurativen Maßnahmen zur Engpassvermeidung (summarisch/auf Anlagenbasis (a,c), im Zeitverlauf (b)) sowie Leitungsauslastungen (d).

Bild 8.20 (a) zeigt, wird der kurative Einsatz zur Engpassbeseitigung entsprechend der Zielfunktionsgewichtung vorzugsweise angewandt und erhöht sich mit steigender Anzahl an zur Verfügung gestellten Flexibilitäten bei gleichzeitiger Reduktion des notwendigen präventiven Einsatzes (vgl. die kurativen Szenarien #5.1 und #8.1 in den entsprechenden Abbildungen). Die dargestellten Bereiche der kurativen Maßnahmen sind hier und im Folgenden Ausfallvariantenspezifisch gestapelt dargestellt.

Im Vergleich des präventiven Szenarios #4.1 mit dem kurativen Szenario #5.1 kann der präventive Maßnahmenereinsatz um mehr als 25 % durch die zur Verfügung stehende kurative Arbeitspunktänderung reduziert werden, wobei durch die zusätzliche Flexibilität in Form der HGÜ-Umrichter auch die Gesamtmenge der Maßnahmen leicht reduziert werden kann. Vergleichend dazu kann durch einen umfangreichen kurativen Einsatz verschiedener Flexibilitäten im kurativen Szenario #8.1 der präventive Maßnahmenereinsatz um 70 % reduziert werden, wohingehend die Gesamtmenge der Maßnahmen (bei Addition der je Ausfallvariante ermittelten kurativen Maßnahmen) leicht ansteigt. Dies liegt in der Tatsache begründet, dass die eingesetzten kurativen Maßnahmen ggf. eine geringere Sensitivität auf die Engpässe aufweisen als die verfügbaren präventiven Maßnahmen. Da der tatsächliche Abruf der kurativen Maßnahmen

nur bei Eintritt des vorgeplanten Ereignisses (hier: der entsprechenden (n-1)-Ausfallvariante) und damit mit entsprechend geringer Wahrscheinlichkeit erfolgt, aber nur in diesem Fall tatsächlich Kosten entstehen, ist dieses Ergebnis im Vergleich zu direkt entstehenden Kosten beim präventiven Maßnahmeneinsatz in weitem Maße zulässig. Gleiches gilt prinzipiell auch für das kurative Szenario #5.1. Der beschriebene Effekt kommt aufgrund der gewählten Parameter im vorliegenden Beispiel jedoch nicht zum Tragen. **Bild 8.20** (c) zeigt, dass alle zur Verfügung stehenden kurativen Maßnahmen (wenn teilweise auch nur in sehr geringem Umfang) genutzt werden, um den jeweiligen präventiven Einsatz zu minimieren.

Der kurative Maßnahmeneinsatz wird durch eine temporäre Höherauslastung von Betriebsmitteln (hier der Leitungen) ermöglicht. Dies kann in **Bild 8.20** (d) anhand der maximalen Leitungsauslastungen im Netz (separiert nach AC- und DC-System dargestellt) nachvollzogen werden. In den einzelnen Fehlerfällen treten vor Wirkung der kurativen Maßnahmen Auslastungen bis zu den vorgegebenen temporären Grenzwerten von 110 bzw. 120 % im AC- bzw. DC-System auf. Parallel dazu werden die Grenzwerte für die maximale Auslastung von Generatoren und HGÜ-Umrichtern sowie für die maximalen und minimalen Knotenspannungen im AC- und DC-System eingehalten (hier nicht explizit dargestellt).

Gezielte Leistungsflusssteuerung zur Reduktion präventiver und kurativer Maßnahmen

In einem dritten Simulationsschritt soll zusätzlich auf die Wirkung der gezielten Leistungsflusssteuerung zur Reduktion des präventiven (und ggf. kurativen) Maßnahmeneinsatzes eingegangen werden. Dazu werden die vorangegangenen Simulationsszenarien herangezogen, wobei zusätzlich eine gezielte Leistungsflusssteuerung durch den in Leitung 8–11 integrierten SSSC als zusätzliche Flexibilität aufgenommen wird. Zur Unterscheidung werden diese Szenarien als präventiv-kurative Szenarien mit Leistungsflusssteuerung #4.2, #5.2 und #8.2 bezeichnet.

Die Ermittlung des resultierenden präventiven und kurativen Maßnahmeneinsatzes auf Basis des Optimierungsproblems erfolgt unter Hinzunahme des SSSC-Systems zur Leistungsflusssteuerung entsprechend der kombinierten Problemformulierung aus den Gln. (5.49) und (7.24)¹⁵. Die betrachteten Szenarien umfassen neben dem präventiven und kurativem Einsatz entsprechend der Darstellungen in Abschnitt 7.2 zusätzlich eine ausfallspezifische Arbeitspunktänderung durch den SSSC. Damit werden die gleichen Flexibilitäten wie für kurative Maßnahmen unterstellt, wobei zusätzlich auch im (n-0)-Fall eine gezielte Leistungsflusssteuerung zulässig ist. In Ergänzung zur dargestellten Formulierung des Optimierungsproblems wird der Einsatz des SSSC gegenüber den anderen Maßnahmen im präventiven und kurativen Einsatz mit den Faktor 1/1000 schwächer gewichtet, um diesen bevorzugt einzusetzen.

¹⁵ Anhang 11.7 liefert eine Übersicht der angesetzten Parameter sowie der Ergebnisse aller Szenarien.

Bild 8.21 zeigt die Ergebnisse für den jeweils notwendigen Einsatz präventiver und (nach Ausfallvarianten eingeteilter) kurativer Maßnahmen bei gleichzeitigem Einsatz der gezielten Leistungsflusssteuerung über den SSSC zur Engpassvermeidung in den Ausfallvarianten. Die Ergebnisse decken sich in weiten Teilen mit den Darstellungen des vorangegangenen Abschnitts, wobei das grundsätzliche Niveau der notwendigen präventiven und kurativen Maßnahmen durch die Möglichkeiten der Leistungsflusssteuerung in allen untersuchten Szenarien deutlich reduziert werden kann. Im direkten Vergleich liegt der Maßnahmeneinsatz für die Szenarien #5 und #8 mit gezielter Leistungsflusssteuerung um nochmals gut 15 bzw. 13 % unter den jeweiligen Ergebnissen der vergleichbaren Szenarien ohne gezielte Leistungsflusssteuerung. Am deutlichsten ist der Unterschied jedoch bei Betrachtung des präventiven Szenarios #4, in dem die Reduktion bei über 33 % liegt. Der Vergleich der Simulationen mit und ohne die gezielte und szenarioabhängige Leistungsflusssteuerung demonstriert deren Potential zur Reduktion des notwendigen präventiven und kurativen Maßnahmeneinsatzes im Rahmen des Engpassmanagements.

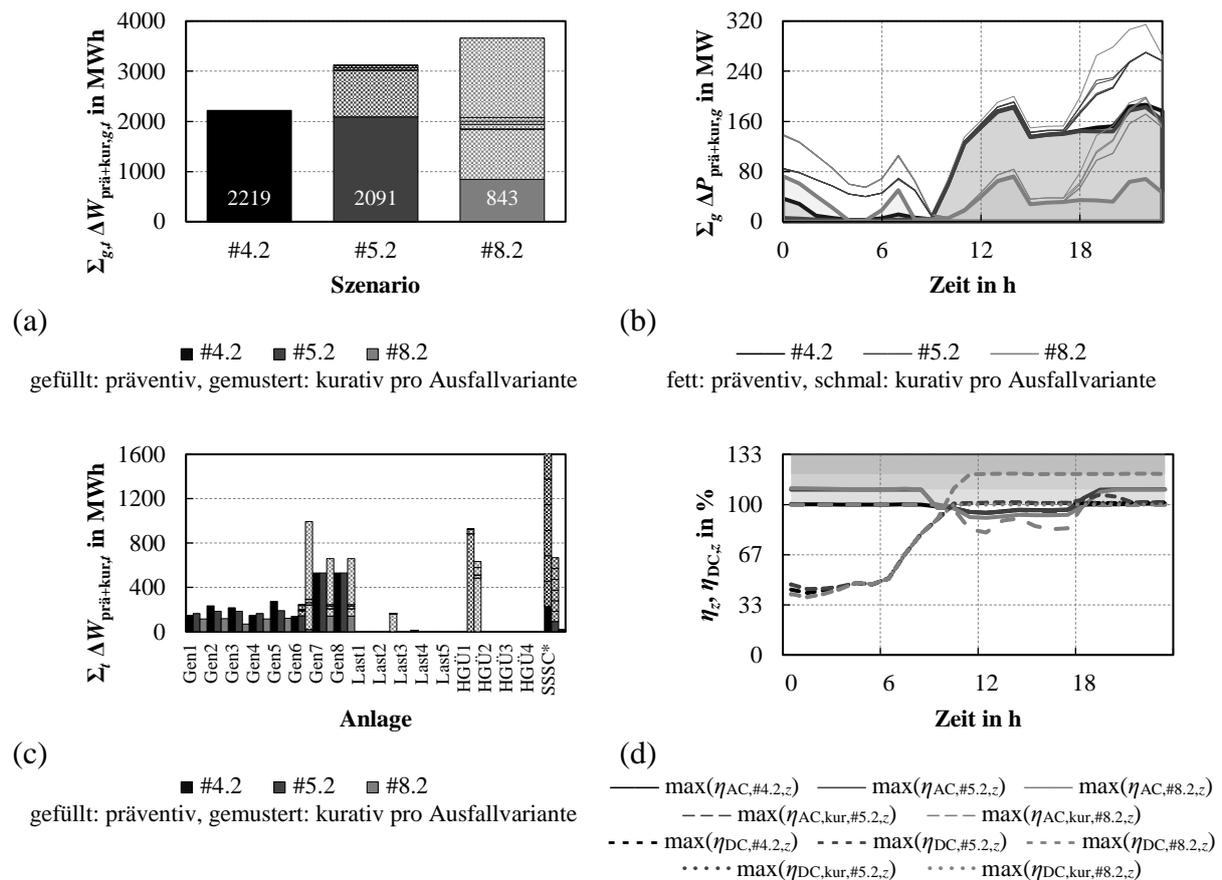


Bild 8.21 Vergleich der Ergebnisse des präventiven Szenarios #4.2 mit den in den kurativen Szenarien #5.2 und #8.2 (jeweils mit gezielter Leistungsflusssteuerung) resultierenden präventiven und kurativen Maßnahmen zur Engpassvermeidung (summarisch/auf Anlagenbasis (a,c), im Zeitverlauf (b)) sowie Leitungsauslastungen (d).

8.3.3 Ergebnisübersicht und -diskussion

Die Simulationsergebnisse der vorangegangenen Abschnitte geben eine Übersicht bzgl. möglicher Anwendungen des entwickelten Optimierungswerkzeugs im Rahmen des operativen Engpassmanagements. Neben der Abbildung unterschiedlicher Freiheitsgrade zur Vermeidung von Engpässen wird auch eine Umsetzungsvariante zur optimalen Ermittlung präventiver und kurativer Maßnahmen demonstriert. Darüber hinaus lassen sich Maßnahmen und Betriebsmittel zur Leistungsflusssteuerung in die Betrachtung einbeziehen, die auf die Modellierungen aus den Kapiteln 5 bis 7 aufbauen.

Die vorliegenden Simulationen demonstrieren den optimierten Einsatz von Maßnahmen zur Leistungsflusssteuerung durch Erzeugungsanlagen (in Form von Änderungen im Arbeitspunkt von Erzeugungsanlagen (z. B. im Rahmen des Redispatches)) und gezielter Leistungsflusssteuerung durch dedizierte Betriebsmittel im Rahmen des Engpassmanagements in kombinierten AC/DC-Systemen mit flexiblen HGÜ-Arbeitspunkten. Durch die Nutzung der kurativen Eingriffsmöglichkeit kann der präventive Einsatz in den Szenarien #5.1 und #8.1 gegenüber dem hier als Referenz genutzten Szenario #4.1 deutlich reduziert werden. Mit steigender Anzahl an zur Verfügung gestellten kurativen Flexibilitäten steigt gleichermaßen deren Einsatz und führt zu einer entsprechenden Reduktion des notwendigen präventiven Maßnahmeneinsatzes. Weiterhin werden kurative Maßnahmen auch bei gleichzeitigem Einsatz der gezielten Leistungsflusssteuerung (im Szenario #8.2) vorzugsweise gegenüber präventiven Maßnahmen angewandt. Insgesamt reduziert sich jedoch die Menge der präventiven und kurativen Maßnahmen durch den gleichzeitigen Einsatz der gezielten Leistungsflusssteuerung durch den SSSC gegenüber den Szenarien ohne zusätzliche gezielte Leistungsflusssteuerung. Im direkten Vergleich der Szenarien #4.1 (keine kurative Maßnahmen, keine Leistungsflusssteuerung) und #8.2 (kurative Maßnahmen und Leistungsflusssteuerung) ergibt sich eine Reduktion im Bereich von 75 %. Die im Rahmen der Simulation ermittelten Werte zeigen qualitativ die beabsichtigte Wirkung der kurativen Maßnahmen sowie des kurativen Grenzwertkonzeptes in Verbindung mit einer gezielten Leistungsflusssteuerung, erlauben jedoch zunächst keine Rückschlüsse auf die quantitative Wirksamkeit in beliebigen Systemen.

In gleicher Weise wie präventive durch kurative Maßnahmen ersetzt werden können, kann durch den Einsatz von kurativen Maßnahmen und gezielter Leistungsflusssteuerung die Übertragungsfähigkeit des Netzes im (n-0)-Fall gesteigert werden. Hierdurch wird der eigentlichen Übertragungsaufgabe bestmöglich entsprochen. Da der (n-0)-Fall die präventiven Maßnahmen zur Sicherstellung der (n-1)-Sicherheit enthält, kann ein Vergleich der mittleren Auslastungen ein Indiz für die nach der Ausfallvariantenrechnung resultierende Übertragungsfähigkeit des Netzes geben. Zusammenfassend dazu zeigt **Bild 8.22** (a) als Extrakt aus **Bild 8.20** (a) und **Bild 8.21** (a) vergleichend die über den betrachteten Zeitbereich auftretenden präventiven Maßnahmen sowie **Bild 8.22** (b) die Entwicklung der mittleren Leitungsauslastungen für das

AC-System im (n-0)-Fall. Diese Möglichkeit der Höherauslastung ist stark abhängig von der Leistungsflusssituation sowie verfügbaren Flexibilitäten zu dessen Steuerung. Beispielsweise erhöhen sich die mittleren Leitungsauslastungen durch den kurativen Maßnahmeneinsatz in den ersten Zeitschritten nicht und eine entsprechende Wirkung stellt sich erst ab Zeitschritt zehn ein. Die gezielte Leistungsflusssteuerung zeigt im vorliegenden Beispiel in diesen Zeiten bereits große Wirkung. Der Vergleich der Simulationen verdeutlicht die Wirkung der kurativen Maßnahmen, die nur bei tatsächlichem Eintritt einer vordefinierten Ausfallvariante wirken, erlauben demgegenüber eine höhere Übertragungsfähigkeit im (n-0)-Fall, da sie in diesem nicht wirksam sind. Auch hinsichtlich der Erhöhung der Übertragungsfähigkeit kann durch die Simulation die grundsätzliche Wirksamkeit nachgewiesen werden, wobei die Randbedingungen und Netzgröße keine Rückschlüsse auf die quantitative Wirkung in realen Systemen erlaubt.

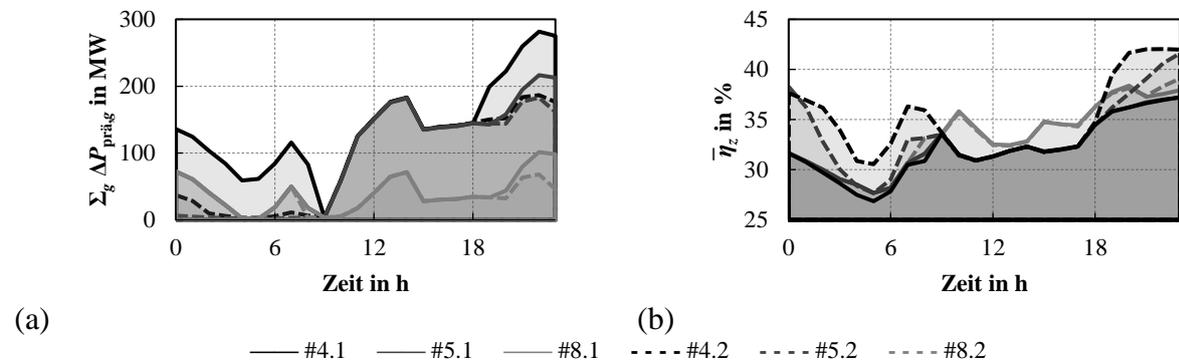


Bild 8.22 Vergleich der notwendigen präventiven und kurativen Maßnahmen zur Engpassvermeidung sowie der mittleren Leitungsauslastung (AC) im (n-0)-Fall im Vergleich der Szenarien.

In Kombination erlaubt (in Abhängigkeit zahlreicher weiterer hier nicht berücksichtigter Randbedingungen, vgl. Abschnitte 3.3 und 7.2.2) der Einsatz kurativer Maßnahmen in Verbindung mit einer gezielten Leistungsflusssteuerung eine möglichst hohe Übertragungsfähigkeit in Verbindung mit minimalem präventivem Maßnahmeneinsatz bei gleichzeitiger Vermeidung von Engpässen. Gleichmaßen sind bei der Formulierung des Optimierungsproblems ungewünschte Effekte, wie z. B. eine betrieblich unvorteilhafte Leistungsflussaufteilung oder entstehende Ringflüsse zu vermeiden, weshalb entsprechende Formulierungen zu deren Vermeidung Bestandteil der Zielfunktion sein sollten¹⁶.

In Bezug auf die vorgestellten Modellierungsansätze und die grundsätzliche Formulierung des Optimierungsproblems als NLP sollten in weiteren Betrachtungen darüber hinaus einzelne Modellierungsaspekte wie z. B. die Integration von Slack-Variablen oder die lineare Berücksichtigung der RD-Leistungen durch präventive und kurative Maßnahmen in der Zielfunktion

¹⁶ Im vorliegenden Fall wurde dies durch die schwach gewichtete Berücksichtigung von Netzverlusten in den Zielfunktionen realisiert (vgl. Anhang 11.7)

sowie die Skalierbarkeit wesentliche Fragestellungen sein. Eine Indikation hierzu liefert ein viertes Anwendungsbeispiel, in dem die in Abschnitt 7 eingeführten unterschiedlichen Modellierungsansätze für Redispatch-Probleme auf einen Datensatz in Anlehnung an das deutsche Übertragungsnetz angewendet werden.

8.4 Optimierter Einsatz marktbezogener Maßnahmen im Übertragungsnetz

Das vorliegende Anwendungsbeispiel stellt eine Implementierung der in den Abschnitten 3.2.3 bzw. 4.4.2 eingeführten marktbezogenen Maßnahmen des Engpassmanagements dar. Nach Darstellung exemplarischer Ergebnisse für Umsetzungen des mengen- und kosteneffizienten Redispatch-Einsatzes sowie der in Abschnitt 7.1.1 vorgeschlagenen normierten Betrachtung erfolgt ein Vergleich hinsichtlich der gewählten Formulierung des Optimierungsproblems.

8.4.1 Testsystem und Leistungsflussszenario

Für die vorliegende Fallstudie wird ein an das deutsche Übertragungsnetz angelehnter Netzdatensatz auf Basis der Arbeiten aus [193, 194] verwendet. Der für den Anwendungsfall angepasste und um Ausbaumaßnahmen aktualisierte Datensatz umfasst 513 Knoten und 654 HöS-Leitungen sowie Annahmen über eine an die Arbeiten aus [193, 194] angelehnte Lastverteilung an den Netzknoten für einen exemplarischen Zeitpunkt. Darüber hinaus wurden die Kraftwerke der Kraftwerkliste der BNetzA [54] mit Datenstand August 2016 den jeweiligen Knoten des Datensatzes zugeordnet und in das Netzmodell integriert. **Bild 8.23** zeigt eine Darstellung des verwendeten Netzdatensatzes, worin in (a) die Netztopologie und in (b) und (c) die für das Anwendungsbeispiel betrachtete Erzeugungs- und Verbrauchsverteilung dargestellt ist.

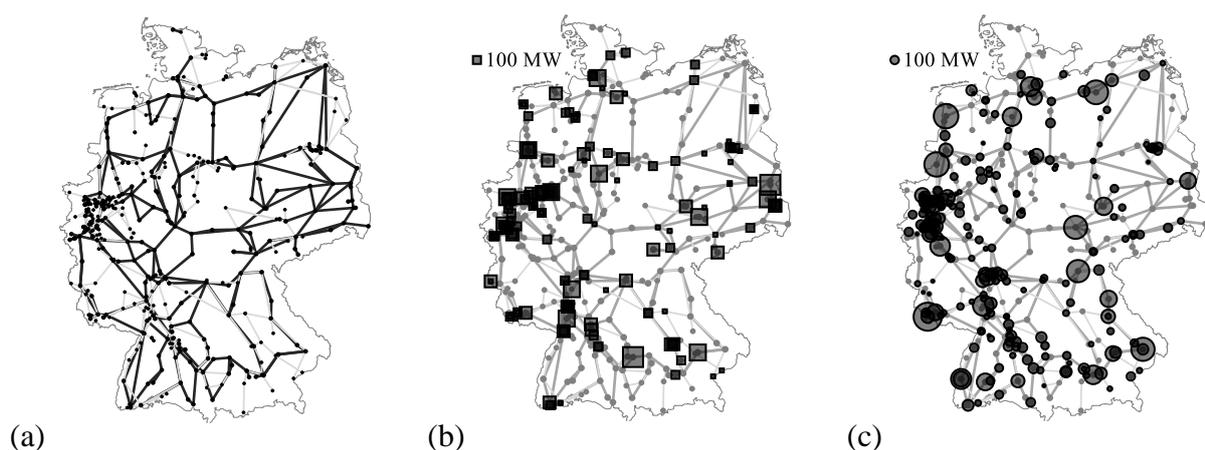


Bild 8.23 Darstellung des verwendeten Netzdatensatzes (a) sowie der Erzeugungs- (b) und Verbrauchsverteilung (c) (vgl. [41, 195]).

Bild 8.24 zeigt die aus diesen Annahmen resultierende fiktive Leistungsfluss-Situation in Form der sich ergebenden Leitungsauslastungen. Die Leistungsfluss-Situation stellt insbesondere

einen typischen Engpass auf der Leitung Remptendorf-Redwitz im thüringisch-bayrischen Grenzgebiet fest, der die Maßnahmen des Engpassmanagements vor Fertigstellung entsprechender Ausbaumaßnahmen wesentlich prägte (vgl. z. B. die Berichte der BNetzA zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen für die Jahre 2017 und 2018 [100, 196]).

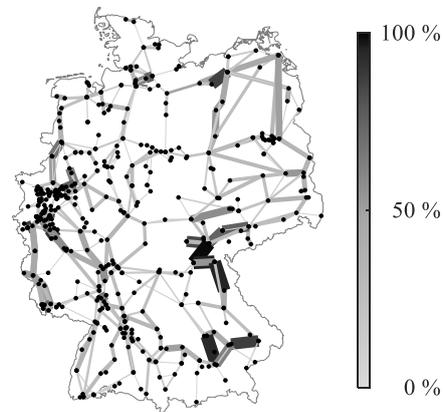


Bild 8.24 Beispielhaft resultierende Leistungsfluss-Situation auf Basis der Annahmen in **Bild 8.23** (vgl. [41, 195]).

8.4.2 Umsetzungs- und Anwendungsbeispiele

Die eingeführten Realisierungen des mengen- und kosteneffizienten Redispatch sowie der normierten Ausführungsform (vgl. Abschnitt 7.1.1) werden im Anwendungsbeispiel auf die beschriebene engpassbehaftete Leistungsfluss-Situation angewendet. Neben den netzseitigen Nebenbedingungen hinsichtlich der maximalen Auslastung und des zulässigen Spannungsbandes werden als Stellbereiche für die Generatoren jeweils der komplette Bereich von null bis zur jeweiligen Bemessungsleistung angenommen, wobei die formulierten Nebenbedingungen auch über die Bemessungsleistung hinausgehende Einschränkungen der betrieblichen Freiheitsgrade (z. B. keine Mindestleistung) ermöglichen. Zeitkoppelnde Nebenbedingungen (z. B. zur Nachbildung von An- und Abfahrprozessen oder Speicherfüllständen) werden im Rahmen des vorliegenden Anwendungsbeispiels nicht berücksichtigt. **Bild 8.25** zeigt die Ergebnisse der Redispatch-Ermittlung unter Verwendung der eingeführten Zielfunktionen $f_{RD,tech}$, $f_{RD,eco}$ sowie $f_{RD,norm}$ für die dargestellte Leistungsflusssituation in den Gln. (7.1)–(7.3).

Neben der singulären Berücksichtigung von Erzeugungsanlagen auf Übertragungsnetzebene wurden in einem weiteren Szenario Flexibilitäten unterlagerter Netzebenen einbezogen. Hierfür wurde ein prozentualer Anteil der abgebildeten Lasten als flexibel dahingehend angenommen, dass eine Reduktion unterlagerter Erzeugungsleistung in der resultierenden Last abgebildet wird. Je nach Implementierung kann hierdurch bei nachrangigem Einsatz zu Flexibilitäten auf Übertragungsnetzebene das EinsMan dezentraler Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien (vgl. Abschnitte 3.2.3 und 7.1.2) oder aber eine gleichberechtigte Berücksichtigung

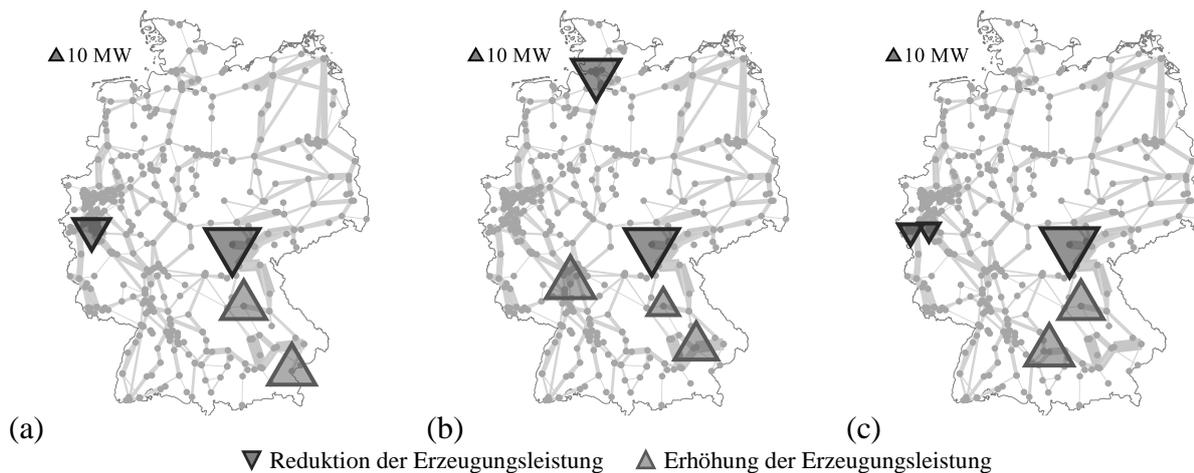


Bild 8.25 Resultierende Verteilung der Erzeugungsreduktion bzw. -erhöhung bei mengeneffizienter (a) und kosteneffizienter (b) sowie normierter Optimierung (c) (vgl. [41, 197]).

erneuerbarer Erzeugungsleistung nach dem Redispatch 2.0 näherungsweise abgebildet werden (vgl. [89]). Die Berücksichtigung dieser Flexibilitäten führt zu einer Anpassung der jeweiligen Erzeugungsleistung konventioneller Kraftwerke und unterlagerter dezentraler Erzeugungsleistung gemäß der Darstellung in **Bild 8.26** (vgl. hierzu auch [195]).

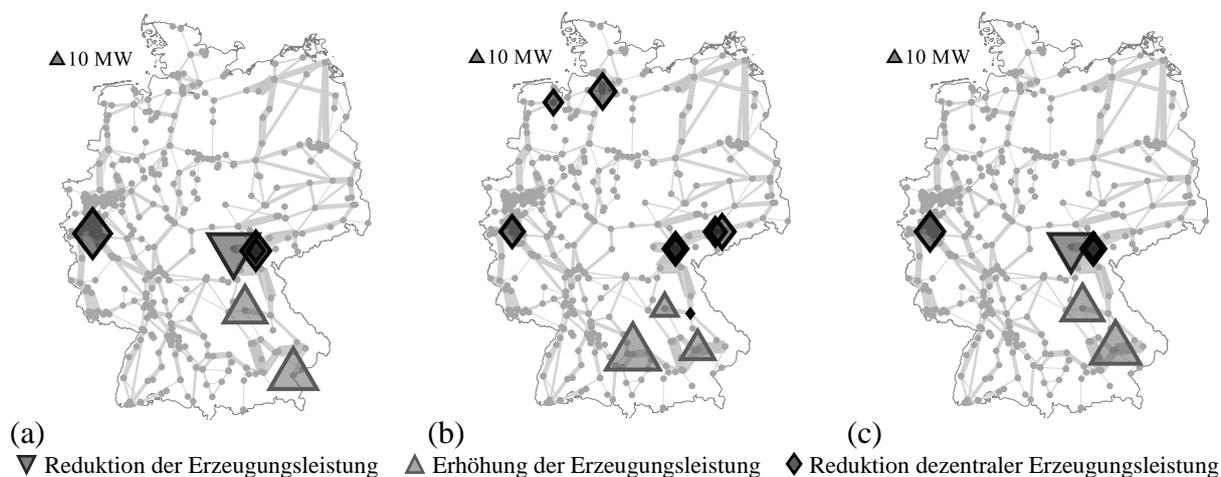


Bild 8.26 Resultierende Verteilung der Erzeugungsreduktion bzw. -erhöhung bei mengeneffizienter (a) und kosteneffizienter (b) sowie normierter Optimierung (c) unter Berücksichtigung dezentraler Erzeugungsleistung (vgl. [195]).

Bild 8.27 zeigt zusammenfassend die resultierenden Redispatch-Leistungen und (fiktiven) Kosten sowie die Anzahl der beteiligten Erzeugungsanlagen für die drei Optimierungsziele in den Ausführungen ohne und mit Berücksichtigung dezentraler Erzeugungsanlagen als Anteil der angenommenen Lastverteilung. Die dargestellten Kosten ergeben sich dabei aus den in **Tabelle 8.4** angenommenen fiktiven Kostenparametern (vgl. [41]). Es zeigt sich, dass bei unterstützendem Einsatz der dezentralen Erzeugungsleistung aus den unterlagerten Netzebenen sowohl die notwendige Redispatch-Leistung als auch die Kosten durch die zusätzlichen

Flexibilitäten reduziert werden können. In der Konsequenz fallen im Vergleich auch Einsatz und Kosten der normierten Optimierung geringer aus. Damit wird der zielführende Einsatz verteilter Flexibilitäten im Engpassmanagement qualitativ bestätigt.

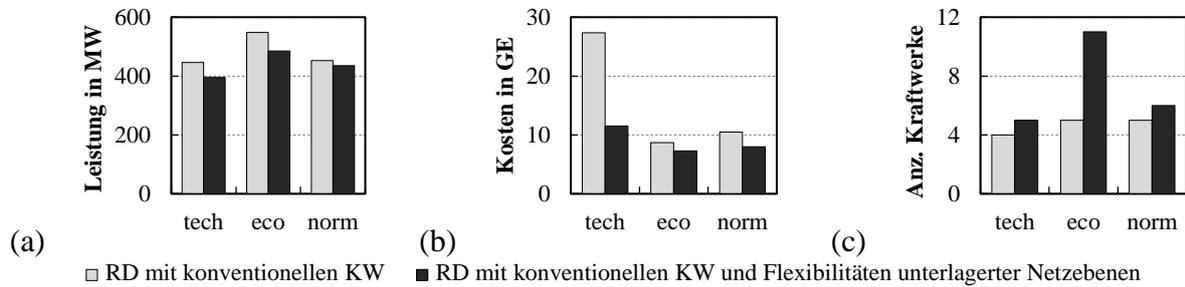


Bild 8.27 Resultierende Redispatch-Leistung (a), (fiktive) Kosten (in Geldeinheiten, GE) (b) sowie Anzahl der am Redispatch beteiligten Kraftwerke (c) bei mengen- und kosteneffizienter sowie normierter optimaler Redispatch-Ermittlung (vgl. [41, 195]).

Tabelle 8.4 Fiktive Kostenparameter zur Evaluation des optimierten Redispatch-Einsatzes (vgl. [41]).

Kraftwerkstyp	fiktive Kosten bei Arbeitspunktänderung
Kohle	25 / MW
Gas	50 / MW
Nuklear	10 / MW
Öl	150 / MW
Pumpspeicher	20 / MW

8.4.3 Vergleich von Implementierungsansätzen und Ergebnisdiskussion

Der folgende Abschnitt zeigt einen Vergleich unterschiedlicher Ausführungsformen des vorangegangenen Anwendungsbeispiels hinsichtlich der Implementierung des Problems in dem verwendeten Optimierungswerkzeug. Neben der bisher dargestellten sensitivitätsbasierten Modellierung wurde eine Umsetzung als optimierter Leistungsfluss mit Flexibilitäten in der Formulierung gemäß Abschnitt 4.3.3 (im Folgenden als AC-RD bezeichnet) sowie eine Umsetzung auf Basis der schnellen, entkoppelten Leistungsflussberechnung (für die Anwendung im RD als DC-RD bezeichnet) realisiert (vgl. Abschnitt 2.2.3 sowie **Bild 2.11**). Ziel der Betrachtung ist die Verifikation sowie ein Ergebnisvergleich der unterschiedlichen Implementierungsansätze.

Bild 8.28 zeigt die Ergebnisse der Implementierung als sensitivitätsbasierter RD (Sens-RD) im Vergleich zu den Implementierungen als DC-RD und AC-RD (vgl. auch die Darstellungen und Beschreibungen in [198]). Die Ergebnisse der Umsetzung als DC-RD sind den Ergebnissen der Umsetzung als Sens-RD sehr ähnlich. Bei der Umsetzung als AC-RD ergeben sich leicht größere Redispatch-Mengen und -Kosten. An dieser Stelle werden die Unterschiede der Implementierungen deutlich. Das tendenziell geringere RD-Volumen bei einer Implementierung als DC-RD ignoriert definitionsgemäß Blindleistungsflüsse und Spannungen im Netz. Dementsprechend tragen diese Einflussfaktoren nicht zu einer möglicherweise höheren

Auslastung des Netzes bei, wodurch das Ergebnis der Redispatch-Optimierung tendenziell geringer ausfällt als bei der Berücksichtigung der Blindleistungsflüsse zumindest vor Redispatch (initial dargestellte Ergebnisse in **Bild 8.25** und **Bild 8.27**). Auf der anderen Seite ergeben sich gegenüber dieser Lösung tendenziell größere notwendige RD-Volumina bei einer vollständigen Berücksichtigung aller Effekte mit Einfluss auf die Leitungsauslastung und Spannungsbeträge der Knoten durch die Implementierung als AC-RD.

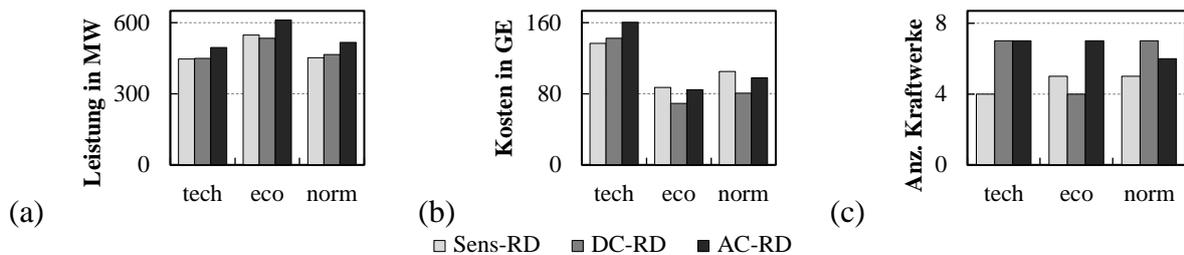


Bild 8.28 Verifikation und Vergleich der RD-Umsetzungen als Sens-RD, DC-RD und AC-RD im Anwendungsbeispiel aus Abschnitt 8.4.2 (vgl. [198]).

Der eingeführte Anwendungsfall hat nicht den Anspruch eine reale Netzsituation abzubilden, er orientiert sich in der Ausgestaltung jedoch an einem realitätsnahen Netzzustand, so dass Größe und Komplexität des resultierenden Optimierungsproblems Rückschlüsse auf die Anwendbarkeit erlauben. Zur Abbildung realer Fragestellungen sind weitergehende Annahmen im Rahmen der Umsetzung zu verfeinern, welche oftmals eine weitere Detaillierung der Datenbasis (z. B. in Form von Mindesterzeugungsleistungen) erfordern. Zahlreiche dieser weiteren grundsätzlichen Einschränkungen sind jedoch in der erfolgten Umsetzung bereits enthalten, hier jedoch nicht explizit ausgeführt bzw. mit entsprechenden Parametern besetzt.

Das vorliegende Anwendungsbeispiel unterstreicht die Vorteile der Ermittlung marktbezogener Maßnahmen des Engpassmanagements auf Basis von Optimierungsproblemen. Daneben wird durch das Simulationsbeispiel die Anwendbarkeit des entwickelten Optimierungswerkzeuges auf realistische Problemstellungen und Größenordnungen dargelegt.

9 Zusammenfassung, Fazit und Ausblick

9.1 Zusammenfassung und Fazit

Durch verbrauchsferne, volatile Erzeugungsleistungen, gestiegene großräumige Leistungsflüsse sowie schleppenden Netzausbau werden in den letzten Jahren hohe Aufwendungen für das Engpassmanagement hervorgerufen. Vor dem Hintergrund dieser Veränderungen in der Übertragungsaufgabe der Übertragungsnetzbetreiber besteht das übergeordnete Ziel der vorliegenden Arbeit in der Erweiterung eines Optimierungswerkzeuges zur Ermittlung von Maßnahmen zur Leistungsflusssteuerung und Engpassvermeidung durch Formulierung als optimaler Leistungsfluss. Zu diesem Zweck werden die Entwicklung und Integration von Modellen auf Betriebsmittel-, System- und Betriebsführungskonzept-Ebene adressiert. Eine Integration von konventionellen und innovativen Betriebsmitteln zur (gezielten) Leistungsflusssteuerung und Spannungshaltung erfolgt durch Modellierung von Kompensationsanlagen und FACTS sowie von HGÜ-Konvertern, Gleichspannungsverbindungen und -netzen. Die zusätzliche Abbildung sowie die Berechnung und Optimierung von kombinierten AC/DC-Systemen unter Nutzung von Flexibilitäten aus den Betriebsmittelmodellen liefert darüber hinausgehende Flexibilitäten auf Systemebene. Die Möglichkeiten zur Abbildung innovativer Systemführungsansätze im (operativen) Engpassmanagement (auf der Ebene von Betriebsführungskonzepten) unter Nutzung der modellierten Betriebsmittel und Systeme erlaubt schließlich die Umsetzung neuer und innovativer Ansätze des Engpassmanagements (z. B. durch die optimierte Ermittlung von kurativen Maßnahmen).

Dazu wird in Kapitel 2 eine grundlegende Übersicht über den Aufbau, die Berechnung sowie die Führung von elektrischen Energieversorgungssystemen gegeben. Auf eine Beschreibung des Aufbaus des elektrischen Energieversorgungssystems folgt eine Darstellung der Modellierung von Betriebsmitteln und Netzen sowie eine Beschreibung der Leistungsflussberechnung. Aufgrund der steigenden Relevanz und Anzahl von leistungselektronischen Komponenten wird darüber hinaus eine Übersicht über diese gegeben. Gleichermäßen stellen diese Systeme vielfach die Freiheitsgrade zur gezielten Steuerung von Leistungsflüssen bereit. Das Kapitel schließt daher mit einer Übersicht über Betriebsmittel und Systeme zur Leistungsflusssteuerung in elektrischen Energieversorgungssystemen.

In Kapitel 3 folgt eine Einführung in das operative Engpassmanagement in der Netz- und Systemführung an. Dazu werden die Aufgaben von Netzbetreibern elektrischer Energieversorgungsnetze und eine Darstellung der Prozesse der Netz- und Systemführung dargelegt. Der

Fokus liegt dabei auf Möglichkeiten der Leistungsflusssteuerung zur Anwendung im Engpassmanagement, dessen regulatorische Rahmenbedingungen und den grundsätzlichen technischen Abhängigkeiten. Abschließend erfolgt eine Einführung in das Konzept des Engpassmanagements durch kurative Maßnahmen.

In Kapitel 4 wird die nichtlineare mathematische Optimierung zur Abbildung von Betriebsmitteln und Maßnahmen im Bereich der Leistungsflusssteuerung und des Engpassmanagements adressiert. Nach einer allgemeinen Einführung in Anwendungsmöglichkeiten von Optimierungsfragestellungen im Kontext der elektrischen Energieversorgung werden wesentliche Merkmale der Modellierung nichtlinearer mathematischer Optimierungsprobleme dargelegt. Darauf aufbauend wird das entwickelte Optimierungswerkzeug sowie die Optimierungsumgebung und die Formulierung von Leistungsfluss und optimiertem Leistungsfluss darin dargestellt. Wesentliche Anpassungen des Werkzeuges und der parallel weiterentwickelten Optimierungsumgebung sind neben den inhaltlichen Erweiterungen insbesondere der modulare Aufbau zur flexiblen Ausgestaltung unterschiedlicher Optimierungsprobleme und -fragestellungen. Im Weiteren werden zwei konkrete Umsetzungsansätze zur Integration und Abbildung von konventionellen Betriebsmitteln, FACTS und HGÜ-Systemen zur Leistungsflusssteuerung und Spannungshaltung eingeführt. Der gewählte Modellierungsansatz einer Umrechnung der Wirkung der jeweiligen Betriebsmittel auf Knotenleistungen erlaubt eine einfache Integration in die knotenbasierte Leistungsflussformulierung und hält die topologischen Eigenschaften inkl. der resultierenden Knotenadmittanzmatrix konstant. Zum Abschluss des Kapitels werden innovative Systemführungsansätze in Form des kombinierten präventiv-kurativen Engpassmanagements dargelegt, wobei die Modellierung hier über einen Szenarienansatz erfolgt, der eine parallele Betrachtung von Leistungsflusssituationen mit verschiedenen Grenzwerten und (präventiven und kurativen) Maßnahmen erlaubt.

Auf dieser Basis beschreiben die Kapitel 5 bis 7 die konkrete Modellierung der Maßnahmen auf Betriebsmittel-, systemischer und konzeptioneller Ebene in dem Optimierungswerkzeug. Die Einteilung erfolgt dabei in die Modellierung von Quer- und Längselementen (Kapitel 5), kombinierten Elementen (Kapitel 6) sowie Maßnahmen und Konzepten (Kapitel 7). In der Modellierung wird ein gleichartiger Ansatz für Quer- und Längselemente bestehend aus konstanter Impedanz und idealer Spannungsquelle gewählt. Hierdurch können konstante Bestandteile (z. B. Kopplungstransformatoren) über Parameter abgebildet werden und der eigentliche flexible Anteil über die als Entscheidungsvariablen eingeführten Spannungsbeträge und -winkel der idealen Spannungsquelle. Um das Ziel einer konstanten Knotenadmittanzmatrix zu erreichen, wird für Längselemente eine Umrechnung der seriell zu einer Leitung installierten Elementen in die Knotenleistung an Leitungsanfang und -ende entwickelt. Dadurch kann ein weiterer Knoten in der Netzbeschreibung zwischen Längselement und sich anschließender Leitung vermieden und die Knotenadmittanzmatrix konstant gehalten werden. Für

die Modellierung von HGÜ-Systemen wird auf den Ansatz zur Modellierung von Querelementen zurückgegriffen, wobei die Leistung der Spannungsquelle als Zwischenkreisleistung interpretiert wird und ebenso wie die Leistung in kombinierten FACTS von einem weiteren Umrichter ausgeglichen werden muss. Für die Gleichspannungsseite und dort vorhandene Leitungsverbindungen bzw. vermaschte Netze wurde eine Beschreibung in Analogie zur Beschreibung des AC-Systems abgeleitet. Hierdurch wird eine grundsätzlich gleichartige Modellierung aller betrachteten Netzbetriebsmittel und Systeme erreicht, wobei die elektrischen Eigenschaften über weitergehende Nebenbedingungen betriebsmittelspezifisch ausgestaltet werden können. Neben der Modellierung von FACTS, PST und HGÜ-Systemen wird ebenso die Modellierung von indirekten Maßnahmen zur Leistungsflusssteuerung in Form von Redispatch von Kraftwerken und Einspeisemanagement von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien beschrieben. Hierbei wird auch ein Ansatz zur normierten Berücksichtigung von Kosten und technisch optimalem Redispatch dargelegt. Abschließend erfolgt eine Darstellung der systemischen Modellierung des Konzepts der präventiven und kurativen Maßnahmen unter Verwendung der eingeführten Betriebsmittel und Systeme als Flexibilitäten.

Die Anwendungsbeispiele in Kapitel 8 zeigen abschließend die Anwendbarkeit von Optimierungswerkzeug, den dargestellten Modellierungsansätzen und ihren jeweiligen Umsetzungen. Im Rahmen der Simulationen zur Leistungsflusssteuerung und des optimierten Betriebs von kombinierten AC/DC-Systemen werden zunächst Validierungen der Modellierung auf Leistungsfluss-Ebene dargelegt, bevor der exemplarische Einsatz im Rahmen von lokalen (Sollwert-) und systemischen Optimierungen zur Leistungsflusssteuerung gezeigt wird. Hierbei wird in den ausgewählten Szenarien deutlich, dass systemische Optimierungen unter Berücksichtigung des gesamten Systemzustandes i. d. R. deutliche Vorteile gegenüber lokalen Sollwert-Optimierungen haben. Die Beispiele deuten darüber hinaus die Möglichkeiten und Vorteile von Betriebsmitteln zur gezielten Leistungsflusssteuerung bzw. zur Wahl flexibler Wirk- und Blindleistungswerte an. Das sich anschließende Beispiel zur Anwendung im operativen Engpassmanagement greift die dargestellten Modellierungen wie auch die betrachteten Netzmodelle der ersten beiden Anwendungsbeispiele auf und kombiniert diese in einer Anwendung, die an das operative Engpassmanagement mit innovativem Maßnahmeneinsatz angelehnt ist. In diesem Beispiel werden die Wirkung präventiver Maßnahmen zur Engpassvermeidung, die Wirkung von kurativen Maßnahmen zur Reduktion des notwendigen präventiven Einsatzes sowie die übergeordnete Wirkung der zusätzlichen Möglichkeit zur gezielten Leistungsflusssteuerung dargelegt und erläutert. Hierbei werden Netzsicherheitsanforderungen durch die Berücksichtigung von Ausfallvarianten in der Optimierung berücksichtigt. Im ersten Schritt werden Maßnahmen zur Vermeidung von Engpässen allein durch präventive Maßnahmen ermittelt, wobei der Vergleich unterschiedlicher Ausfall- und Flexibilitätsvarianten zeigt, dass diese gerade in kombinierten AC/DC-Systemen nicht isoliert voneinander betrachtet werden können, sondern gemeinsam ermittelt werden müssen. Im zweiten Schritt wird das Potential

zur Reduktion präventiver Maßnahmen durch den kurativen Maßnahmeneinsatz demonstriert, wobei eine steigende Anzahl an kurativen Flexibilitäten tendenziell eine stärkere Reduktion präventiver Maßnahmen bewirken kann. Durch die ausfallvariantenspezifische Ermittlung sowie ggf. geringere Sensitivitäten kurativer Maßnahmen auf Engpässe bei gleichzeitiger geringer Gewichtung in der Zielfunktion können die insgesamt eingesetzten Leistungen den alleinigen präventiven Maßnahmeneinsatz auch übersteigen. Vor dem Hintergrund des seltenen Einsatzes kurativer Maßnahmen erscheint dies jedoch gerechtfertigt. Die zusätzlich Nutzung von Flexibilitäten zur gezielten Leistungsflusssteuerung kann den präventiven und kurativen Einsatz in nahezu allen betrachteten Szenarien (teilweise deutlich) senken. In einzelnen Situationen kann es bei Vernachlässigung von Zielfunktionsbestandteilen, die z. B. einen verlustminimalen Betriebspunkt fördern, zu ungewünschten Effekten im Rahmen der Leistungsflusssteuerung kommen, weshalb Zielfunktion und Gewichtung einzelner Zielfunktionsbestandteile sorgfältig abzuwägen und in Abhängigkeit der Netzsituatuion anzupassen sind. Zum Abschluss zeigt ein weiteres Anwendungsbeispiel die Anwendbarkeit verschiedener Modellierungsansätze des Leistungsflusses und des Engpassmanagements mit Redispatch und Einspeisemanagement innerhalb des Optimierungswerkzeuges an einem Beispiel in der Größe des deutschen Übertragungsnetzes.

Die vorliegende Arbeit konnte damit die in der Zielstellung formulierten Ziele erreichen. Die Funktionalitäten des Werkzeugs aus [26] wurden um FACTS zur gezielten Leistungsflusssteuerung und Spannungshaltung sowie die kombinierte Abbildung von AC/DC-Systemen erweitert. Dazu wurde ein einheitlicher Modellierungsansatz zur Nachbildung von FACTS und HGÜ-Konvertern entwickelt. Das detaillierte Modellierungskonzept zur vollständigen Abbildung von kombinierten AC/DC-Systemen bildet alle wesentlichen elektrischen Parameter des Systems ab und stellt damit eine wesentliche Erweiterung gegenüber vereinfachten Modellierungsansätzen dar. Unter Anwendung der Modellierung von Betriebsmitteln und Systemen zur Leistungsflusssteuerung wurde die Modellierung eines innovativen Betriebsführungskonzepts dargelegt, das eine Ermittlung des präventiven und kurativen Maßnahmeneinsatzes im Engpassmanagement und damit einhergehend eine Höherauslastung bestehender Infrastrukturen ermöglicht. Die Nutzung der in der Modellierung vorgesehenen Szenariobeschreibung zur Umsetzung verschiedener Ausfallvarianten sowie der Abbildung eines präventiven und eines kurativen Leistungsflussergebnisses erlaubt auf der einen Seite eine kompakte und übersichtliche Beschreibung des Problems, kann auf der anderen Seite aufgrund der multiplikativen Eigenschaften auf die Problemgröße vor dem Hintergrund der nichtlinearen mathematischen Optimierung in sehr großen Systemen jedoch ggf. problematisch sein, weshalb hier weitergehende Ansätze in Folgearbeiten Betrachtung finden sollten.

9.2 Ausblick

In Ergänzung zu den dargelegten Weiterentwicklungen ergeben sich Anknüpfungspunkte hinsichtlich der erweiterten Modellierung und Integration einzelner Betriebsmittel und Systeme auf der einen und hinsichtlich weiterer Anwendungsgebiete des Optimierungswerkzeuges auf der anderen Seite. Die nachfolgenden Punkte geben eine erste Übersicht über konkrete Themenfelder (z. B. um neue Anwendungsgebiete zur erschließen). Hinsichtlich der Weiterentwicklung von Betriebsmittel- und Systemmodellen ergeben sich u. a. die folgenden Anknüpfungspunkte:

- Detaillierung der Modellierungsansätze von FACTS und HGÜ-Systemen, die eine Berücksichtigung der spannungs- und stromabhängigen Umrichterverluste erlauben. Erste Ansätze dazu wurden bereits erarbeitet und z. B. in [177, 199] dargelegt.
- Detaillierung von Zeitschritt-übergreifenden Optimierungen hinsichtlich der zulässigen Arbeitspunktänderung (z. B. in Form einer maximalen Arbeitspunktänderung oder Rampengeschwindigkeit) – ggf. auch realisierbar über variable/zeitpunktscharfe Minimal- und Maximalwerte in Abhängigkeit der Arbeitspunkte aus vorangegangenen Zeitschritten.
- Erweiterung und Detaillierung der Ermittlung des Kraftwerks-Redispatch hinsichtlich Erzeugungsanlagen mit technischen Einschränkungen wie z. B. Pumpspeicher. Hierzu ergibt sich der Bedarf der Zeitschritt-übergreifenden Betrachtung zur Abbildung von Füllständen und zur Abbildung von langfristigen Füllstandsverläufen bzw. der Vermeidung einer singulären Nutzung von Flexibilitäten mit negativem Einfluss auf Zeitschritt-übergreifende Zusammenhänge bzw. den langfristig optimalen Einsatz. Erste Ansätze hierzu wurden bereits im Rahmen einer betreuten Abschlussarbeit entwickelt [200].
- Erweiterung der Modellierung auf Netzebenen-übergreifende innovative und kurative Systemführungsansätze, die im Zusammenspiel zweier oder mehrerer Einzelsystem-Optimierungen arbeiten (vgl. z. B. die koordinierte Blindleistungsoptimierung in [201]).
- Abbildung von topologischen Maßnahmen (vgl. Abschnitt 4.4.1).
- Mathematisch effiziente Darstellung von Ausfallvarianten und Szenarien, z. B. über Dekompositionsansätze zur Reduktion der Problemgröße bei einer großen Anzahl an Ausfallvarianten oder zur betrachtenden (ggf. kurativen) Szenarien.

In der Anwendung für reale Systeme ergeben sich weitere zahlreiche Abhängigkeiten, die nicht im Rahmen der vorliegenden Modellierungen und Anwendungsbeispiele betrachtet wurden. Hierzu zählen u. a. Fragen bzgl.

- des Maßes der (in Abhängigkeit der Vorbelastung und äußerer Randbedingungen wie Windgeschwindigkeit und Temperatur) zulässigen Höherauslastung im Rahmen eines kurativen Grenzwertkonzepts (vgl. Abschnitt 3.3),
- betrieblicher Einschränkungen auf Seiten der Erzeugungsanlagen (Mindesterzeugungsleistungen, Einschränkungen aufgrund des Primärenergieangebots (insb. bei Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien), Reaktions- und Änderungsgeschwindigkeiten der

Anlagen, leittechnische Anbindung und Erreichbarkeit, Zeitschritt-übergreifender Optimierungsbedarf, ...),

- der Wahl von Zielfunktionsbestandteilen, deren Gewichtung sowie die angemessene Berücksichtigung von entstehenden Kosten zur systemoptimalen (unter wirtschaftlichen aber auch technischen Gesichtspunkten) Nutzung der zur Verfügung stehenden Flexibilitäten,
- der zulässigen Komplexität der Entscheidungen in Bezug auf Nachvollziehbarkeit und Umsetzbarkeit, z. B. durch den Systemführer,
- der regulatorischen Randbedingungen im Engpassmanagement (vgl. Abschnitt 3.1.3) sowie
- der Redundanz sowie der Ablösemaßnahmen für kurative Systeme in innovativen Systemführungskonzepten.

Neben diesen konkreten Anknüpfungspunkten, die einzelne Modellierungsaspekte aufgreifen und eine Weiterentwicklung vorhandener Anwendungsgebiete adressieren, ergeben sich weitergehende Fragestellungen, die eine grundlegende Erweiterung der Anwendungsgebiete darstellen. Diese grundlegenden methodischen Weiterentwicklungen umfassen z. B.

- die Auswahl (optimal) geeigneter Betriebsmittel sowie deren Positionierung im Netz¹⁷,
- die Integration von Betriebsführungsaspekten (z. B. Einsatz von HGÜ-Systemen, Redispatch, innovativer Systemführung) in netzplanerische Fragestellungen wie der Netzausbauplanung oder auch
- die Berücksichtigung von Stabilitätsaspekten und -kennzahlen in der Optimierung bzw. die dynamische Stabilitätsverbesserung als Optimierungsaufgabe.

Insbesondere der letztgenannte Punkt erscheint aus betrieblicher Sicht vor dem Hintergrund der angestrebten Höherauslastung bestehender Infrastrukturen an Relevanz zu gewinnen, da die Höherauslastung neben stationären Grenzwerten auch zu einer Verringerung der dynamischen Stabilitätsreserven in künftigen elektrischen Energieversorgungssystemen führt.

Unabhängig der im Rahmen der vorliegenden Arbeit vorgestellten Modelle und Anwendungen bzw. der im Ausblick genannten weiteren Forschungsansätze erfordert der vermehrte Einsatz von flexiblen Systemkomponenten (FACTS, HGÜ, Netzbooster usw.), der steigende Grad an Digitalisierung (und damit weiteren Steuerungs- und Einflussmöglichkeiten), sowie die Notwendigkeit der möglichst optimalen Nutzung bestehender Infrastrukturen den erweiterten und verstärkten Einsatz von HEO-Funktionalitäten. Gleichmaßen führt dies zu einem gestiegenen Forschungs- und Entwicklungsbedarf entsprechender Systeme und Funktionalitäten zur Anwendung in Realsystemen, zu dem die vorliegende Arbeit versucht einen Beitrag zu liefern.

¹⁷ Der gewählte Modellierungsansatz für Quer- und Längselemente berücksichtigt in der Umsetzung bereits diese Fragestellung und erlaubt in Teilen bereits eine flexible Berücksichtigung einer oder einer Vielzahl von Netzknoten als Einsatzort.

10 Literaturverzeichnis

- [1] *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung: Energiewirtschaftsgesetz, EnWG*. [Online]. Verfügbar unter: http://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/index.html
- [2] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Zahlen und Fakten: Energiedaten“. Nationale und Internationale Entwicklung, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html>. Zugriff am: 23. Mai 2021.
- [3] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, „Monitoring des Stromnetzausbaus“. Drittes Quartal 2019, Bonn, 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Monitoringberichte/Monitoring_2020-Q3.pdf. Zugriff am: 31. März 2021.
- [4] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt, „Bericht: Monitoringbericht 2011“. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 4 EnWG i.V.m. § 35 EnWG, Bonn, 2011. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2011/MonitoringBericht2011.pdf>. Zugriff am: 15. Oktober 2019.
- [5] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt, „Bericht: Monitoringbericht 2012“. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i.V.m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i.V.m. § 53 Abs. 3 GWB. 3. Auflage, Stand: 05.02.2013, Bonn, 2013. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2012/MonitoringBericht2012.pdf>. Zugriff am: 15. Oktober 2019.
- [6] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt, „Monitoringbericht 2013“. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB, Stand: Juni 2014, Bonn, 2013. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2013/131217_Monitoringbericht2013.pdf. Zugriff am: 15. Oktober 2019.
- [7] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt, „Bericht: Monitoringbericht 2014“. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB, Stand: 14. November 2014, Bonn, 2014. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht_2014_BF.pdf. Zugriff am: 15. Oktober 2019.
- [8] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt, „Bericht: Monitoringbericht 2015“. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB, Stand: 10. November 2015, Bonn, 2015. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Monitoringbericht_2015_BA.pdf. Zugriff am: 12. Oktober 2019.

- [9] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt, „Bericht: Monitoringbericht 2016“. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB, Stand: 30. November 2016, Bonn, 2016. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2016/Monitoringbericht_2016.pdf. Zugriff am: 12. Oktober 2019.
- [10] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt, „Bericht: Monitoringbericht 2017“. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB, Stand: 13. Dezember 2017, Bonn, 2017. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2017/Monitoringbericht_2017.pdf. Zugriff am: 12. Oktober 2019.
- [11] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt, „Bericht: Monitoringbericht 2018“. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB, Stand 29. Mai 2019, Bonn, 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2018/Monitoringbericht_Energie2018.pdf. Zugriff am: 10. Oktober 2019.
- [12] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt, „Bericht: Monitoringbericht 2019“. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB, Stand: 13. Januar 2020, Bonn, 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2019/Monitoringbericht_Energie2019.pdf. Zugriff am: 13. April 2020.
- [13] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt, „Bericht: Monitoringbericht 2020“. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB, Stand: 1. März 2021, Bonn, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Monitoringbericht_Energie2020.pdf. Zugriff am: 23. Mai 2021.
- [14] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, *Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit: Gesamtes Jahr 2020*. Bericht. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Quartalszahlen_Q4_2020.pdf (Zugriff am: 22. Mai 2021).
- [15] A. Hoffrichter, K. Kollenda, M. Schneider und R. Puffer, „Simulation of Curative Congestion Management in Large-Scale Transmission Grids“ in *2019 54th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, doi: 10.1109/UPEC.2019.8893627.
- [16] S. Schlegel *et al.*, „Curative actions in the power system operation to 2030“, *ETG Journal*, Nr. 02, S. 34–37, 2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.vde.com/www8/servlet/resource/blob/1876226/e11898cda5fca7a1acef1e442955537c/etg-journal-2-2019-download-data.pdf>
- [17] C. Rehtanz und U. Häger, „Leistungsfluss geregelte Netze mit FACTS-Elementen und selbstgeführten HGÜ“, *Internationaler ETG-Kongress 2007, Fachtagung 4 – Schaltanlagen und Netze*, 2007. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.vde-verlag.de/proceedings-de/433063085.html>

-
- [18] TenneT TSO GmbH, *Innovationen in der Systemführung bis 2030: Höhere Netzauslastung durch innovative Systemführung*. [Online]. Verfügbar unter: www.innosys2030.de (Zugriff am: 28. März 2020).
- [19] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Hg., „Bedarfsermittlung 2019-2030: Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom“. Bestätigung des Netzentwicklungsplanes Strom für das Zieljahr 2030, Bonn, 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP2019-2030_Bestaetigung.pdf. Zugriff am: 6. März 2020.
- [20] N. G. Hingorani, „High Power Electronics and flexible AC Transmission System“, *IEEE Power Eng. Rev.*, Jg. 8, Nr. 7, S. 3–4, 1988, doi: 10.1109/MPER.1988.590799.
- [21] N. G. Hingorani und L. Gyugyi, *Understanding FACTS: Concepts and technology of flexible AC transmission systems*. Piscataway, NJ, New York: IEEE Press; Wiley-Interscience, 2000. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.loc.gov/catdir/bios/wiley043/99029340.html>
- [22] Amprion GmbH, *Ultranet*. [Online]. Verfügbar unter: <https://ultranet.amprion.net/> (Zugriff am: 20. März 2020).
- [23] P. Härtel, D. Mende, P. Hahn, A. Bley und K. Rohrig, „North Seas Offshore Network (NSON): Challenges and its way forward“, *J. Phys.: Conf. Ser.*, Nr. 1104, 2018, Art. no. 012004, doi: 10.1088/1742-6596/1104/1/012004.
- [24] P. Härtel *et al.*, „North Seas Offshore Network (NSON): Machbarkeit und Implikationen verschiedener Offshore-Netzkonzepte in der Nordseeregion. Schlussbericht des Verbundprojekts“, Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE, Kassel, 2018. [Online]. Verfügbar unter: <http://publica.fraunhofer.de/documents/N-515115.html>. Zugriff am: 13. November 2019.
- [25] D. Mende *et al.*, „NSON II: Next Steps in Economical Connection and International Integration of Offshore Wind Energy in the North Seas“, *19th Wind Integration Workshop*, 2020.
- [26] D. S. Stock, *Entwicklung eines flexiblen Optimierungswerkzeuges zur nichtlinearen mathematischen Mehrzieloptimierung in der Netzführung und Netzplanung*. Zugl.: Hannover, Univ., Diss., 2019. Stuttgart: Fraunhofer Verlag, 2020.
- [27] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sanchez und R. J. Thomas, „MATPOWER: Steady-State Operations, Planning, and Analysis Tools for Power Systems Research and Education“, *IEEE Trans. Power Syst.*, Jg. 26, Nr. 1, S. 12–19, 2011, doi: 10.1109/TPWRS.2010.2051168.
- [28] J. Beerten und R. Belmans, „Development of an open source power flow software for high voltage direct current grids and hybrid AC/DC systems: MATACDC“, *IET Generation, Transmission & Distribution*, Jg. 9, Nr. 10, S. 966–974, 2015, doi: 10.1049/iet-gtd.2014.0545.
- [29] J. Beerten und R. Belmans, „MatACDC - an open source software tool for steady-state analysis and operation of HVDC grids“ in *11th IET International Conference on AC and DC Power Transmission*, Birmingham, UK, 2015, 088 (9 .)-088 (9 .), doi: 10.1049/cp.2015.0061.
- [30] F. Milano, „An Open Source Power System Analysis Toolbox“, *IEEE Trans. Power Syst.*, Jg. 20, Nr. 3, S. 1199–1206, 2005, doi: 10.1109/TPWRS.2005.851911.
- [31] F. Milano, *Power System Analysis Toolbox: Documentation for PSAT version 2.1.11*. Independently published, 2020.
-

- [32] R. Lincoln, *PYPOWER 5.1.5: Port of MATPOWER to Python*. [Online]. Verfügbar unter: <https://github.com/rwl/PYPOWER> (Zugriff am: 27. Dezember 2020).
- [33] R. Irnawan, *PyACDC: A sequential AC/DC power flow solver. It is a port of MatACDC to the Python programming language*. [Online]. Verfügbar unter: <https://github.com/coek34/PyACDCPF> (Zugriff am: 27. Dezember 2020).
- [34] L. Thurner *et al.*, „Pandapower—An Open-Source Python Tool for Convenient Modeling, Analysis, and Optimization of Electric Power Systems“, *IEEE Trans. Power Syst.*, Jg. 33, Nr. 6, S. 6510–6521, 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2829021.
- [35] T. Brown, J. Hörsch und D. Schlachtberger, „PyPSA: Python for Power System Analysis“, *Journal of Open Research Software*, Jg. 6, 2018, Art. no. 4, doi: 10.5334/jors.188.
- [36] M. Hotz und W. Utschick, „A Hybrid Transmission Grid Architecture Enabling Efficient Optimal Power Flow“, *IEEE Transactions on Power Systems*, Jg. 31, Nr. 6, S. 4504–4516, 2016, doi: 10.1109/TPWRS.2015.2507639.
- [37] M. Hotz und W. Utschick, „hynet: An Optimal Power Flow Framework for Hybrid AC/DC Power Systems“, *IEEE Transactions on Power Systems*, Jg. 35, Nr. 2, S. 1036–1047, 2020, doi: 10.1109/TPWRS.2019.2942988.
- [38] I. Dunning, J. Huchette und M. Lubin, „JuMP: A Modeling Language for Mathematical Optimization“, *SIAM Rev.*, Jg. 59, Nr. 2, S. 295–320, 2017, doi: 10.1137/15M1020575.
- [39] C. Coffrin, R. Bent, K. Sundar, Y. Ng und M. Lubin, „PowerModels. JL: An Open-Source Framework for Exploring Power Flow Formulations“ in *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, Dublin, Ireland, 2018, S. 1–8, doi: 10.23919/PSCC.2018.8442948.
- [40] D. Mende, D. S. Stock, T. Hennig, L. Lower und L. Hofmann, „Multiobjective optimization in congestion management considering technical and economic aspects“ in *2016 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, Xi'an, China, 2016, S. 1061–1066, doi: 10.1109/APPEEC.2016.7779711.
- [41] D. Mende, S. Stock, T. Hennig, L. Löwer und L. Hofmann, „Effizientes Engpassmanagement im Spannungsfeld von technischer und wirtschaftlicher Optimierung“, *VDE-Kongress 2016*, 2016.
- [42] D. Mende, D. S. Stock und L. Hofmann, „Implementation, Verification and Application Examples of a Mathematical Optimization for Grid Operation in Mixed AC/DC-Systems“, *Cigré International Symposium Aalborg*, 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://e-cigre.org/publication/SYMP_AAL_2019-symposium-aalborg-2019
- [43] D. Mende, D. S. Stock und L. Hofmann, „Superposition-based Modelling of Series FACTS in Nonlinear Mathematical Optimized Grid Operation“ in *2020 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe)*, S. 359–363, doi: 10.1109/ISGT-Europe47291.2020.9248819.
- [44] D. P. Kothari und J. S. Dhillon, *Power system optimization*, 4. Aufl. New Delhi: PHI Learning, 2009.
- [45] L. L. Grigsby, *Electric Power Generation, Transmission, and Distribution*, 3. Aufl. Hoboken: CRC Press, 2012. [Online]. Verfügbar unter: <http://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&scope=site&db=nlebk&db=nlabk&AN=452082>
- [46] L. Hofmann, *Elektrische Energieversorgung: Band 1: Grundlagen, Systemaufbau und Methoden*, 1. Aufl. Berlin: De Gruyter Oldenbourg, 2019.
- [47] A. J. Schwab, *Elektroenergiesysteme*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2017.

- [48] V. Crastan, *Elektrische Energieversorgung 1*, 4. Aufl. Heidelberg: Springer Vieweg, 2015.
- [49] ENTSO-E, *Who is ENTSO-E?* [Online]. Verfügbar unter: <https://www.entsoe.eu/about/inside-entsoe/objectives/> (Zugriff am: 26. August 2019).
- [50] „VERORDNUNG (EU) 2017/1485 DER KOMMISSION vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb: 2017/1485“ in *Amtsblatt der Europäischen Union*, 2017. [Online]. Verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R1485&from=DE>
- [51] ENTSO-E, *TYNDP 2018*. [Online]. Verfügbar unter: <https://tyndp.entsoe.eu/> (Zugriff am: 26. August 2019).
- [52] K. Heuck, K.-D. Dettmann und D. Schulz, *Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis*, 8. Aufl. Wiesbaden: Vieweg+Teubner Verlag / Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH Wiesbaden, 2010. [Online]. Verfügbar unter: <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-8348-9761-9>
- [53] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, *EEG-Anlagenstammdaten: EEG-Anlagenstammdaten zur Jahresabrechnung 2019*. Netztransparenz.de - Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten> (Zugriff am: 22. Dezember 2020).
- [54] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, *Kraftwerksliste*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html (Zugriff am: 22. Dezember 2020).
- [55] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, *Zahlen, Daten und Informationen zum EEG: EEG in Zahlen 2019*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/zahlenunddaten-node.html (Zugriff am: 22. Dezember 2020).
- [56] Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR) / IWR.de GmbH, *Windparks in Deutschland*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.offshore-windindustrie.de/windparks/deutschland> (Zugriff am: 22. Dezember 2020).
- [57] Baltic Cable AB, *Welcome to BalticCable*. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.balticcable.com/aboutindex.html> (Zugriff am: 24. April 2020).
- [58] D. Oeding und B. R. Oswald, *Elektrische Kraftwerke und Netze*, 8. Aufl. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2016. [Online]. Verfügbar unter: <https://ebookcentral.proquest.com/lib/gbv/detail.action?docID=4767180>
- [59] L. Hofmann, *Elektrische Energieversorgung: Band 3: Systemverhalten und Berechnung von Drehstromsystemen*, 1. Aufl. Berlin: De Gruyter Oldenbourg, 2019.
- [60] B. Oswald, *Netzberechnung: Berechnung stationärer und quasistationärer Betriebszustände in Elektroenergieversorgungsnetzen ; mit 12 Tabellen*. Berlin: Vde-Verl., 1992.
- [61] B. R. Oswald, *Berechnung von Drehstromnetzen: Berechnung stationärer und nicht-stationärer Vorgänge mit symmetrischen Komponenten und Raumzeigern; mit 57 Tabellen und 32 durchgerechneten Beispielen*, 2. Aufl. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2013. [Online]. Verfügbar unter: <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-8348-2621-3>

- [62] D. S. Stock, A. Venzke, L. Lower, K. Rohrig und L. Hofmann, „Optimal reactive power management for transmission connected distribution grid with wind farms“ in *2016 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT-Asia)*, Melbourne, Australia, 2016, S. 1076–1082, doi: 10.1109/ISGT-Asia.2016.7796535.
- [63] A. J. Conejo und L. Baringo, *Power system operations*.
- [64] J. Zhu, *Optimization of power system operation*. Piscataway: IEEE Press/Wiley, 2015.
- [65] B. R. Oswald, *Berechnung von Drehstromnetzen*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2017.
- [66] J. Zhu, *Optimization of power system operation*. Hoboken, New Jersey, Piscataway, New Jersey, Piscataway, New Jersey: Wiley IEEE; IEEE Xplore, 2009.
- [67] D. Schröder, *Leistungselektronische Schaltungen: Funktion, Auslegung und Anwendung*, 2. Aufl. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 2008. [Online]. Verfügbar unter: <http://site.ebrary.com/lib/alltitles/docDetail.action?docID=10246032>
- [68] Consentec GmbH, „Netzstresstest: Studie im Auftrag der TenneT TSO GmbH“. Abschlussbericht, Bayreuth, 2016. [Online]. Verfügbar unter: https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Our_Grid/Stakeholders_DE/netzstresstest/nst/Consentec_TenneT_Netzstresstest_Bericht_Langfassung_20161125.pdf. Zugriff am: 5. April 2020.
- [69] X.-P. Zhang, C. Rehtanz und B. Pal, *Flexible AC transmission systems: Modelling and control*. Berlin: Springer, 2012. [Online]. Verfügbar unter: <http://gbv.ebib.com/patron/FullRecord.aspx?p=885532>
- [70] „Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts“ in *Bundesgesetzblatt*, 1998, S. 730–736. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBl&jumpTo=bgbl198s0730.pdf
- [71] H. Berndt, M. Hermann, H. D. Kreye, R. Reinisch, U. Scherer und J. Vanzetta, „TransmissionCode 2007: Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber“, Berlin, 2007. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.vde.com/resource/blob/937758/14f1b92ea821e9e19ee13fc798c1ee0e/transmissioncode-2007--netz--und-systemregeln-der-deutschen-uebertragungsnetzbetreiber-data.pdf>. Zugriff am: 21. November 2020.
- [72] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, „Grundsätze für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes“. Stand Juli 2018, Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 2018. [Online]. Verfügbar unter: https://www.amprion.net/Dokumente/Netzplanungsgrundsätze/2018.09.10_Update_ÜNB-PlGrS_final_geschützt.pdf. Zugriff am: 12. Oktober 2019.
- [73] „Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung: Energiewirtschaftsgesetz - EnWG“ in *Bundesgesetzblatt*, 2005. [Online]. Verfügbar unter: http://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/index.html
- [74] T. van Leeuwen, A.-K. Meinerzhagen und S. Raths, „Integration kurativer Maßnahmen in das Engpassmanagement im deutschen Übertragungsnetz“, *16. Symposium Energieinnovation*, 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/tugrazExternal/4778f047-2e50-4e9e-b72d-e5af373f95a4/files/kf/Session_C6/365_KF_vanLeeuwen.pdf
- [75] Florian Reinke, „Status und Ausblick Engpassmanagement: Anmerkungen zur Novelle der §§13ff EnWG: "Redispatch mit Erneuerbaren Energien"“, 15. März 2019.
- [76] D. Rumpel und J. R. Sun, *Netzleittechnik: Informationstechnik für den Betrieb elektrischer Netze*. Berlin, Heidelberg, New York, London, Paris, Tokyo: Springer-Verlag, 1989.

- [77] M. Kreutz, *Hintergrundsystem für den Netzbetrieb*. 6. Arbeitskreis-Symposium Netzleittechnik. [Online]. Verfügbar unter: <http://slideplayer.org/slide/886455/> (Zugriff am: 16. August 2019).
- [78] R. Schwerdfeger, „Vertikaler Netzbetrieb“. Dissertation, Technische Universität Ilmenau, 2017. [Online]. Verfügbar unter: <http://d-nb.info/113079220X/34>
- [79] F. Aschmoneit, „Ein Beitrag zur optimalen Schätzung des Lastflusses in Hochspannungsnetzen“, RWTH Aachen, Aachen. [Online]. Verfügbar unter: <https://publications.rwth-aachen.de/record/77081>
- [80] F. C. Schweppe und E. J. Handschin, „Static state estimation in electric power systems“, *Proc. IEEE*, Jg. 62, Nr. 7, S. 972–982, 1974, doi: 10.1109/PROC.1974.9549.
- [81] A. Monticelli, *State Estimation in Electric Power Systems*. Boston, MA: Springer US, 1999.
- [82] M. R. Karamta und J. G. Jamnani, „A review of power system state estimation: Techniques, state-of-the-art and inclusion of FACTS controllers“ in *2016 International Conference on Electrical Power and Energy Systems (ICEPES)*, Bhopal, India, 2016, S. 533–538, doi: 10.1109/ICEPES.2016.7915986.
- [83] V. Crastan und D. Westermann, *Elektrische Energieversorgung 3*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2012.
- [84] Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V., *Leuchtturmprojekt der deutschen Übertragungsnetzbetreiber: SOPTIM und FGH realisieren Redispatch-Ermittlungs-Server für die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber 50 Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Transnet BW GmbH und Tennet TSO GmbH*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.fgh-ma.de/de/news/leuchtturmprojekt-der-deutschen-uebertragungsnetzbetreiber> (Zugriff am: 10. November 2019).
- [85] O. Scheufeld *et al.*, „Der Redispatch-Ermittlungs-Server (RES): Ein innovatives Werkzeug für die Betriebsplanung“, *Internationaler ETG-Kongress 2019*, S. 371–375, 2019.
- [86] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Hg., „Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement: Abschaltreihenfolge, Berechnung von Entschädigungszahlungen und Auswirkungen auf die Netzentgelte“, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bonn, 2011. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/Leitfaden_1_0/LeitfadenEEG_Version10_pdf. Zugriff am: 21. Mai 2020.
- [87] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Hg., „Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement: Abschaltreihenfolge, Berechnung von Entschädigungszahlungen und Auswirkungen auf die Netzentgelte“, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bonn, 2014. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/Leitfaden_2_1/LeitfadenEEG_Version2_1.pdf. Zugriff am: 21. Mai 2020.
- [88] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Hg., „Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement: Version 3.0“, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bonn, 2018. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/Leitfaden3_0_E/Leitfaden3.0final.pdf. Zugriff am: 21. Mai 2020.

- [89] „Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus“ in *Bundesgesetzblatt*, 2019, S. 706–730. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBL&jumpTo=bgbl119s0706.pdf
- [90] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Hg., „Verfahren zur Festlegung von näheren Bestimmungen im Zusammenhang mit den Mindestfaktoren (Mindestfaktor-Festlegung)“, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 8. Juni 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Konsultationen/LaufendeKonsultationen/Redispatch/Festlegung_Mindestfaktoren.pdf. Zugriff am: 27. November 2020.
- [91] *Verordnung zur Regelung der Beschaffung und Vorhaltung von Anlagen in der Netzreserve: Netzreserveverordnung - NetzResV*, 2013. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.gesetze-im-internet.de/reskv/>
- [92] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, „Bericht zur Ermittlung des Bedarfs an Netzstabilitätsanlagen: gemäß §13k EnWG“. 31. Mai 2017, Bonn, 2017. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/BNetzA_Netzstabilitaetsanlagen13k.pdf. Zugriff am: 11. Oktober 2019.
- [93] Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V., Consulting für die Energiewirtschaft und -technik GmbH und Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen, „Studie zur Ermittlung der technischen Mindestenerzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien“. Abschlussbericht, 20. Januar 2012, Mannheim, 2012. [Online]. Verfügbar unter: https://www.amprion.net/Dokumente/Dialog/Downloads/Studien/Mindestenerzeugung/Technische_Mindestenerzeugung_konventioneller_Kraftwerkspark.pdf. Zugriff am: 17. November 2019.
- [94] Consulting für die Energiewirtschaft und -technik GmbH, „Konventionelle Mindestenerzeugung – Einordnung, aktueller Stand und perspektivische Behandlung: Untersuchung im Auftrag der 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH“. Abschlussbericht, 25. Januar 2016, Aachen, 2016. [Online]. Verfügbar unter: https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Veroeffentlichungen/Studie%20zur%20Konventionellen%20Mindestenerzeugung/Consentec_UeNB_MinErz_Ber_AP1_2_20160415.pdf. Zugriff am: 11. Oktober 2019.
- [95] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, „Bericht über die Mindestenerzeugung 2019: Berichtszeitraum 2016 - 2018“. Stand: 07. Oktober 2019, Bonn, 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Mindestenerzeugung/BerichtMindestenerzeugung_2019.pdf. Zugriff am: 11. Oktober 2019.
- [96] Y. Harms, „Analyse und Bewertung netzseitiger Anforderungen zur Sicherstellung eines engpassfreien Netzbetriebs“. Masterarbeit, Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE; Universität Kassel, Kassel, 2018.
- [97] A. Pillay, S. P. Karthikeyan und D. P. Kothari, „Congestion management in power systems – A review“, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Jg. 70, S. 83–90, 2015, doi: 10.1016/j.ijepes.2015.01.022.

- [98] N. I. Yusoff, A. A. M. Zin und A. B. Khairuddin, „Congestion management in power system: A review“ in *2017 3rd International Conference on Power Generation Systems and Renewable Energy Technologies (PGSRET)*, Johor Bahru, 2017, S. 22–27, doi: 10.1109/PGSRET.2017.8251795.
- [99] B. S. Nagi und G. Kaur, „Congestion Management in Deregulated Power Systems: A Review“ in *2018 International Conference on Advances in Computing, Communication Control and Networking (ICACCCN)*, Greater Noida (UP), India, 2018, S. 806–813, doi: 10.1109/ICACCCN.2018.8748730.
- [100] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, „Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen: Gesamtjahr und Viertes Quartal 2018“. Stand: 01.08.2019, Bonn, 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2019/Quartalsbericht_Q4_2018.pdf. Zugriff am: 10. Oktober 2019.
- [101] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt, „Bericht: Monitoringbericht 2010“. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 4 EnWG i.V.m. § 35 EnWG, Bonn, 2010. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/Monitoring/Monitoringbericht2010.pdf. Zugriff am: 15. Oktober 2019.
- [102] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, *Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit: Gesamtes Jahr 2019*. Bericht. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Quartalszahlen_Gesamtjahr_2019.pdf (Zugriff am: 18. Dezember 2020).
- [103] 50Hertz Transmission GmbH, *Engpassmanagement*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.50hertz.com/de/Transparenz/Kennzahlen/Engpassmanagement> (Zugriff am: 21. Mai 2020).
- [104] T. Sennewald, F. Linke, F. Sass und D. Westermann, „Curative Actions by embedded bipolar HVDC-interconnections“, *Internationaler ETG-Kongress 2019*, S. 417–422, 2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=8836019>
- [105] K. Kollenda, A. Hoffrichter, M. Schneider, A. Schrief und A. Moser, „Planungsorientierte Simulation kurativer Maßnahmen im Deutschen Übertragungsnetz“, *16. Symposium Energieinnovation*, 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/tugrazExternal/4778f047-2e50-4e9e-b72d-e5af373f95a4/files/kf/Session_D1/415_KF_Kollenda.pdf
- [106] F. Möhrke *et al.*, „Kurativ oder präventiv (n-1)-sicherer Betrieb?“, *ew*, 11-12, S. 74–79, 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://www.energie.de/fileadmin/dokumente/ew/News/ew_0123_Uni_Wuppertal/ew1911-74-79_NI.pdf
- [107] S. Frank und S. Rebennack, „A Primer on Optimal Power Flow: Theory, Formulation, and Practical Examples“. Working Paper 2012-14, Colorado School of Mines, Division of Economics and Business, Golden, 2012. [Online]. Verfügbar unter: <https://pdfs.semanticscholar.org/b2d3/ec1e810b3ee55489647a86f314316bcba3a1.pdf>. Zugriff am: 31. Oktober 2019.
- [108] W. Schellong, *Analyse und Optimierung von Energieverbundsystemen*. Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg, 2016. [Online]. Verfügbar unter: <https://ebookcentral.proquest.com/lib/subgoettingen/detail.action?docID=4557031>

- [109] D. P. Kothari und I. J. Nagrath, *Modern power system analysis*. Boston, Mass.: McGraw-Hill, 2008. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.loc.gov/catdir/enhancements/fy0668/2006041933-d.html>
- [110] A. Soroudi, *Power system optimization modeling in GAMS*. Cham: Springer, 2017.
- [111] H. Saadat, *Power system analysis*. Boston: WCB/McGraw-Hill, 1999.
- [112] J. A. Momoh, *Electric power system applications of optimization*. New York, NY: Marcel Dekker, 2001.
- [113] K. Y. Lee und M. A. El-Sharkawi, Hg., *Modern heuristic optimization techniques: Theory and applications to power systems*. Hoboken, New Jersey, Piscataway, Piscataway, New Jersey: Wiley IEEE Press; IEEE Xplore, 2008.
- [114] F. Milano, *Power System Modelling and Scripting*. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2010. [Online]. Verfügbar unter: <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-13669-6>
- [115] J. Carpentier, „Contribution a l’etude du dispatching economique“, *Bulletin de la Societe Francaise des Electriciens*, Jg. 3, Nr. 1, S. 431–447, 1962.
- [116] O. Alsac und B. Stott, „Optimal Load Flow with Steady-State Security“, *IEEE Trans. on Power Apparatus and Syst.*, PAS-93, Nr. 3, S. 745–751, 1974, doi: 10.1109/TPAS.1974.293972.
- [117] F. Capitanescu *et al.*, „State-of-the-art, challenges, and future trends in security constrained optimal power flow“, *Electric Power Systems Research*, Jg. 81, Nr. 8, S. 1731–1741, 2011, doi: 10.1016/j.epsr.2011.04.003.
- [118] B. Stott und O. Alsac, „Optimal Power Flow - Basic Requirements for Real-Life Problems and their Solutions“, *XII SEPOPE Symposium*, 2012. [Online]. Verfügbar unter: <https://pdfs.semanticscholar.org/673e/416fa38c04611e90b12cbdb1a74ca08367db.pdf>
- [119] F. Capitanescu, „Critical review of recent advances and further developments needed in AC optimal power flow“, *Electric Power Systems Research*, Jg. 136, S. 57–68, 2016, doi: 10.1016/j.epsr.2016.02.008.
- [120] P. Gritzmann, *Grundlagen der Mathematischen Optimierung: Diskrete Strukturen, Komplexitätstheorie, Konvexitätstheorie, Lineare Optimierung, Simplex-Algorithmus, Dualität*. Wiesbaden: Springer, 2013. [Online]. Verfügbar unter: <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-8348-2011-2>
- [121] G. B. Dantzig, „Linear Programming“, *Operations Research*, Jg. 50, Nr. 1, S. 42–47, 2002. [Online]. Verfügbar unter: <http://bioinfo.ict.ac.cn/~dbu/AlgorithmCourses/Lectures/Dantzig2002.pdf>
- [122] H. Seifi und M. S. Sepasian, *Electric Power System Planning: Issues, Algorithms and Solutions*. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2011. [Online]. Verfügbar unter: <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-17989-1>
- [123] W. Domschke und A. Scholl, „Heuristische Verfahren: Arbeits- und Diskussionspapiere der Wirtschaftswissenschaftlichen Fakultät der Friedrich-Schiller-Universität Jena“. Jenaer Schriften zur Wirtschaftswissenschaft, Friedrich-Schiller-Universität Jena, Jena, 2008. [Online]. Verfügbar unter: <http://www2.wiwi.uni-jena.de/Papers/wp-sw0806.pdf>. Zugriff am: 6. September 2019.
- [124] R. Fourer, D. M. Gay und B. W. Kernighan, *AMPL: A modeling language for mathematical programming*, 2. Aufl. Belmont, Ca.: Brooks/Cole, 2009.
- [125] F. Jarre und J. Stoer, *Optimierung*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2019.

-
- [126] M. Pieper, *Mathematische Optimierung: Eine Einführung in die kontinuierliche Optimierung mit Beispielen*. Wiesbaden: Springer Spektrum, 2017. [Online]. Verfügbar unter: <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-658-16975-6>
- [127] A. Wächter, „An Interior Point Algorithm for Large-Scale Nonlinear Optimization with Applications in Process Engineering“. PhD thesis, Carnegie Mellon University, Pittsburgh, 2002. [Online]. Verfügbar unter: <http://researcher.watson.ibm.com/researcher/files/us-andreasw/thesis.pdf>. Zugriff am: 9. September 2019.
- [128] R. H. Byrd, J. Nocedal und R. A. Waltz, „Knitro: An Integrated Package for Nonlinear Optimization“ in *Nonconvex Optimization and Its Applications*, Bd. 83, *Large-Scale Nonlinear Optimization*, G. Pillo und M. Roma, Hg., Boston, MA: Springer Science+Business Media Inc, 2006, S. 35–59, doi: 10.1007/0-387-30065-1_4.
- [129] Artelys, *Artelys Knitro User's Manual: 12.0*. Welcome to the Artelys Knitro User's Manual. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.artelys.com/docs/knitro//index.html> (Zugriff am: 9. September 2019).
- [130] AMPL Optimization inc., *Solvers*. [Online]. Verfügbar unter: <https://ampl.com/products/solvers/> (Zugriff am: 8. September 2019).
- [131] GAMS Development Corp., *Solver Manuals*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.gams.com/latest/docs/S_MAIN.html (Zugriff am: 8. September 2019).
- [132] J. Nocedal und S. J. Wright, *Numerical optimization*, 2. Aufl. New York, NY: Springer, 2000.
- [133] R. E. Burkard und U. Zimmermann, *Einführung in die Mathematische Optimierung*. Berlin, Heidelberg: Springer, 2012. [Online]. Verfügbar unter: <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-28673-5>
- [134] D. Jungnickel, *Optimierungsmethoden: Eine Einführung*, 3. Aufl. Berlin: Springer Spektrum, 2015. [Online]. Verfügbar unter: <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-54821-5>
- [135] O. Stein, *Grundzüge der Nichtlinearen Optimierung*. Berlin, Heidelberg: Springer Spektrum, 2018. [Online]. Verfügbar unter: <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-662-55593-4>
- [136] M. Ulbrich und S. Ulbrich, *Nichtlineare Optimierung*. Basel: Imprint Birkhäuser, 2012. [Online]. Verfügbar unter: <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-0346-0654-7>
- [137] R. Reinhardt, A. Hoffmann und T. Gerlach, *Nichtlineare Optimierung: Theorie, Numerik und Experimente*. Berlin, Heidelberg: Springer, 2013. [Online]. Verfügbar unter: <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-8274-2949-0>
- [138] A. Göpfert, T. Riedrich und C. Tammer, *Approximation und Nichtlineare Optimierung in Praxisaufgaben: Anwendungen aus dem Finanzbereich und der Standortplanung*. Wiesbaden: Springer Spektrum, 2017. [Online]. Verfügbar unter: <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-658-14761-7>
- [139] O. Stein, *Grundzüge der Globalen Optimierung*. Berlin, Heidelberg: Springer Spektrum, 2018. [Online]. Verfügbar unter: <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-662-55360-2>
- [140] S. Schäffler, *Globale Optimierung: Ein informationstheoretischer Zugang*. Berlin: Springer Spektrum, 2014. [Online]. Verfügbar unter: <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-41767-2>
- [141] C. A. Floudas und C. E. Gounaris, „A review of recent advances in global optimization“, *J Glob Optim*, Jg. 45, Nr. 1, S. 3–38, 2009, doi: 10.1007/s10898-008-9332-8.
- [142] GAMS Development Corp., *GAMS: Cutting Edge Modelling | Design Principles That Make a Difference | Large, global user community*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.gams.com/> (Zugriff am: 9. September 2019).
-

- [143] R. E. Rosenthal, *GAMS: A user's guide ; tutorial*. Washington, DC, USA: GAMS Development Corporation, 2016.
- [144] AMPL Optimization inc., *AMPL: Streamlined modeling for real optimization*. Build optimization into your large-scale applications - quickly and reliably - using AMPL's powerful yet intuitive algebraic modeling system. [Online]. Verfügbar unter: <https://ampl.com/> (Zugriff am: 9. September 2019).
- [145] R. Fourer, „Modeling languages versus matrix generators for linear programming“, *ACM Trans. Math. Softw.*, Jg. 9, Nr. 2, S. 143–183, 1983, doi: 10.1145/357456.357457.
- [146] C. Kuip, „Algebraic languages for mathematical programming“, *European Journal of Operational Research*, Jg. 67, Nr. 1, S. 25–51, 1993, doi: 10.1016/0377-2217(93)90320-M.
- [147] R. Fourer und M. J. Harrison, „A Modern Approach For Linear Programming: Working Paper“. Alfred P. Sloan School of Management, Center for Computational Research in Economics and Management Science, Massachusetts Institute of Technology, Cambridge 988-78, 1978. [Online]. Verfügbar unter: <https://pdfs.semanticscholar.org/69a5/0a86c30720fa4beca94dd7feac78e494f5cd.pdf>. Zugriff am: 9. September 2019.
- [148] DIGSILENT GmbH, Hg., „PowerFactory 2020: Integrierte Netzberechnungs-Software für Übertragung, Verteilung, Industrie, Erzeugung, Erneuerbare Energien“, DIGSILENT GmbH, Gomaringen P19-00202-2020-03, 2020. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.digsilent.de/de/downloads.html>. Zugriff am: 26. April 2020.
- [149] Deutsche Energie-Agentur GmbH, „Roadmap Demand Side Management.: Industrielles Lastmanagement für ein zukunftsfähiges Energiesystem.“. Schlussfolgerungen aus dem Pilotprojekt DSM Bayern., Berlin, 2016. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9146_Studie_Roadmap_Demand_Side_Management.pdf. Zugriff am: 1. November 2019.
- [150] W. Rosehart, C. Roman und A. Schellenberg, „Optimal Power Flow With Complementarity Constraints“, *IEEE Trans. Power Syst.*, Jg. 20, Nr. 2, S. 813–822, 2005, doi: 10.1109/TPWRS.2005.846171.
- [151] A. F. Kaptue Kamga, „Regelzonenübergreifendes Netzengpassmanagement mit optimalen Topologiemassnahmen“. Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Wuppertal, 2009. [Online]. Verfügbar unter: <http://d-nb.info/998904368/34>
- [152] J. Scheel, „Schaltzustandsoptimierung von 110-kV-Verteilnetzen zur Maximierung des Abtransports von Einspeisungen aus erneuerbaren Energiequellen“. Dissertation, Technische Universität Ilmenau, 2018.
- [153] ENTSO-E, *Phase Shift Transformers Modelling*. Version 1.0.0, CGMES v2.4.14. [Online]. Verfügbar unter: https://docstore.entsoe.eu/Documents/CIM_documents/Grid_Model_CIM/ENTSOE_CGMES_v2.4.14_28May2014_PSTmodelling.pdf (Zugriff am: 24. Oktober 2018).
- [154] L. Hofmann, *Elektrische Energieversorgung: Band 2: Betriebsmittel und ihre quasi-stationäre Modellierung*, 1. Aufl. Berlin: De Gruyter Oldenbourg, 2019.
- [155] U. Kaltenborn, A. Wegener und F. Martin, „Kompensationsanlagen im 380-kV-Netz: Übertragungskapazität im Höchstspannungsnetz steigern“, *ew*, Jg. 109, Nr. 6, S. 38–41, 2010.
- [156] U. Kaltenborn, A. Wegener und F. Martin, „Kompensationsanlagen im 380-kV-Netz: Übertragungskapazität im Höchstspannungsnetz steigern“, *ew*, Jg. 109, 7-8, S. 66–70, 2010.

- [157] H. Kühn, F. Martin, M. Schmale, W. Winter und R. Ruffer, „Mehr Energie von Nord nach Süd: Freileitungsmonitoring im Höchstspannungsnetz“, *ew*, Jg. 110, Nr. 3, S. 84–89, 2011.
- [158] H. Kühn, F. Martin, M. Schmale, W. Winter und R. Ruffer, „Mehr Energie von Nord nach Süd: Freileitungsmonitoring im Höchstspannungsnetz“, *ew*, Jg. 110, Nr. 4, S. 58–60, 2011.
- [159] K. K. Sen und M. L. Sen, *Introduction to FACTS controllers: Theory, modeling, and applications*. Hoboken, NJ: Wiley, 2009. [Online]. Verfügbar unter: <http://site.ebrary.com/lib/alltitles/docDetail.action?docID=10342969>
- [160] R. Marenbach, D. Nelles und C. Tuttas, *Elektrische Energietechnik: Grundlagen, Energieversorgung, Antriebe und Leistungselektronik*. Wiesbaden, s.l.: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2013. [Online]. Verfügbar unter: <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-8348-2190-4>
- [161] D. Westermann, *Integration innovativer Betriebsmittel in die Netzbetriebsführung elektrischer Energieübertragungssysteme*. Düsseldorf: VDI-Verl., 1997.
- [162] M. Eremia, A.-A. Edris und C.-C. Liu, *Advanced Solutions in Power Systems: HVDC, FACTS, and Artificial Intelligence*. Somerset: Wiley, 2016. [Online]. Verfügbar unter: <http://onlinelibrary.wiley.com/book/10.1002/9781119175391>
- [163] Working Group 38-01, Task Force No. 2 on SVC, Hg., „Static Var Compensators“, Cigré, Paris, Technical Brochure 25, 1986. [Online]. Verfügbar unter: <https://e-cigre.org/publication/025-static-var-compensators>. Zugriff am: 24. Januar 2020.
- [164] G. Migliavacca, Hg., *Advanced Technologies for Future Transmission Grids*. London: Springer, 2013. [Online]. Verfügbar unter: <http://dx.doi.org/10.1007/978-1-4471-4549-3>
- [165] F. Shahnia, S. Rajakaruna und A. Ghosh, Hg., *Static Compensators (STATCOMs) in Power Systems*. Singapore, s.l.: Springer Singapore, 2015. [Online]. Verfügbar unter: <http://dx.doi.org/10.1007/978-981-287-281-4>
- [166] X.-P. Zhang, E. Handschin und M. Yao, „Multi-control functional static synchronous compensator (STATCOM) in power system steady-state operations“, *Electric Power Systems Research*, Jg. 72, Nr. 3, S. 269–278, 2004, doi: 10.1016/j.epsr.2004.04.011.
- [167] Y. Song und A. T. Johns, Hg., *Flexible ac transmission systems (FACTS)*. London: Institution of Electrical Engineers, 1999.
- [168] A. Maret, „Partition of power between two sides of a closed-ring system by means of quadrature regulating transformers“, *Brown Boveri, Baden, Review* 25, 1938. [Online]. Verfügbar unter: https://library.e.abb.com/public/e6c3f1c95d8e4188b015bd39af3f014b/bbc_mitteilungen_1938_e_03.pdf. Zugriff am: 6. März 2020.
- [169] J. Dobsa, „Transformers for In-Phase, Phase-Angle and Quadrature Phase Regulation“, *Brown Boveri, Baden, Review* 59, 1972. [Online]. Verfügbar unter: https://library.e.abb.com/public/48295ff7306a4f26a0cf091338281cd2/bbc_mitteilungen_1972_e_08.pdf. Zugriff am: 2. März 2020.
- [170] W. L. Kling *et al.*, „Phase shifting transformers installed in the Netherlands in order to increase available international transmission capacity“ in *Cigré Session 2004*, S. 1–8. [Online]. Verfügbar unter: <https://pdfs.semanticscholar.org/1e6f/f4b7330abac5dd525dcb756b3fae318c475b.pdf>
- [171] J. Verboomen, D. van Hertem, P. H. Schavemaker, W. L. Kling und R. Belmans, „Phase shifting transformers: Principles and applications“ in *2005 International Conference on*

- Future Power Systems*, Amsterdam, The Netherlands, 2005, 6 pp-6, doi: 10.1109/FPS.2005.204302.
- [172] J. Verboomen, D. van Hertem, P. H. Schavemaker, W. L. Kling und R. Belmans, „Border-Flow Control by means of Phase Shifting Transformers“ in *2007 IEEE Power Tech*, Lausanne, Switzerland, 2007, S. 1338–1343, doi: 10.1109/PCT.2007.4538510.
- [173] R. Korab und R. Owczarek, „Impact of phase shifting transformers on cross-border power flows in the Central and Eastern Europe region“, *Bulletin of the Polish Academy of Sciences Technical Sciences*, Jg. 64, Nr. 1, S. 127–133, 2016, doi: 10.1515/bpasts-2016-0014.
- [174] J. Verboomen, *Optimisation of transmission systems by use of phase shifting transformers*. [S.l.]: [s.n.], 2008.
- [175] Peter Fairley, *A Grid as Big as China*. [Online]. Verfügbar unter: <https://spectrum.ieee.org/energy/the-smarter-grid/chinas-ambitious-plan-to-build-the-worlds-biggest-supergrid> (Zugriff am: 2. April 2019).
- [176] C.-K. Kim, *HVDC transmission: Power conversion applications in power systems*. Chichester, Singapore: IEEE Press; Wiley, 2009.
- [177] T. Hennig, D. Mende und L. Hofmann, „Efficiency evaluation of offshore power systems with power electronics based on SiC technology“ in *2016 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, Xi'an, China, 2016, S. 634–639, doi: 10.1109/APPEEC.2016.7779581.
- [178] P. Sørensen, *N5ON-DK*. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.n5on-dk-project.dk/> (Zugriff am: 28. Dezember 2018).
- [179] H. Ergun, J. Beerten und D. van Hertem, „Building a new overlay grid for Europe“ in *2012 IEEE Power & Energy Society General Meeting. New Energy Horizons - Opportunities and Challenges*, San Diego, CA, 2012, S. 1–8, doi: 10.1109/PESGM.2012.6344805.
- [180] A. Roehder, H. Natemeyer, S. Winter und A. Schnettler, „Coordinated control of active devices in an overlay grid to facilitate the integration of renewable energy sources in Europe“ in *2013 IEEE Grenoble PowerTech*, Grenoble, France, 2013, S. 1–6, doi: 10.1109/PTC.2013.6652376.
- [181] S. Taggart, G. James, Z. Dong und C. Russell, „The Future of Renewables Linked by a Transnational Asian Grid“, *Proc. IEEE*, Jg. 100, Nr. 2, S. 348–359, 2012, doi: 10.1109/JPROC.2011.2159089.
- [182] C. W. Gellings, „A globe spanning super grid“, *IEEE Spectr.*, Jg. 52, Nr. 8, S. 48–54, 2015, doi: 10.1109/MSPEC.2015.7164402.
- [183] Deutsche Energie-Agentur GmbH und BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, „Höhere Auslastung des Stromnetzes: Maßnahmen zur höheren Auslastung des Bestandsnetzes durch heute verfügbare Technologien“. Ergebnispapier des dena-Stakeholder-Prozesses, Berlin, 2017. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9209_Ergebnispapier_dena-Stakeholder-Prozess-Hoehere_Auslastung_Stromnetze.pdf. Zugriff am: 11. Oktober 2019.
- [184] T. Leveringhaus, „Netzoptimierung durch Wirk- und Blindleistungsredispatch auf Basis von konvexifizierten quadratischen Näherungen der Netzgleichungen“, Leibniz Universität Hannover, Hannover, 2017.
- [185] C. Zimmer, *Berücksichtigung des internationalen Stromhandels bei der Betriebsplanung europäischer Übertragungsnetzbetreiber*. Zugl.: Aachen, Techn. Hochsch., Diss., 2000, 1. Aufl. Aachen: Klinkenberg-Verl., 2000.

- [186] M. Wolter, *Agent based energy management systems*. Zugl.: Hannover, Univ., Habil.-Schr., 2012. Aachen: Shaker, 2012.
- [187] P. M. Anderson und A.-A. A. Fouad, *Power system control and stability*, 2. Aufl. Piscataway, NJ: IEEE Press, 2003. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.loc.gov/catdir/description/wiley036/2002727988.html>
- [188] DIgSILENT GmbH, Hg., „Nine-bus System: DIgSILENT PowerFactory“, DIgSILENT GmbH, Gomaringen r3473, 2019.
- [189] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, *SMARD: Strommarktdaten*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.smard.de/en> (Zugriff am: 4. September 2019).
- [190] Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE, „NSON - North Seas Offshore and Storage Network: Machbarkeit und Implikationen verschiedener Offshore-Netzkonzepte in der Nordseeregion“. Schlussbericht des Verbundprojekts, Kassel, 2018. [Online]. Verfügbar unter: <http://publica.fraunhofer.de/documents/N-515115.html>.
- [191] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, *Download market data*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.smard.de/en/downloadcenter/download_market_data/ (Zugriff am: 28. Dezember 2018).
- [192] Statnett SF, *Last ned grunndata*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.statnett.no/foraktorer-i-kraftbransjen/tall-og-data-fra-kraftsystemet/last-ned-grunndata/> (Zugriff am: 28. Dezember 2018).
- [193] C. Rathke, *Entwicklung eines Modells für die integrierte Simulation der europäischen Übertragungsnetze und Strommärkte*. Zugl.: Hannover, Univ., Diss., 2013. Aachen: Shaker, 2013.
- [194] T. Rendel, *Erweiterung und Plausibilisierung eines Modells für die integrierte Simulation des europäischen Verbundnetzes und Strommarktes*. Zugl.: Hannover, Univ., Diss., 2015. München: Dr. Hut, 2015. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.dr.hut-verlag.de/978-3-8439-2331-6.html>
- [195] Integrated Research Programme on Wind Energy, Hg., „Congestion Management in combined future AC/DC System: WP81 - D81.5“, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES, 2017. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.irpwind.eu/core-research-projects/workpackage-8/wp-8-1>. Zugriff am: 12. April 2020.
- [196] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, „Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen: Gesamtjahr und Viertes Quartal 2017“. Stand: 18.06.2018, Bonn, 2018. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2018/Quartalsbericht_Q4_Gesamt_2017.pdf. Zugriff am: 11. Oktober 2019.
- [197] D. Mende, D. Böttger, L. Löwer, H. Becker, A. Akbulut und S. Stock, „About the Need of Combining Power Market and Power Grid Model Results for Future Energy System Scenarios“, *J. Phys.: Conf. Ser.*, Jg. 977, S. 12009, 2018, doi: 10.1088/1742-6596/977/1/012009.
- [198] D. Böttger *et al.*, „SystemKontext: Modellbildung für nationale Energieversorgungsstrukturen im europäischen Kontext unter besonderer Berücksichtigung der Zulässigkeit von Vereinfachungen und Aggregationen“, Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE, Kassel, 2019.

- [199] T. Hennig, „Auswirkungen eines vermaschten Offshore-Netzes in HGÜ-Technik auf die Netzführung der angeschlossenen Verbundsysteme“. Dissertation, Fraunhofer IWES, Leibniz Universität Hannover, Hannover, 2018.
- [200] M. Blunck, „Mathematische Modellierung und Optimierung netz- und marktbezogener Freiheitsgrade in Übertragungsnetzbetrieb und planung“. Masterarbeit, Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE; Fachhochschule Kiel, Kiel, 2021.
- [201] D. S. Stock, F. Sala, A. Berizzi und L. Hofmann, „Optimal Control of Wind Farms for Coordinated TSO-DSO Reactive Power Management“, *Energies*, Jg. 11, Nr. 1, S. 173, 2018, doi: 10.3390/en11010173.
- [202] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, „Netzentwicklungsplan Strom 2030: Version 2019“. Zweiter Entwurf, 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2030-2019>. Zugriff am: 28. Juni 2019.
- [203] F. G. Baum, „Voltage Regulation and Insulation for Large Power Long Distance Transmission Systems“, *Trans. Am. Inst. Electr. Eng.*, XL, S. 1017–1077, 1921, doi: 10.1109/T-AIEE.1921.5060737.
- [204] Deutsche Energie-Agentur GmbH, „dena-Studie Systemdienstleistungen 2030.: Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien.“. Endbericht, Berlin, 2014. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9094_dena-Studie_Systemdienstleistungen_2030.pdf. Zugriff am: 21. Oktober 2019.
- [205] D. Schröder, *Leistungselektronische Bauelemente*. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2006. [Online]. Verfügbar unter: <http://dx.doi.org/10.1007/3-540-31735-X>
- [206] M. Michel, *Leistungselektronik: Einführung in Schaltungen und deren Verhalten*, 4. Aufl. Berlin: Springer, 2008. [Online]. Verfügbar unter: <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-540-75611-8>
- [207] J. Specovius, *Grundkurs Leistungselektronik: Bauelemente, Schaltungen und Systeme ; mit 33 Tabellen*, 2. Aufl. Wiesbaden: Friedr. Vieweg & Sohn Verlag | GWV Fachverlage GmbH Wiesbaden, 2008. [Online]. Verfügbar unter: <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-8348-9428-1>
- [208] W. Alt, *Nichtlineare Optimierung: Eine Einführung in Theorie, Verfahren und Anwendungen*, 2. Aufl. Wiesbaden: Vieweg + Teubner, 2011.
- [209] J. J. Moré und D. J. Thuente, „Line search algorithms with guaranteed sufficient decrease“, *ACM Trans. Math. Softw.*, Jg. 20, Nr. 3, S. 286–307, 1994, doi: 10.1145/192115.192132.
- [210] R. H. Byrd, J. C. Gilbert und J. Nocedal, „A trust region method based on interior point techniques for nonlinear programming“, *Math. Program.*, Jg. 89, Nr. 1, S. 149–185, 2000, doi: 10.1007/PL00011391.
- [211] Y. Yuan, „A review of trust region algorithms for optimization“, *Proceedings of the 4th International Congress on Industrial & Applied Mathematics (ICIAM 99)*, S. 271–282, 2000. [Online]. Verfügbar unter: <ftp://lsec.cc.ac.cn/pub/home/yyx/papers/p995.pdf>
- [212] M. R. Hestenes und E. Stiefel, „Methods of conjugate gradients for solving linear systems“, *Journal of research of the National Bureau of Standards*, Jg. 49, Nr. 6, S. 409–436, 1952, doi: 10.6028/jres.049.044.

- [213] R. Fletcher und C. M. Reeves, „Function minimization by conjugate gradients“, *The Computer Journal*, Jg. 7, Nr. 2, S. 149–154, 1964, doi: 10.1093/comjnl/7.2.149.
- [214] J. R. Shewchuk, „An Introduction to the Conjugate Gradient Method Without the Agonizing Pain“. Edition 1 1/4, School of Computer Science, Pittsburgh, 1994.
- [215] D. G. Luenberger und Y. Ye, *Linear and Nonlinear Programming*. New York, NY, Berlin, Heidelberg: Springer, 2008. [Online]. Verfügbar unter: <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:1111-20080715153>
- [216] C. T. Kelley, *Iterative methods for linear and nonlinear equations*. Philadelphia: Soc. for Industrial and Applied Math, 1998.
- [217] G. Dantzig, *Linear Programming and Extensions*. RAND Corporation, 1963.
- [218] J. C. Nash, „The (Dantzig) simplex method for linear programming“, *Comput. Sci. Eng.*, Jg. 2, Nr. 1, S. 29–31, 2000, doi: 10.1109/5992.814654.
- [219] V. Klee und G. J. Minty, „How good is the simplex algorithm?“ in *Inequalities III (Proceedings of the Third Symposium on Inequalities held at the University of California, Los Angeles, Calif., September 1–9, 1969, dedicated to the memory of Theodore S. Motzkin)*, S. 159–175.
- [220] N. Karmarkar, „A new polynomial-time algorithm for linear programming“, *Combinatorica*, Jg. 4, Nr. 4, S. 373–395, 1984, doi: 10.1007/BF02579150.
- [221] Wikipedia, *Simplex-Verfahren -- Wikipedia, Die freie Enzyklopädie*. [Online]. Verfügbar unter: <https://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Simplex-Verfahren&oldid=189257044> (Zugriff am: 29. September 2019).
- [222] Wikipedia, *Innere-Punkte-Verfahren -- Wikipedia, Die freie Enzyklopädie*. [Online]. Verfügbar unter: <https://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Innere-Punkte-Verfahren&oldid=183699606> (Zugriff am: 29. September 2019).
- [223] T. Unger und S. Dempe, *Lineare Optimierung: Modell, Lösung, Anwendung*, 1. Aufl. Wiesbaden: Vieweg+Teubner Verlag / GWV Fachverlage GmbH Wiesbaden, 2010. [Online]. Verfügbar unter: <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-8348-9659-9>
- [224] S. Mehrotra, „On the Implementation of a Primal-Dual Interior Point Method“, *SIAM Journal on Optimization*, Jg. 2, Nr. 4, S. 575–601, 1992, doi: 10.1137/0802028.
- [225] W. Hochstättler, *Lineare Optimierung*. Berlin: Springer Spektrum, 2017. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.springer.com/>
- [226] R. B. Wilson, *A Simplicial Algorithm for Concave Programming*. Graduate School of Business Administration, George F. Baker Foundation, Harvard University, 1963. [Online]. Verfügbar unter: https://faculty-gsb.stanford.edu/wilson/documents/A_simplicialalgorithmforconcaveprogramming.pdf
- [227] K. Schittkowski, „The nonlinear programming method of Wilson, Han, and Powell with an augmented Lagrangian type line search function: Part 1: Convergence analysis“, *Numer. Math.*, Jg. 38, Nr. 1, S. 83–114, 1982, doi: 10.1007/BF01395810.
- [228] K. Schittkowski, „The nonlinear programming method of Wilson, Han, and Powell with an augmented Lagrangian type line search function: Part 2: An efficient implementation with linear least squares subproblems“, *Numer. Math.*, Jg. 38, Nr. 1, S. 115–127, 1982, doi: 10.1007/BF01395811.
- [229] P. E. Gill, W. Murray, M. A. Saunders und M. H. Wright, „User's Guide for NPSOL (Version 4.0): A Fortran Package for Nonlinear Programming“, STANFORD UNIV CA SYSTEMS OPTIMIZATION LAB SOL-86-2, 1986. [Online]. Verfügbar unter: <https://apps.dtic.mil/dtic/tr/fulltext/u2/a169115.pdf>. Zugriff am: 3. Oktober 2019.

- [230] P. E. Gill, W. Murray, M. A. Saunders und M. H. Wright, „User's Guide for NPSOL (Version 5.0): A Fortran Package for Nonlinear Programming“. Revised July 30, 1998, STANFORD UNIV CA SYSTEMS OPTIMIZATION LAB SOL-86-1, 1998. [Online]. Verfügbar unter: <https://tomopt.com/docs/npdoc.pdf>. Zugriff am: 3. Oktober 2019.
- [231] M. Papageorgiou, M. Leibold und M. Buss, *Optimierung: Statische, dynamische, stochastische Verfahren für die Anwendung*, 4. Aufl. Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg, 2015. [Online]. Verfügbar unter: <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-662-46936-1>
- [232] K. Schittkowski und Y. Yuan, „Sequential Quadratic Programming Methods“ in *Wiley encyclopedia of operations research and management science*, J. J. Cochran, Hg., Hoboken, NJ: Wiley Interscience, 2011, S. 263, doi: 10.1002/9780470400531.eorms0984.
- [233] P. T. Boggs und J. W. Tolle, „Sequential Quadratic Programming“, *Acta Numerica*, Jg. 4, S. 1–51, 1995, doi: 10.1017/S0962492900002518.
- [234] Jensen, J. L. W. V., „Sur les fonctions convexes et les inégalités entre les valeurs moyennes“, *Acta Math*, Jg. 30, S. 175–193, 1906, doi: 10.1007/BF02418571.
- [235] A. Griewank und A. Walther, *Evaluating derivatives: Principles and techniques of algorithmic differentiation*, 2. Aufl. Philadelphia, Pa.: Society for Industrial and Applied Mathematics (SIAM 3600 Market Street Floor 6 Philadelphia PA 19104), 2008. [Online]. Verfügbar unter: http://epubs.siam.org/ebooks/siam/other_titles_in_applied_mathematics/ot105
- [236] A. G. Baydin, B. A. Pearlmutter, A. A. Radul und J. M. Siskind, „Automatic differentiation in machine learning: a survey“, *Atilim Gunes Baydin*. [Online]. Verfügbar unter: <http://arxiv.org/pdf/1502.05767v4>
- [237] C. C. Margossian, „A Review of automatic differentiation and its efficient implementation“, *WIREs Data Mining Knowl Discov*, Jg. 9, Nr. 4, S. 64, 2019, doi: 10.1002/WIDM.1305.

11 Anhang

11.1 Wirkungsmechanismen zur Leistungsflusssteuerung

Wirkungsmechanismus Impedanzänderung

Durch eine Änderung der effektiv wirksamen Reaktanz X zwischen zwei Knoten k und m erhöht bzw. verringert sich der Wirkleistungsfluss bei konstanten Spannungen \underline{U}_k und \underline{U}_m reziprok zur Änderung der Reaktanz (bei Existenz paralleler Verbindungen, vgl. **Bild 3.8** bzw. Gl. (3.1)). Eine gezielte Anpassung der wirksamen Reaktanz X kann demnach die übertragene Leistung gezielt beeinflussen und erlaubt damit z. B. die Verlagerung von Leistungsflüssen hin zu Verbindungen mit verfügbaren Übertragungskapazitäten zur Leistungsübertragung. Die Beeinflussung der wirksamen Reaktanz X zwischen den Knoten k und m kann im einfachsten Fall durch eine Serienkompensation der Leitungsreaktanz X_L erfolgen. Hierbei wird die Induktivität der Leitung durch eine Kapazität mit Reaktanz X_C (und Kompensationsblindleistung Q_C) in Serie kompensiert. Neben der direkten oder indirekten Impedanzbeeinflussung werden auch topologische Maßnahmen verstärkt entsprechend ihrer Wirkung auf die resultierenden Impedanzverhältnisse und dem sich einstellenden Leistungsfluss eingesetzt. **Bild 11.1** zeigt in einer Übersicht die prinzipiellen Zusammenhänge im Wirkungsmechanismus Impedanzänderung durch Serienkompensation der Leitungsreaktanz X_L mit hälftig aufgeteilter Kompensationsreaktanz X_C anhand von Schaltbild (a), Zeigerdiagramm (b) und resultierendem Wirk- und Blindleistungsverhalten (c).

Die Höhe der Kompensation kann durch den Kompensationsgrad K gemäß Gl. (11.1) ausgedrückt werden, wobei Werte für die Serienkompensation üblicherweise im Bereich 25...70 % liegen [162].

$$K = \frac{X_C}{X_L} \quad (11.1)$$

Entsprechend des Zeigerdiagramms in **Bild 11.1** (b) sind die resultierenden Spannungen \underline{U}_L und \underline{U}_C entgegengesetzt, wodurch die resultierende Spannung \underline{U} entlang der Leitung reduziert wird und damit die Übertragungsleistung bei konstanten Knotenspannungen \underline{U}_k und \underline{U}_m beeinflusst wird. Mathematisch ergeben sich für das Wirk- und Blindleistungsverhalten in Abhängigkeit des Kompensationsgrades K die Beziehungen nach Gln. (11.2) und (11.3) sowie für die notwendige Blindleistung der Kompensationsanlage Q_C Gl. (11.4) [21].

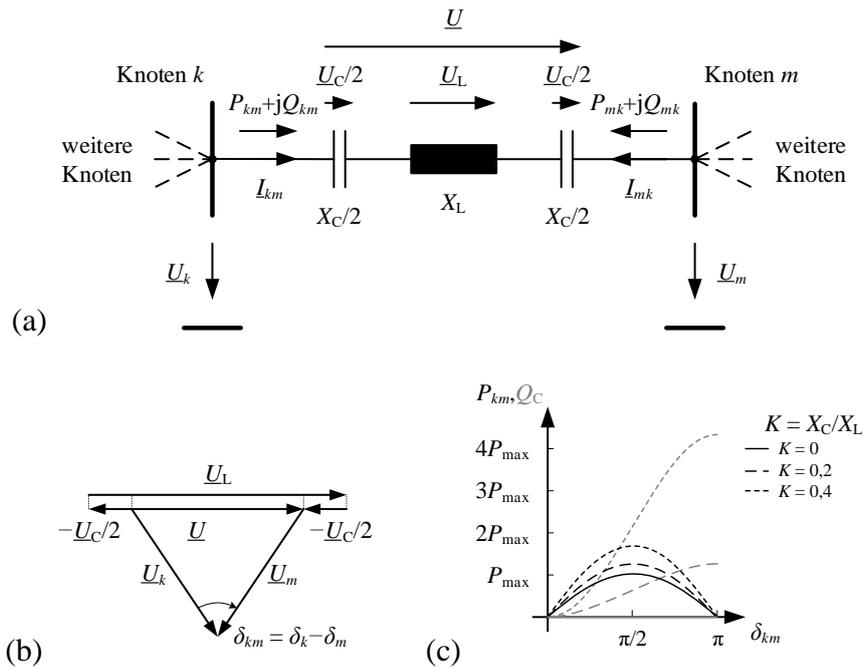


Bild 11.1 Wirkungsmechanismus Impedanzänderung: Schaltbild (a), Zeigerdiagramm (b), Wirk- und Blindleistungsverhalten (c) (in Anlehnung an [21]).

$$P_{km} = \frac{U_k U_m}{X_L (1-K)} \sin(\delta_k - \delta_m) \quad (11.2)$$

$$Q_{km} = \frac{U_k U_m}{X_L (1-K)} (1 - \cos(\delta_k - \delta_m)) \quad (11.3)$$

$$Q_C = \frac{2U_k U_m K}{X_L (1-K)^2} (1 - \cos(\delta_k - \delta_m)) \quad (11.4)$$

Durch Serienkompensation kann die Übertragungsfähigkeit einer Leitung gesteigert werden, wobei bereits bei Kompensationsgraden deutlich unter 50 % (Verdoppelung der Übertragungsfähigkeit) große Blindleistungen Q_C durch die Kompensationsanlagen bereitgestellt werden müssten (vgl. **Bild 11.1** (c)). In der Praxis werden (vor allem aus Stabilitätsgründen) Kompensationsgrade von maximal 50 % gewählt [47]. Die Serienkompensation befindet sich international vereinzelt im Einsatz und wurde erstmals in den 1950er Jahren realisiert [69, 162]. In Deutschland ist eine erste Anwendung in Planung [202].

Über die klassische Kompensation hinaus können serielle FACTS-Elemente in gleicher Weise eingesetzt werden. Diese können über diskrete Bauteile in Kombination mit thyristorbasierten Schaltern oder in Form einer Umrichter-basierten Spannungseinbringung realisiert sein und wirken für eine Leitung wie eine Impedanzänderung [69, 83]. Besonderer Vorteil gegenüber der klassischen Kompensation ist die Möglichkeit der dynamischen Anpassung der wirksamen Impedanz, wodurch sich auch Anwendungen zur Verbesserung der Winkelstabilität ergeben.

Wirkungsmechanismus Spannungswinkelbeeinflussung

Im Gegensatz zur Impedanzbeeinflussung besteht zwischen der Spannungswinkeldifferenz und der übertragenen Leistung zwischen zwei Knoten nach Gl. (3.2) ein direkt proportionaler Zusammenhang. Ein Wirkleistungsfluss führt bei idealer induktiver Kopplung und gleichen Spannungsbeträgen an Leitungsanfang und -ende zu einer Spannungswinkeldifferenz zwischen den beiden Leitungsenden. Folglich kann über eine gezielte Beeinflussung bzw. eine Einkopplung von Zusatzspannungen entsprechender Phasenlage der Wirkleistungsfluss beeinflusst werden. Transformatoren mit Stufensteller, die eine Spannung im rechten Winkel (auch: ‚quer‘) zu den Spannungsvektoren der Knotenspannungen einprägen (Querregelung), erlauben eine gezielte Änderung der über die Reaktanz wirksamen Winkeldifferenz, wodurch der sich ergebende Leistungsfluss ebenfalls gezielt beeinflusst werden kann [21, 83]. **Bild 11.2** zeigt eine Übersicht über die Zusammenhänge im Wirkungsmechanismus Spannungswinkeländerung anhand von Schaltbild (a), Zeigerdiagramm (b) und resultierendem Wirkleistungsverhalten (c).

Bild 11.2 (a) zeigt das Schaltbild mit einem idealisiert dargestellten Element zur Spannungswinkelbeeinflussung. Die dargestellte Spannung \underline{U}_σ sorgt lediglich für eine Änderung der Spannungswinkeldifferenz $\delta_{km} = (\delta_k - \delta_m) \pm \sigma$ zwischen den Knotenspannungen \underline{U}_k und \underline{U}_m , wie das Zeigerdiagramm in **Bild 11.2** (b) zeigt. Durch die Möglichkeit der Beeinflussung des resultierenden Spannungswinkels ergeben sich Steuerungsmöglichkeiten für den resultierenden Wirkleistungsfluss zwischen den Knoten k und m nach Gl. (11.5) mit einer einhergehenden Blindleistungsänderung nach Gl. (11.6). **Bild 11.2** (c) stellt die sich ergebenden Wirkleistungsflüsse für unterschiedliche σ bei ansonsten konstanten Parametern dar.

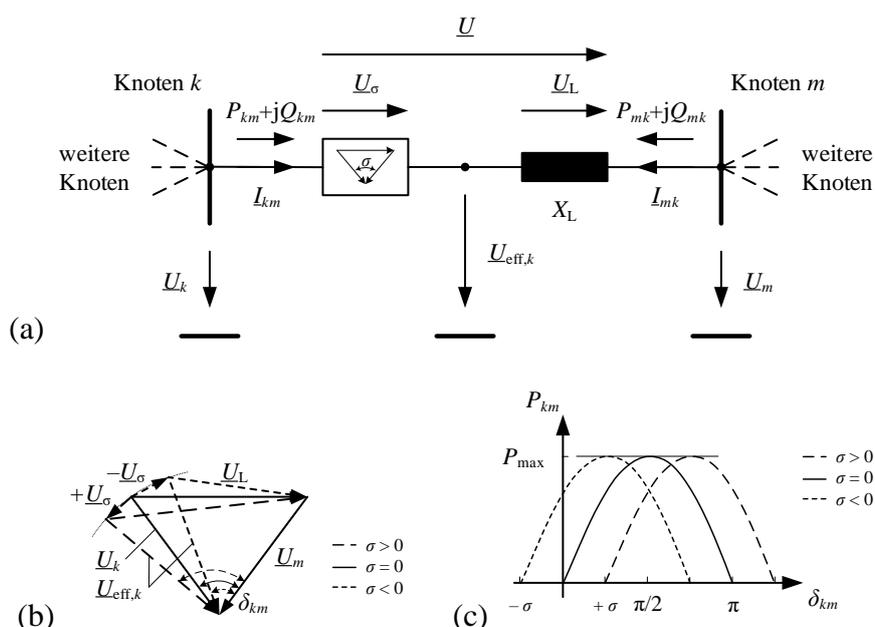


Bild 11.2 Wirkungsmechanismus Spannungswinkeländerung: Schaltbild (a), Zeigerdiagramm (b), Wirkleistungsverhalten (c) (in Anlehnung an [21]).

$$P_{km} = \frac{U_k U_m}{X_L} \sin((\delta_k - \delta_m) \pm \sigma) \quad (11.5)$$

$$Q_{km} = \frac{U_k U_m}{X_L} (1 - \cos((\delta_k - \delta_m) \pm \sigma)) \quad (11.6)$$

Einsatz finden PST zur Beeinflussung der Spannungswinkel derzeit in erster Linie an Kuppelstellen zu benachbarten Netzbetreibern, um ungewollte (Kreis-/Ring-) Leistungsflüsse über Übertragungskorridore benachbarter Netzbetreiber und damit einhergehende Engpässe in deren Netzgebiet zu vermeiden. Neben PST mit mechanisch ausgeführten Stufenstellern sind ebensolche Transformatoren mit einer thyristor-basierten (quasi-kontinuierlichen) Stufenstellung sowie Ausführungen mit Quer-, Längs- und kombinierter quer und längs (schräg) wirksamer Zusatzspannung denkbar. Darüber hinaus kann eine umrichterbasiert erzeugte Zusatzspannung in entsprechender Richtung eingebracht werden. Neben diskret eingebrachten Elementen existieren Technologien, die längs auf einer Leitung verteilt jeweils einen Zusatz-Spannungswinkel einbringen und als dezentrale Querregler (auch D-FACTS) bezeichnet werden können.

Wirkungsmechanismus Spannungsbetragsbeeinflussung

Nach Gl. (3.2) besteht auch zwischen der übertragenen Leistung und den Spannungsbeträgen der Knotenspannungen ein direkt proportionaler Zusammenhang. Da der Spannungsbetrag innerhalb einer Spannungsebene jedoch nur in geringem Maße zur tatsächlichen Erhöhung der übertragenen Leistung variiert werden kann, fällt der Spannungsbetragsbeeinflussung eine eher unterstützende Rolle zur Erhöhung bzw. gezielten Höherauslastung des elektrischen Energieversorgungssystems zu. Jedoch wurde bereits vor der verbreiteten Einführung vermaschter Energieversorgungssysteme auf die Notwendigkeit und Wichtigkeit einer nahezu konstanten Spannung entlang langer Leitungen zur Übertragung elektrischer Energie hingewiesen, wie z. B. [203] zeigt. Die prinzipiellen Zusammenhänge im Wirkungsmechanismus Spannungsbetragsänderung sind in **Bild 11.3** anhand von Schaltbild (a), Zeigerdiagramm (b) und resultierendem Wirkleistungsverhalten und notwendiger Blindleistung Q_M (c) überblicksartig dargestellt.

Zur Erläuterung der Wirkung wird in **Bild 11.3** (a) eine ideale Blindleistungsquelle Q_M in der Mitte der Leitung zwischen den Knoten k und m angenommen. Unter Annahme von $U_k = U_m$ gilt für den Wirkleistungsfluss im Ausgangssystem ohne Q_M Gl. (3.1). Mit einer Blindleistung Q_M für eine Spannung \underline{U}_M mit konstantem Spannungsbetrag $U_M = U_k = U_m$ in der Leitungsmitte ergibt sich das Zeigerdiagramm in **Bild 11.3** (b). Durch die konstante Spannung in der Leitungsmitte ist die Leitung effektiv in zwei Segmente mit jeweils der halben Reaktanz $X_L/2$ aufgeteilt. Für den Leistungsfluss auf den beiden aufgeteilten Reaktanzen $X_L/2$ gelten dementsprechend Gln. (11.7) und (11.8).

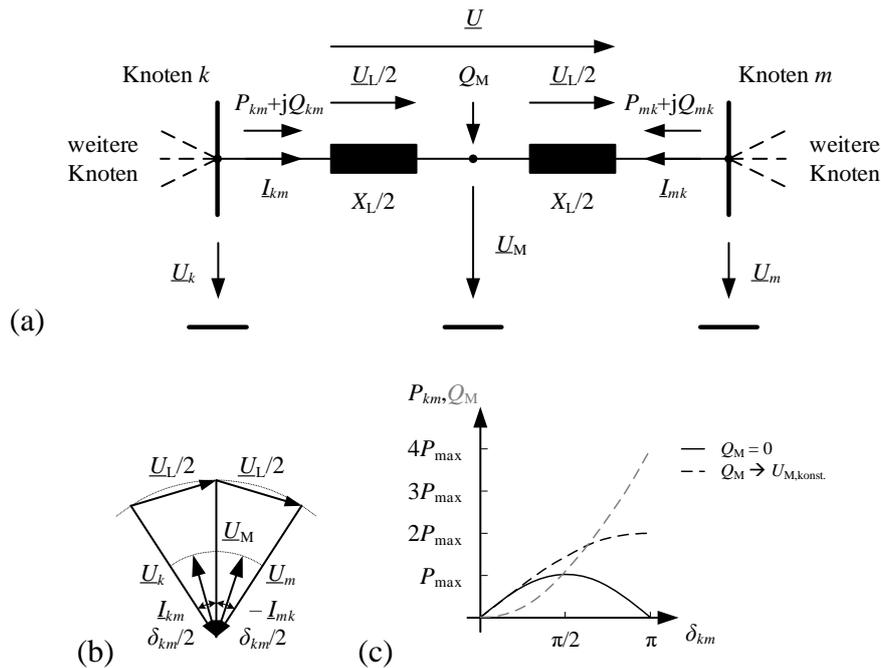


Bild 11.3 Wirkungsmechanismus Spannungs Betragsänderung: Schaltbild (a), Zeigerdiagramm (b), Wirk- und Blindleistungsverhalten (c) (in Anlehnung an [21]).

$$P_{km} = \frac{2U_k U_m}{X_L} \sin\left(\frac{\delta_k - \delta_m}{2}\right) \quad (11.7)$$

$$Q_{km} = \frac{2U_k U_m}{X_L} \left(1 - \cos\left(\frac{\delta_k - \delta_m}{2}\right)\right) \quad (11.8)$$

Aufgrund der konstanten Spannung in der Leitungsmitte ergibt sich somit idealisiert eine mögliche Verdopplung der Wirkleistungsübertragung, wie auch **Bild 11.3** (c) zeigt. Allerdings wäre dazu eine gleichzeitige Verdoppelung der Spannungswinkeldifferenz notwendig, so dass eine realistische Anwendbarkeit aus verschiedenen technischen Gründen nicht gegeben ist. Um die Spannung U_M betraglich konstant zu halten, wäre darüber hinaus eine Blindleistung in Höhe der vierfachen Wirkleistung im Ausgangsfall nach Gl. (11.9) notwendig, da diese für beide Leitungssegmente bereitgestellt werden muss.

$$Q_M = \frac{4U_M^2}{X_L} (1 - \cos(\delta_k - \delta_m)) \quad (11.9)$$

Neben dieser theoretischen Möglichkeit der Erhöhung der Übertragungsleistung kann insbesondere die Ladestromkompensation langer Leitungen durch eine entlang der Leitung erfolgende Blindleistungsbereitstellung zur Erhöhung der Übertragungsfähigkeit beitragen (vgl. [154]). Der Fokus liegt damit auf der Bereitstellung der notwendigen Kompensationsblindleistung und nicht auf einer exakten Spannungshaltung. Unter Annahme einer verlustlosen Leitung und der vollständig einseitigen Bereitstellung des Ladestroms I_L gilt am Knoten k Gl. (11.10).

$$I_L = \omega C'_p l U_k \quad (11.10)$$

Dementsprechend wird ein Teil der durch den Strom I_{\max} begrenzten maximalen Übertragungskapazität bereits durch den Ladestrom belegt. Für den möglichen übertragbaren Strom I_{km} am Leitungsanfang gilt dann Gl. (11.11).

$$I_{km} = \sqrt{I_{\max}^2 - I_L^2} \quad (11.11)$$

Bei entsprechenden Leitungs- bzw. Kabelparametern und -längen kann damit im Extremfall die komplette Übertragungskapazität durch den Ladestrom belegt werden. Bei einer idealen Kompensation des Ladestroms an beiden Knoten k und m ergäbe sich eine Halbierung der notwendigen Bereitstellung an den beiden Leitungsenden. Für den allgemeinen Fall mit n Kompensationsstellen entlang der gesamten Leitungslänge gilt Gl. (11.12), wodurch die freie Transportkapazität der Leitung erhöht wird [154].

$$\begin{aligned} I_{km} &= \sqrt{I_{\max}^2 - \left(\frac{I_L}{2n}\right)^2} \\ &= \sqrt{I_{\max}^2 - \left(\frac{1}{2n} \omega C'_p l U_k\right)^2} \end{aligned} \quad (11.12)$$

Die Spannungshaltung auf Übertragungsnetzebene erfolgt durch die am Netz befindlichen Großkraftwerke mit Spannungsregelung sowie für die unterlagerten Spannungsebenen durch Transformatoren mit Stufenstellen in Längsregelung. Weiterhin kommen statische Kompensationseinrichtungen zur Spannungshaltung/Blindleistungskompensation zum Einsatz. Bei weiterer Dezentralisierung der elektrischen Energieerzeugung und dem damit einhergehenden Wegfall von spannungsgeregelten Knoten im Übertragungsnetz müssen alternative Blindleistungsquellen etabliert werden, wie auch die vorgeschlagenen Maßnahmen in [202] zeigen. Hierzu können neben Kompensationsanlagen auch Ausführungsformen von FACTS-Elementen genutzt werden. In vereinzelter Anwendung wurden zu Testzwecken auch Generatoren stillgelegter Kraftwerke zur Blindleistungsbereitstellung und damit Spannungshaltung eingesetzt (als so genannte ‚rotierende Phasenschieber‘) und z. B. auch in [204] für die zukünftige Bereitstellung von Systemdienstleistungen über die statische Spannungshaltung hinaus erwähnt.

11.2 Leistungselektronische Komponenten und Systeme

Leistungshalbleiter

Bild 11.4 zeigt die Schaltzeichen verschiedener Leistungshalbleiter. Neben dem einfachsten Leistungshalbleiter, der Diode (a), die bei Betrieb in Vorwärtsrichtung annähernd spannungslos Strom führt und in entgegengesetzter Richtung sperrt, sind die Schaltzeichen von Thyristor (b),

dem so genannten Gate Turn-Off Thyristor (GTO, c), dessen Weiterentwicklung Insulated Gate Commutated Thyristor (IGCT, d) sowie dem heutzutage für viele Anwendungsfälle eingesetztem Insulated Gate Bipolar Transistor (IGBT, e) dargestellt.

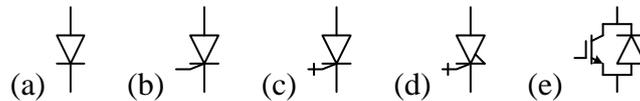


Bild 11.4 Schaltzeichen verschiedener Leistungshalbleiter: (a) Diode, (b) Thyristor, (c) GTO, (d) IGCT (e) IGBT (mit Freilaufdiode).

Der Thyristor verhält sich in Sperrrichtung ähnlich einer Diode, kann jedoch in Vorwärtsrichtung durch einen Stromimpuls an der Gate-Elektrode vom blockierenden in den leitenden Zustand überführt werden. Damit kann der Thyristor in jeder positiven Halbwelle gesteuert eingesetzt werden, was zahlreiche Anwendungen in leistungselektronischen Schaltungen erlaubt. Da Thyristoren sehr robust sind und bis dato die höchsten Sperrspannungen und Stromtragfähigkeiten aufweisen, kommen sie insbesondere bei Anwendungen mit höchster Spannungsbeanspruchung und höchsten Leistungen zum Einsatz.

Beim GTO handelt es sich um eine Weiterentwicklung des normalen Thyristors, der durch einen eingepprägten negativen Strom am Gate auch vom leitenden wieder in den blockierenden Zustand überführt werden kann. IGCTs sind eine Weiterentwicklung des GTOs und können grundsätzlich nach dem gleichen Prinzip betrieben und angesteuert werden. Wesentlicher Unterschied sind geringere Verluste im leitenden Zustand sowie während des Abschaltvorgangs.

Der IGBT kann demgegenüber deutlich einfacher durch das Anlegen einer Gate-Spannung in den leitenden Zustand überführt werden. Sobald keine Gate-Spannung mehr anliegt, blockiert der IGBT. Daraus ergibt sich eine sehr einfache und verlustarme Ansteuerung. Durch die rasante und stetige Weiterentwicklung können IGBTs mittlerweile ebenfalls bei modularer Bauweise für Anwendungen im Höchstspannungsbereich in Frage kommen, reichen jedoch hinsichtlich maximaler Sperrspannung und Stromtragfähigkeit noch nicht ganz an die verfügbaren Leistungen der Thyristor-Elemente heran.

Üblicherweise werden Leistungshalbleiter als integrierte und vergossene Module ausgeführt. Um mit den jeweiligen Modulen, die für sich jeweils Spannungen bis in den oberen einstelligen Kilovolt-Bereich blockieren können, Anwendungen im Bereich der üblichen Spannungen auf Höchstspannungsebene zu realisieren, werden diese in Reihe geschaltet. Eine Erhöhung der Stromtragfähigkeit, die für einzelne Module im einstelligen Kiloampere-Bereich liegen, wird durch Parallelschaltung mehrerer Module erreicht. Ein derart aufgebautes Element aus einer Vielzahl von Halbleiter-Modulen wird als ‚Stack‘ bezeichnet. **Bild 11.5** zeigt eine Übersicht über typische Größenordnungen auf Anwendungsebene unter Verwendung entsprechender Module (vgl. [69]).

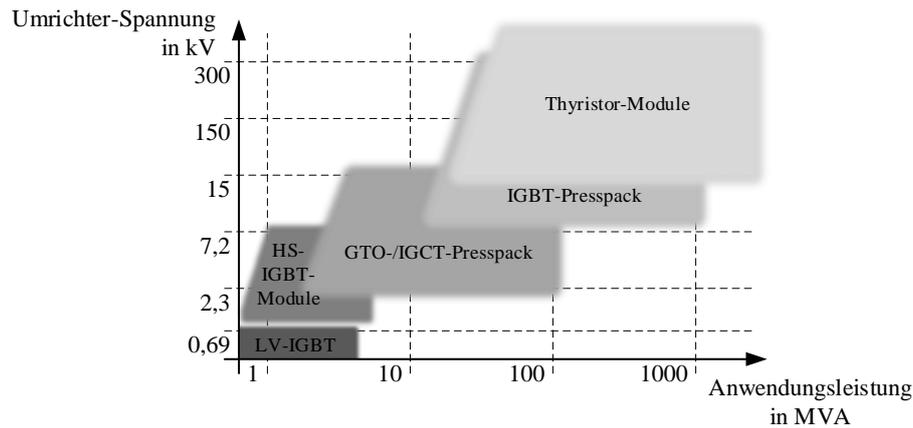


Bild 11.5 Größenordnungen von realisierten Umrichter-Spannungen und typischen Anwendungsleistungen bei Einsatz unterschiedlicher Leistungshalbleiter-Module (in Anlehnung an [69]).

Beim Betrieb dieser Einheiten müssen je nach verwendetem Leistungshalbleiter gewisse Randbedingungen eingehalten werden, die über Zusatzbeschaltungen (z. B. parallele Kondensatoren auf Modulebene zur Sicherstellung einer gleichmäßigen Spannungsbelastung) realisiert werden. Diese können je nach Größe auch als Bestandteil des Moduls realisiert sein. Für weiterführende Erläuterungen zum Aufbau von Leistungshalbleitern und deren elektrischen und physikalischen Eigenschaften sei auf die Literatur (z. B. [83, 162, 205–207]) verwiesen.

Umrichtersysteme und -topologien

Für den Aufbau von leistungselektronischen Umrichtern zum Einsatz in FACTS-Elementen oder für HGÜ-Systeme existieren eine Vielzahl unterschiedlicher Topologien (vgl. [67]). Eine Unterscheidungsmöglichkeit besteht hinsichtlich der Ausgestaltung und Regelung der Gleichgrößen- bzw. Gleichstromkreis. Während bei VSC-Systemen eine Umkehr der Leistungsflussrichtung über eine Umkehr des Stromes bei gleichbleibender Polarität der Gleichspannung erfolgt, wird bei CSC-Systemen die Umkehr der Polarität auf Gleichspannungsseite bei gleichbleibender Stromflussrichtung für eine Leistungsflussumkehr genutzt.

Darüber hinaus kann zwischen selbst- und netzgeführten Umrichtersystemen unterschieden werden. Während selbstgeführte Umrichter auf zu- und abschaltbaren Leistungshalbleitern basieren, werden netzgeführte Umrichtersysteme mit Hilfe von Thyristoren, realisiert. Netzgeführte Umrichter erlauben wie selbstgeführte Umrichter sowohl den Betrieb als Gleich- als auch als Wechselrichter und damit einen variablen Einsatz zur gezielten Leistungsflusseinstellung und -beeinflussung in Ergänzung oder parallel zu Wechselstromsystemen. Übliche Ausführungsformen sind netzgeführte Umrichter mit Gleichstrom-Zwischenkreis (LCC/CSC) und selbstgeführte Umrichter mit Gleichspannungs-Zwischenkreis (SCC/VSC), weshalb in der Literatur und dieser Arbeit auch die vereinfachten Bezeichnungen LCC- und VSC-System als Unterscheidung für die beiden Ausführungsformen herangezogen werden.

Netzgeführter Umrichter mit Stromzwischenkreis

Ein möglicher vereinfacht dargestellter Aufbau eines netzgeführten Umrichters mit Stromzwischenkreis ist in **Bild 11.6** dargestellt. Der Leistungsfluss wird bei gleichbleibender Stromrichtung über die Spannungshöhe bzw. Spannungsdifferenz zwischen den beteiligten Konverterstationen eingestellt. Die Höhe der Spannung U_{DC} des Gleichstromzwischenkreises an den jeweiligen Umrichtern wird oftmals durch eine kombinierte Regelung des Stufenstellers des zur Kopplung mit dem Wechselstromsystem verwendeten Transformators sowie des einstellbaren Zündwinkels α der Thyristor-Ansteuerung eingestellt. Hierbei werden kurzzeitige Änderungen zunächst durch eine schnelle Anpassung des Zündwinkels umgesetzt, um den stationären Betriebspunkt anschließend über den Stufensteller nachzufahren. Der Zündwinkel α beschreibt dabei in LCC-Systemen den Winkel der Phasenanschnittsteuerung der Thyristoren (zwischen 12 und 15° im Gleichrichter- und 100 bis 110° im Wechselrichterbetrieb). Zusätzlich zum Zündwinkel ist bei der Ansteuerung ein so genannter Kommutierungswinkel λ zu berücksichtigen. Dieser beschreibt den Zeitbereich, den die Kommutierung von einem auf den nachfolgend leitenden Halbleiter-Zweig benötigt (üblicherweise bis maximal 30°) [162].

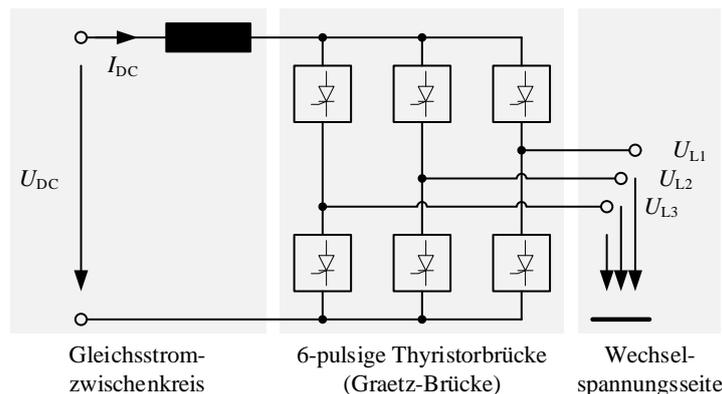


Bild 11.6 Vereinfacht dargestellte Ausführungsform eines netzgeführten Umrichters mit Stromzwischenkreis (in Anlehnung an [162, 176]).

Selbstgeführter Umrichter mit Gleichspannungszwischenkreis

Auf Seiten der Umrichter-Systeme mit Gleichspannungszwischenkreis existiert eine Vielzahl unterschiedlicher Ausführungsformen wie z. B.

- Zweipunkt-Umrichter,
- Dreipunkt-Umrichter und
- modularer Mehrpunkt-Umrichter,

wobei ein kurzer Überblick über diese am häufigsten eingesetzten Formen gegeben werden soll.

Hierzu zeigt **Bild 11.7** die mögliche Ausführungsform eines Zweipunkt-Umrichters, bei dem die wechselstromseitige dreiphasige Ausgangsspannung (U_{L1} , U_{L2} , U_{L3}) und damit der Leistungsfluss über eine gezielte Modulation der Zwischenkreisspannung U_{DC} generiert wird.

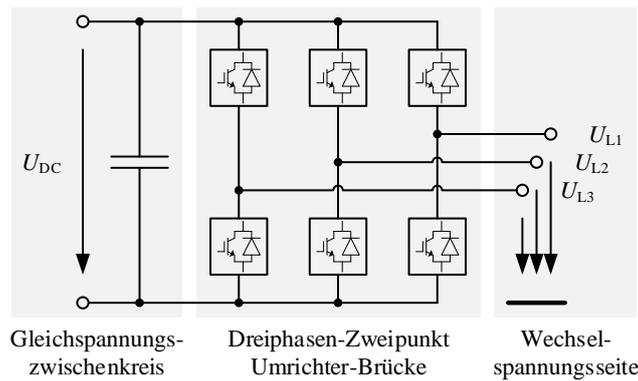


Bild 11.7 Mögliche Ausführungsform eines Zweipunkt-Umrichters (in Anlehnung an [67, 199, 207]).

Wie der Name beschreibt, können hierbei die beiden Pole des Zwischenkreises an die jeweilige Phase der Ausgangsspannung geschaltet werden. Die Ausgangsspannung ist exemplarisch für das oftmals verwendete Modulationsverfahren der Pulsweitenmodulation (PWM) in **Bild 11.8** dargestellt.

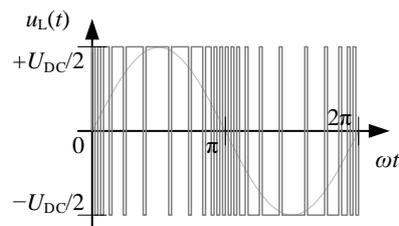


Bild 11.8 Über Pulsweitenmodulation erzeugter, ungefilterter Wechselspannungsverlauf einer Phase $u_L(t)$ für einen Zweipunkt-Umrichter (in Anlehnung an [67, 206, 207]).

Die Ausgangsspannung kann in jeder Phase dabei zwischen dem positiven und negativem Pol (hier durch $+U_{DC}/2$ und $-U_{DC}/2$ dargestellt) mit typischen Taktfrequenzen im unteren einstelligen Kilohertz-Bereich geschaltet werden. In Abhängigkeit der jeweiligen Pulsbreite ergibt sich in der Grundschwingung eine sinusförmige Ausgangsspannung $u_L(t)$. Aufgrund der Einschränkung auf diese beiden Spannungswerte ist ein hoher Filteraufwand notwendig, um die Oberschwingungsbelastung zu reduzieren.

Dieser Aufwand reduziert sich beim Dreipunkt-Umrichter, der exemplarisch in **Bild 11.9** dargestellt ist. Die dreiphasige Ausgangsspannung kann bei Dreipunkt-Umrichtern zwischen dem positiven und negativen Pol der Zwischenkreisspannung U_{DC} und zusätzlich einem ggf. herausgeführten und geerdetem Mittelpunkt geschaltet werden, wodurch sich prinzipiell die in **Bild 11.10** dargestellte modulierte Ausgangsspannung $u_L(t)$ für jede Phase des Drehstromsystems ergibt.

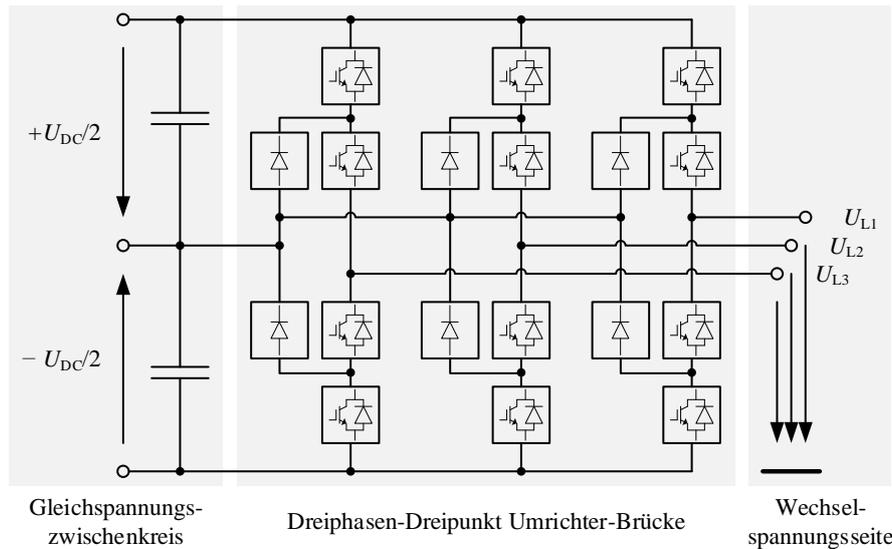


Bild 11.9 Mögliche Ausführungsform eines Dreipunkt-Umrichters (in Anlehnung an [67, 199, 207]).

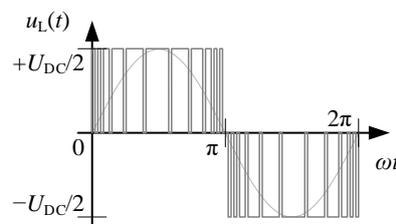


Bild 11.10 Über Pulsweitenmodulation erzeugter, ungefilterter Wechselspannungsverlauf einer Phase $u_L(t)$ für einen Dreipunkt-Umrichter (in Anlehnung an [67, 206, 207]).

Der Vorteil des geringeren Filteraufwands gegenüber dem Zweipunkt-Umrichter wird zum einen durch eine kompliziertere Schaltungstopologie (vgl. **Bild 11.9** gegenüber **Bild 11.7**) und zum anderen durch zusätzlich notwendige Leistungshalbleiter erkauft. So sind gegenüber dem Zweipunkt-Umrichter zusätzliche Leistungsdioden (so genannte ‚Clamping-Dioden‘) notwendig. Prinzipiell können auch mehr als drei Stufen realisiert werden, wobei die Anzahl der notwendigen zusätzlichen Dioden stark ansteigt, so dass eine Anwendung von mehr als fünf bzw. maximal sieben Stufen unwirtschaftlich ist und daher keine verbreitete Anwendung findet (vgl. [199]).

Eine nahezu beliebige Skalierbarkeit sowie die weitere Reduktion notwendiger Oberschwingungsfiler und auftretender Verluste erlaubt das Konzept des modularen Mehrpunkt-Umrichters (engl.: modular multilevel converter, MMC), das in einer prinzipiellen Ausführungsform mit Halbbrücken pro Submodul in **Bild 11.11** dargestellt ist. Die mit Hilfe eines MMC mögliche Stufung der Ausgangsspannung $u_L(t)$ ist exemplarisch für eine Stufung von zehn Submodulen pro Halbwelle in **Bild 11.12** gezeigt.

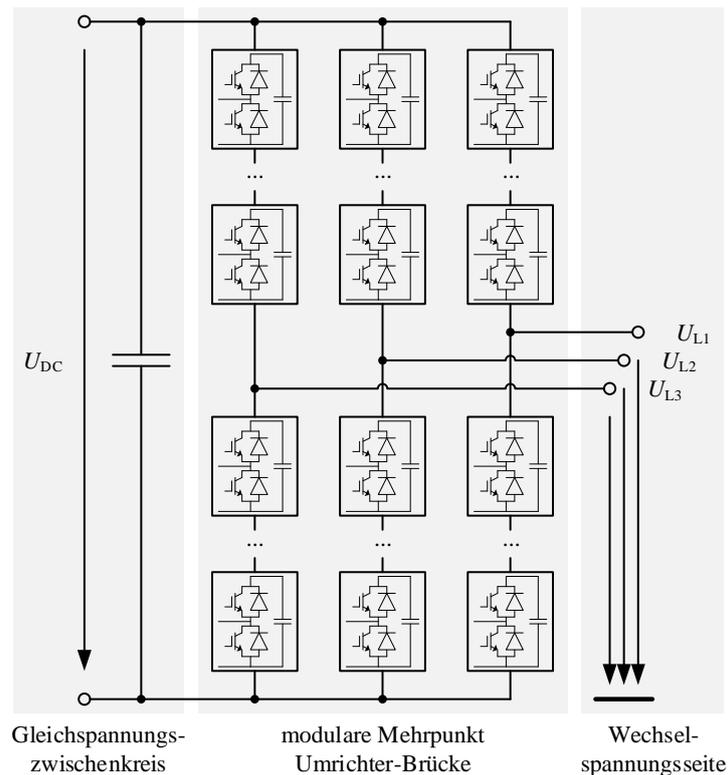


Bild 11.11 Mögliche Ausführungsform eines modularen Mehrpunkt-Umrichters (in Anlehnung an [67, 83, 162]).

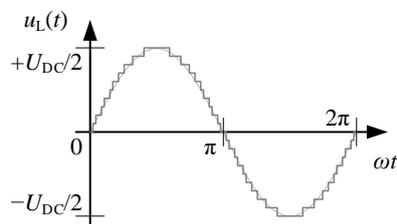


Bild 11.12 Über Pulsweitenmodulation erzeugter, ungefilterter Wechselspannungsverlauf einer Phase $u_L(t)$ für einen modularen Mehrpunkt-Umrichter (in Anlehnung an [67, 206, 207]).

Die realisierbare Ausgangsspannung kommt einer Sinus-Kurve schon sehr nahe, wodurch der Filteraufwand minimiert werden kann. Aufgrund ihrer nahezu beliebigen Skalierbarkeit haben sich MMCs für viele Anwendungen im Bereich der Höchstspannungsebene etabliert. Neben der dargestellten Ausführungsform über Halbbrücken-Submodule existieren auch Ausführungen mit Vollbrücken-Submodulen, die hinsichtlich der Regelbarkeit und des Fehlerverhaltens weitere Vorteile aufweisen, aber einen höheren technischen und wirtschaftlichen Aufwand bei der Realisierung erfordern (vgl. [199]).

Ausführungsformen von HGÜ-Systemen

Eine Unterscheidung von HGÜ-Systemen kann neben der Ausführungsform des Umrichters in erster Linie auf Basis der Konfiguration auf der Gleichspannungsseite stattfinden, wobei die Wechselspannungsseite in den heute üblichen Realisierungen analog zur Kopplung der in **Bild 2.12** (a) dargestellten Querelemente ausgeführt ist. **Bild 11.13** zeigt übliche Ausführungsformen als

- asymmetrischer Monopol,
- symmetrischer Monopol und
- (symmetrischer) Bipol.

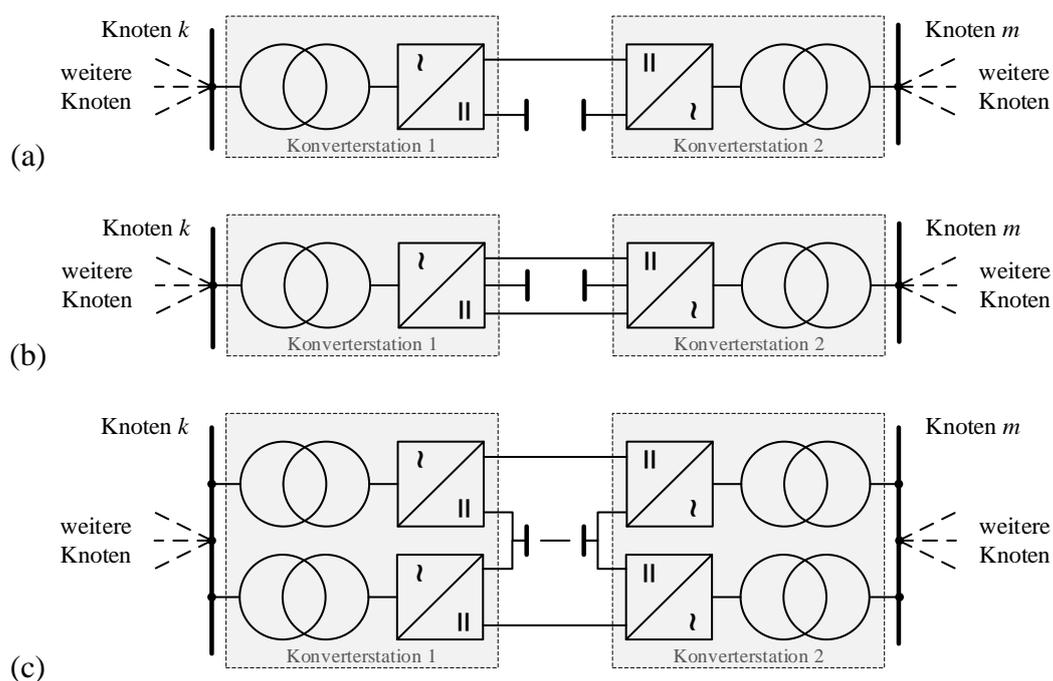


Bild 11.13 Vereinfacht dargestellte Ausführungsformen von HGÜ-Systemen. (a) asymmetrischer Monopol, (b) symmetrischer Monopol/Bipol, (c) (symmetrischer) Bipol (in Anlehnung an [104, 199]).

Die Ausführungsform des asymmetrischen Monopols (**Bild 11.13** (a)) besitzt je Umrichter einen über ein Leitungssystem gekoppelten Gleichspannungspol auf Hochspannungsniveau. Die anderen Pole sind jeweils geerdet ausgeführt. Ausfälle von Umrichter oder Leitungssystem führen jeweils zum Ausfall des Gesamtsystems. Der symmetrische Monopol (**Bild 11.13** (b)) enthält Hochspannungspole positiver und negativer Polarität, weshalb aus Systemsicht auch die Bezeichnung als Bipol verbreitet ist. Die Pole werden dabei stets mit symmetrischer Leistung beaufschlagt. Üblicherweise ist der Mittelpunkt des Umrichtersystems geerdet ausgeführt, was theoretisch auch eine unsymmetrische Leistungsverteilung unter Nutzung der Erde als Rückleiter erlauben würde, im Normalbetrieb aber vermieden wird. In dieser Konfiguration führt der Ausfall eines Umrichters auch zum Systemausfall, wohingegen bei Ausfall eines der

beiden Leitungssysteme ein theoretischer Weiterbetrieb mit halbiertes Leistung erfolgen kann. Die Ausführungsform als (symmetrischer) Bipol (**Bild 11.13** (b)) besteht aus zwei unabhängigen Umrichtern je Konverterstation mit positivem und negativem Hochspannungspolen sowie geerdetem Zwischenpotential. Dieses kann auch über ein weiteres Leitungssystem miteinander gekoppelt sein. Im Normalbetrieb wird auch hier der symmetrische Betrieb angestrebt, obwohl die Ausführungsform den unsymmetrischen Betrieb grundsätzlich erlaubt. In dieser Konfiguration kann der Betrieb sowohl bei Ausfall eines Umrichters als auch eines Leitungssystems mit reduzierter Leistung fortgesetzt werden.

11.3 Lösungsverfahren nichtlinearer Optimierungsprobleme

Line Search

Bei der Anwendung von Line Search- (LS-) Methoden liegt der Schwerpunkt auf der Ermittlung von Richtung $\mathbf{r}_{(i)}$ und insbesondere Schrittweite $s_{(i)}$ des Iterationsschritts i zur Ermittlung eines neuen Lösungskandidaten $\mathbf{x}_{(i+1)}$. Der neue Lösungskandidat entspricht dann Gl. (4.5). Oftmals wird zur Ermittlung eines LS-Schrittes ein lokales Modell $m_{(i)}$ um den aktuellen Iterationsschritt $\mathbf{x}_{(i)}$ gebildet, das die eigentliche Zielfunktion um $\mathbf{x}_{(i)}$ gut abbildet, aber mathematisch deutlich einfacherer (in der Regel quadratischer) Natur ist.

Für die Ermittlung der Schrittrichtung $\mathbf{r}_{(i)}$ existieren unterschiedliche Ansätze. Im Allgemeinen werden dabei folgende Schritte durchlaufen:

- Ermittlung einer Schrittrichtung $\mathbf{r}_{(i)}$,
- Ermittlung einer optimalen Schrittweite $s_{(i)}$, so dass $f(\mathbf{x}_{(i)} + s_{(i)}\mathbf{r}_{(i)})$ möglichst minimal wird,
- Optimalitätsprüfung und ggf.
- Neustart.

Die Ermittlung einer Schrittrichtung $\mathbf{r}_{(i)}$ kann dabei ebenfalls durch unterschiedliche Ansätze erfolgen. Wesentlich ist dabei die Forderung, dass es sich bei $\mathbf{r}_{(i)}$ um eine Abstiegsrichtung handelt, so dass Gl. (11.13) gilt [132, 136].

$$\nabla f(\mathbf{x}_{(i)})^T \mathbf{r}_{(i)} < 0, \forall i \geq 0 \quad (11.13)$$

Eine Abstiegsrichtung kann allgemein über Gl. (11.14) ermittelt werden.

$$\mathbf{r}_{(i)} = -\mathbf{G}_{(i)}^{-1} \nabla f_{(i)} \quad (11.14)$$

Typische Ansätze zur Ermittlung von $\mathbf{G}_{(i)}$ sind z. B.

- das Verfahren der steilsten Gradienten: $\mathbf{G}_{(i)}$ entspricht der Einheitsmatrix \mathbf{E} ,

- das Quasi-Newton-Verfahren: $\mathbf{G}_{(i)}$ entspricht einer Approximation der Hesse-Matrix $\mathbf{H}_{(i)} = \nabla^2 f(\mathbf{x}_{(i)})$ und
- das Newton-Verfahren: $\mathbf{G}_{(i)}$ entspricht der exakten Hesse-Matrix $\mathbf{H}_{(i)}$ [132].

Diese unterscheiden sich u. a. im mathematischen Aufwand ihrer Ermittlung, aber auch hinsichtlich ihrer Konvergenzeigenschaften. Weiterführende Erläuterungen können der Literatur [132, 136, 208, 209] entnommen werden.

Fokus und namensgebender Schritt von LS-Methoden ist die Ermittlung einer optimalen Schrittweite $s_{(i)}$ entlang der ermittelten Richtung $\mathbf{r}_{(i)}$. Allgemein ist eine Schrittweite zulässig, wenn Gl. (11.15) erfüllt ist [136].

$$f(\mathbf{x}_{(i)} + s_{(i)}\mathbf{r}_{(i)}) \leq f(\mathbf{x}_{(i)}) \quad , \forall i \geq 0 \quad (11.15)$$

Wird als Schrittweite $s_{(i)}$ das tatsächliche Minimum entlang der Suchrichtung $\mathbf{r}_{(i)}$ ermittelt und gewählt, so wird dies als exakter LS-Schritt bezeichnet. Insbesondere soll die Schrittweite möglichst effizient gewählt werden, so dass die Reduktion des Zielfunktionswertes im neuen Punkt $\mathbf{x}_{(i)} + s_{(i)}\mathbf{r}_{(i)}$ gegenüber $\mathbf{x}_{(i)}$ groß und der notwendige Rechenaufwand demgegenüber akzeptabel ist. Allgemein gilt eine Schrittweite als effizient, wenn Gl. (11.16) erfüllt ist [136].

$$f(\mathbf{x}_{(i)} + s_{(i)}\mathbf{r}_{(i)}) \leq f(\mathbf{x}_{(i)}) - \theta \left(\frac{\nabla f(\mathbf{x}_{(i)})^T \mathbf{r}_{(i)}}{\|\mathbf{r}_{(i)}\|} \right)^2 \quad , \text{ mit einer Konstanten } \theta > 0 \quad (11.16)$$

Für die Ermittlung möglichst effizienter bzw. zulässiger Schrittweiten können verschiedene Bedingungen und Regeln (z. B. Armijo-Regel, Wolfe- oder Goldstein-Bedingungen, vgl. [132, 136]) herangezogen werden. Darüber hinaus liefert z. B. [209] eine Übersicht über Ansätze zur Ermittlung garantiert effizienter LS-Schritte.

Bild 11.14 zeigt einen exemplarischen LS-Schritt in einem lokalem Modell $m_{(i)}$ um $\mathbf{x}_{(i)}$. Die Richtung $\mathbf{r}_{(i)}$ des LS-Schrittes liegt in Richtung des Minimums des lokalen Modells und die

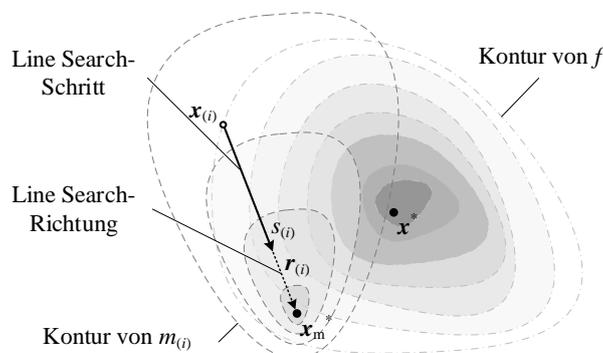


Bild 11.14 Exemplarische Darstellung eines Line Search-Schrittes innerhalb eines lokalen Modells $m_{(i)}$ um $\mathbf{x}_{(i)}$.

Schrittweite $s_{(i)}$ ist exemplarisch so gewählt, dass die größtmögliche Reduktion des Zielfunktionswertes von f entlang der Suchrichtung $\mathbf{r}_{(i)}$ einstellt. Weiterführende Erläuterungen zu LS-Methoden können z. B. [125, 132, 136, 137, 208, 209] entnommen werden.

Trust Region

Im Gegensatz zur LS-Methode liegt der Fokus bei der Trust Region-Methode nicht auf der Bestimmung einer möglichst optimalen Schrittlänge $s_{(i)}$ entlang einer vorgegebenen Suchrichtung $\mathbf{r}_{(i)}$, sondern in der Ermittlung eines Vertrauensbereichs (der Trust Region, TR) um den aktuellen Punkt $\mathbf{x}_{(i)}$, in dem ein lokales Modell $m_{(i)}$ die eigentliche Zielfunktion $f_{(i)}$ gut abbildet. Die Größe der TR bestimmt schließlich die Schrittweite $s_{(i)}$. Die Schrittrichtung $\mathbf{r}_{(i)}$ wird in einem zweiten Schritt durch eine Optimierung des lokalen Modells in der TR ermittelt. Das lokale Modell wird im Rahmen verschiedener Varianten der TR-Methode üblicherweise über ein quadratisches Modell entsprechend Gl. (11.17) erstellt [125, 136].

$$m_{(i)}(\mathbf{r}) = f_{(i)} + \mathbf{g}_{(i)}^T \mathbf{r} + \frac{1}{2} \mathbf{r}^T \mathbf{G}_{(i)} \mathbf{r} \quad (11.17)$$

Hierin ist $f_{(i)}$ der Zielfunktionswert $f(\mathbf{x}_{(i)})$ im aktuellen Punkt $\mathbf{x}_{(i)}$, $\mathbf{g}_{(i)}$ der Gradient $\nabla f(\mathbf{x}_{(i)})$ und $\mathbf{G}_{(i)}$ im allgemeinen Fall eine mindestens symmetrische Matrix. In vielen Varianten wird für $\mathbf{G}_{(i)}$ die Hesse-Matrix $\mathbf{H}_{(i)} = \nabla^2 f(\mathbf{x}_{(i)})$ oder eine Näherung dieser verwendet. Für $\mathbf{G}_{(i)} = \mathbf{H}_{(i)}$ entspricht $m_{(i)}$ einer Taylorreihenentwicklung mit drei Gliedern von $f_{(i)}$ um $\mathbf{x}_{(i)} = \mathbf{r}_{(i)}$ (mit $\mathbf{r}_{(i)} = \mathbf{0}$). Die Schrittrichtung $\mathbf{r}_{(i)}$ wird durch das (näherungsweise) Lösen des quadratischen Optimierungsproblems in Gl. (11.18) festgelegt.

$$\begin{aligned} \min_{\mathbf{r}_{(i)}} m_{(i)}(\mathbf{r}_{(i)}) \\ \text{u. d. N. } \|\mathbf{r}_{(i)}\| \leq \varepsilon_{(i)} \end{aligned} \quad (11.18)$$

Die Nebenbedingung unter Verwendung des TR-Radius $\varepsilon_{(i)}$ stellt sicher, dass das Hilfsmodell die Zielfunktion hinreichend genau abbildet, und definiert damit den Vertrauensbereich der Optimierung. Die Lösung $\mathbf{r}_{(i)}^*$ liegt durch die Anwendung der Euklidischen Norm innerhalb einer Kugel im \mathbb{R}^n mit Radius $\varepsilon_{(i)}$. Der TR-Radius $\varepsilon_{(i)}$ definiert somit die Schrittweite $s_{(i)}$ des TR-Schritts. In der iterativen Umsetzung der TR-Methode liegt der Schwerpunkt auf der Ermittlung des jeweils nächsten TR-Radius $\varepsilon_{(i+1)}$. Hierzu wird die Abnahme des Zielfunktionswertes über die aufgrund der Wahl von Gl. (11.17) anwendbaren Näherung $f(\mathbf{x}_{(i)} + \mathbf{r}_{(i)})$ des Taylor-Theorems nach Gl. (4.10) ausgewertet und mit vorangegangenen Iterationsschritten in der Differenz gemäß Gl. (11.19) verglichen.

$$\Delta_{(i)} = \frac{f(\mathbf{x}_{(i)}) - f(\mathbf{x}_{(i)} + \mathbf{r}_{(i)})}{m_{(i)}(\mathbf{0}) - m_{(i)}(\mathbf{r}_{(i)})} \quad (11.19)$$

Alternativ kann die Reduktion des Zielfunktionswertes direkt über $f(\mathbf{x}_{(i+1)})$ mit dem neuen Punkt $\mathbf{x}_{(i+1)} = \mathbf{x}_{(i)} + \mathbf{r}_{(i)}$ ausgewertet werden.

Bild 11.15 zeigt die exemplarische Darstellung eines Hilfsmodells $m_{(i)}$ um den aktuellen Punkt $\mathbf{x}_{(i)}$ sowie einen Vertrauensbereich mit TR-Schritt in Richtung der größten Abnahme des Zielfunktionswertes des Hilfmodells (in Anlehnung an [132]). Auf eine detaillierte mathematische Herleitung wird an dieser Stelle verzichtet und auf die weiterführende Literatur [125, 128, 132, 135, 137, 208, 210, 211] verwiesen.

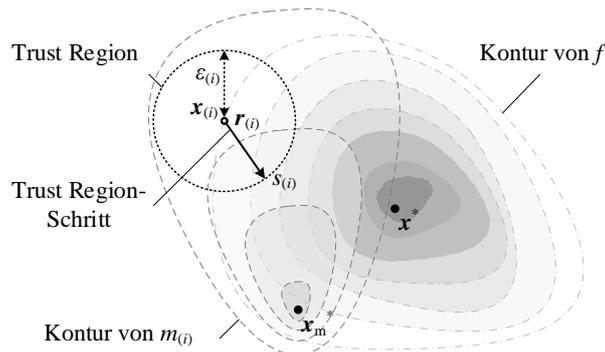


Bild 11.15 Exemplarische Darstellung eines Trust Region-Schrittes innerhalb eines lokalen Modells $m_{(i)}$ um $\mathbf{x}_{(i)}$.

Verfahren der konjugierten Gradienten

Das Verfahren der konjugierten Gradienten (engl.: conjugate gradients, CG, daher auch im deutschen ‚CG-Verfahren‘) existiert in zwei Ausprägungen: Die Anwendung auf lineare Probleme, die aufgrund der Eigenschaften des CG-Verfahrens in [212] zunächst als direktes Lösungsverfahren eingeführt wurde und die in [213] erweiterte Anwendungen für nichtlineare Probleme. Erst im Anschluss an die Erweiterung auf nichtlineare Probleme und die damit verbundene erstmalige effiziente Lösbarkeit großer nichtlinearer Optimierungsprobleme wurde die Anwendung in seiner heute üblicherweise verwendeten iterativen Ausführungsform zur Lösung großer linearer Probleme populär [132].

In seiner Ausführungsform zur Lösung linearer Probleme der Form $\mathbf{Ax} = \mathbf{b}$ stellen die Anforderungen Symmetrie und positive Definitheit an die Matrix \mathbf{A} Einschränkungen des grundsätzlichen Verfahrens dar. Zur Lösung des linearen Problems wird die quadratische Form nach Gl. (11.20) herangezogen, deren Lösung wiederum der des linearen Problems entspricht [132].

$$f(\mathbf{x}) = \frac{1}{2} \mathbf{x}^T \mathbf{Ax} - \mathbf{b}^T \mathbf{x} \quad (11.20)$$

Der negative Gradient, also die Richtung des steilsten Abstiegs in einem Punkt \mathbf{x}_i ergibt sich aus Gl. (11.21).

$$\begin{aligned} -\nabla f(\mathbf{x}_{(i)}) &= \mathbf{b} - \mathbf{A}\mathbf{x}_{(i)} \\ &= \boldsymbol{\rho}_{(i)} \end{aligned} \quad (11.21)$$

In Gl. (11.21) wurde gleichzeitig das Residuum $\boldsymbol{\rho}_{(i)}$ eingeführt. Ein Schritt $\mathbf{x}_{(i)}$ in Richtung des Residuums $\boldsymbol{\rho}_{(i)} = -\nabla f(\mathbf{x}_{(i)})$ führt zum Verfahren des steilsten Abstiegs (vgl. auch den grauen Iterationsverlauf in **Bild 11.17**), wohingegen für ein Residuum $\boldsymbol{\rho}_{(i)} = \mathbf{0}$ ist das Optimum \mathbf{x}^* erreicht ist. Für das CG-Verfahren wird der Iterationsschritt $\mathbf{x}_{(i)}$ unter Berücksichtigung der vorangegangenen Schrittrichtung $\mathbf{r}_{(i-1)}$ entsprechend Gl. (11.22) angepasst.

$$\mathbf{r}_{(i)} = -\boldsymbol{\rho}_{(i)} + s_{(i)}\mathbf{r}_{(i-1)} \quad (11.22)$$

Hierbei wird das Residuum $\boldsymbol{\rho}_{(i)}$ bei der Berechnung des Faktors $s_{(i)}$ zur Gewichtung von $\mathbf{r}_{(i)}$ in Gl. (11.23) berücksichtigt.

$$s_{(i)} = \frac{\boldsymbol{\rho}_{(i)}^T \mathbf{A}\mathbf{r}_{(i-1)}}{\mathbf{r}_{(i-1)}^T \mathbf{A}\mathbf{r}_{(i-1)}} \quad (11.23)$$

Die Berechnung von $s_{(i)}$ ergibt sich aus der für das Verfahren wesentlichen und namensgebenden Bedingung der Konjugation (auch: Orthogonalität) der Iterationsschritte $\mathbf{r}_{(i-1)}$ und $\mathbf{r}_{(i)}$ bzgl. der Matrix \mathbf{A} zueinander. Zwei Vektoren \mathbf{r}_k und \mathbf{r}_m sind konjugiert bzw. \mathbf{A} -orthogonal, wenn Gl. (11.24) gilt.

$$\mathbf{r}_k^T \mathbf{A}\mathbf{r}_m = 0 \quad , \forall k \neq m \quad (11.24)$$

Durch die Skalierung in Gl. (11.23) sind die Iterationsschritte konjugiert und damit linear unabhängig voneinander. Die Konjugation äußert sich in einem einfachen Beispiel zweier quadratischer Funktionen entsprechend der Darstellung in **Bild 11.16**.

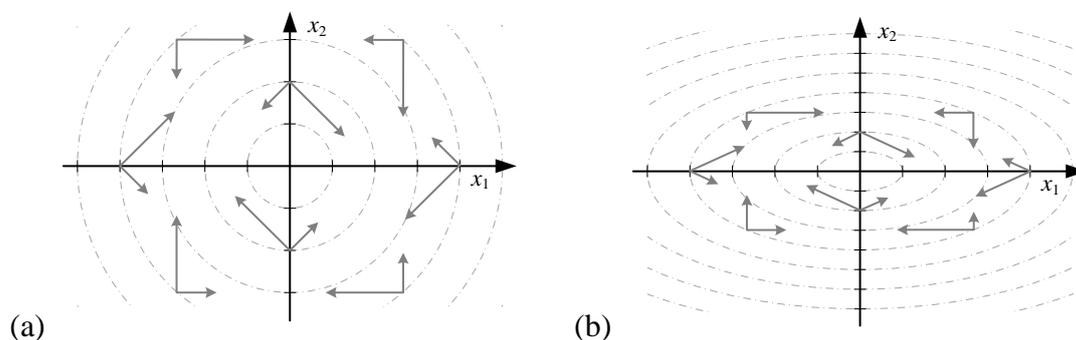


Bild 11.16 Darstellung von orthogonalen Vektoren eines quadratischen Problems mit einer Matrix mit gleichen Eigenwerten (a) und \mathbf{A} -orthogonaler Vektoren bei einer Matrix \mathbf{A} mit mindestens zwei unterschiedlichen Eigenwerten (b) (nach [214]).

Die exemplarisch eingezeichneten Vektorpaare in **Bild 11.16** (a) sind orthogonal zueinander (schließen einen rechten Winkel ein), die Eigenvektoren von \mathbf{A} sind in diesem Beispiel alle

gleich und ergeben kreisförmige Höhenlinien der Funktionswerte. Sind die Eigenvektoren nicht gleich, so werden die Höhenlinien der quadratischen Funktion elliptisch **Bild 11.16** (b). Behalten die Vektoren die numerischen Anfangs- und Endpunkte, so sind diese in der rechten Darstellung A -orthogonal (konjugiert), aber stehen bei gleicher Achsenskalierung nicht mehr unbedingt im rechten Winkel zueinander. Die Eigenschaften der konjugierten Vektoren können auch bei einem Vergleich des CG-Verfahrens mit einer exemplarischen Iteration nach dem Verfahren des steilsten Abstiegs entsprechend **Bild 11.17** verdeutlicht werden.

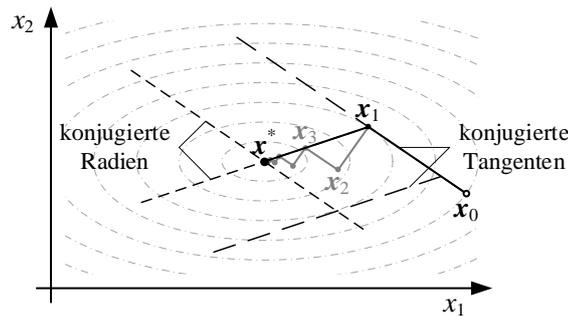


Bild 11.17 Exemplarischer Vergleich der Verfahren des steilsten Abstiegs (grau) und des CG-Verfahrens (schwarz) mit Kennzeichnung der konjugierten Tangenten (lang gestrichelt) und Radien (kurz gestrichelt) entlang der Iterationsschritte $x_{(i)}$ (nach [137]).

Hierin sind in grau die einzelnen Iterationsschritte mit dem Verfahren des steilsten Abstiegs gegeben. Wird der erste Iterationspunkt $x_{(1)}$, der auch bei CG-Verfahren meist in Richtung des steilsten Abstiegs $-\nabla f(x_{(0)})$ verläuft, und mit dem dritten Iterationspunkt $x_{(3)}$ des Verfahrens des steilsten Abstiegs verbunden, so verläuft die sich ergebende Gerade durch das Optimum x^* , wobei dies gleichzeitig die berechnete konjugierte Suchrichtung nach Gl. (11.22) ist. Das sich ergebende Parallelogramm zeigt die jeweils konjugierten Tangenten bzw. Radien im gegebenen Beispiel, welches bei einer Matrix A mit gleichen Eigenwerten einem Rechteck entsprechen würde. Der wesentliche Unterschied liegt, wie die Ausführungen zu Gl. (11.22) zeigen, in der Anpassung der Schrittrichtung $r_{(i)}$ auf eine konjugierte (A -orthogonale) Richtung des vorangegangenen Schritts $r_{(i-1)}$ mit Hilfe des nach Gl. (11.23) ermittelten Faktors $s_{(i)}$.

Das CG-Verfahren findet aufgrund seiner schnellen Konvergenz und des geringen Rechen- und Speicheraufwands oftmals Anwendung in modernen Lösungsalgorithmen. Darüber hinaus machen es zahlreiche Erweiterungen und Anpassungen für viele Optimierungsprobleme einsetzbar. Auf eine explizite Nennung und Darstellung dieser sowie eine detaillierte mathematische Herleitung der gegebenen Zusammenhänge sei an dieser Stelle jedoch verzichtet und auf die weiterführende Literatur [125, 132, 137, 208, 214–216] verwiesen.

Innere Punkte-Verfahren

Die initiale Anwendung von Innere Punkte-Verfahren bestand in der Lösung großer linearer Probleme. Es wurde als Alternative zum Simplex-Verfahren [217, 218] entwickelt, da dieses für einige spezielle (entartete) Probleme exponentielle Lösungsschritte aufweist [219]. In [220] wurde gezeigt, dass Innere Punkte-Verfahren in jedem Fall ein maximal polynomiales Iterationsverhalten aufweisen und damit in speziellen Fällen dem Simplex-Verfahren deutlich überlegen sein können. Im Gegensatz zu Simplex-Verfahren verlaufen die Lösungsschritte nicht auf den Kanten der Lösungsmenge, sondern im Inneren der zulässigen Lösungsmenge X , wodurch die kombinatorische Struktur der Eckenmenge umgangen werden kann [125].

Bild 11.18 zeigt exemplarische Iterationsschritte des Simplex- sowie des Innere Punkte-Verfahrens am Beispiel eines Optimierungsproblems mit einer durch einen Polyeder begrenzten Lösungsmenge X .

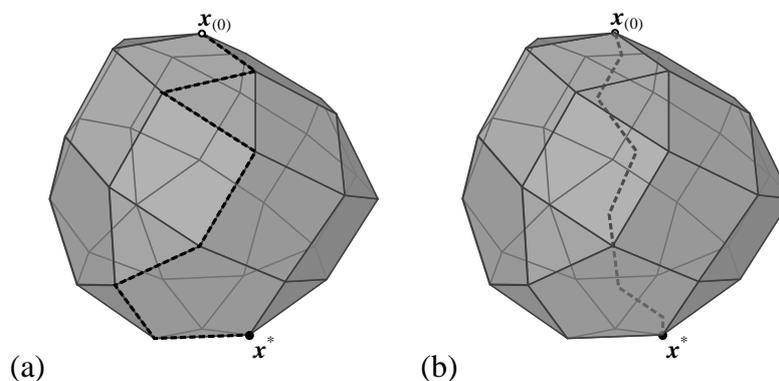


Bild 11.18 Exemplarischer Vergleich von Iterationsschritten (gestrichelt) des Simplex-Verfahrens entlang der Ecken eines die Lösungsmenge X begrenzenden Polyeders (a) und des Innere Punkte-Verfahrens (b) innerhalb der Lösungsmenge (Abbildung in Anlehnung an [221] und [222]).

Die grundlegende Vorgehensweise der Innere Punkte-Verfahren stützt sich auf Eigenschaften der Dualität (vgl. z. B. [215]). Für ein lineares Problem gilt Gl. (11.25) mit dem so genannten primalen (Ausgangs-) Problem P und dem dazu dualen Problem D .

$$P: \begin{cases} \min \mathbf{c}^T \mathbf{x} \\ \text{u. d. N. } \mathbf{A}\mathbf{x} = \mathbf{b} \\ \mathbf{x} \geq \mathbf{0} \end{cases} \Leftrightarrow D: \begin{cases} \max \mathbf{b}^T \mathbf{y} \\ \text{u. d. N. } \mathbf{A}^T \mathbf{y} + \boldsymbol{\zeta} = \mathbf{c} \\ \boldsymbol{\zeta} \geq \mathbf{0} \end{cases} \quad (11.25)$$

Mit $\boldsymbol{\zeta}$ wird eine Schlupf-Variable (auch: Slack-Variable) eingeführt, wodurch aus der Ungleichheitsnebenbedingung $\mathbf{A}^T \mathbf{y} \leq \mathbf{c}$ die Gleichheitsnebenbedingung $\mathbf{A}^T \mathbf{y} + \boldsymbol{\zeta} = \mathbf{c}$ wird. Der gemeinsame Optimalpunkt des Primal-Dualen-Systems aus Gl. (11.25) kann über die Einhaltung der KKT-Bedingungen in den Gln. (11.26)–(11.29) ermittelt werden (vgl. Abschnitt 4.2.4).

$$\mathbf{A}^T \mathbf{y} + \boldsymbol{\zeta} - \mathbf{c} = \mathbf{0} \quad (11.26)$$

$$\mathbf{A}\mathbf{x} - \mathbf{b} = \mathbf{0} \quad (11.27)$$

$$x_u \zeta_u = 0 \quad , \quad u = 1, \dots, U \quad (11.28)$$

$$(\mathbf{x}, \boldsymbol{\zeta}) \geq \mathbf{0} \quad (11.29)$$

Gln. (11.26)–(11.28) können zu einem linearen Gleichungssystem \mathbf{F} mit den Diagonalmatrizen der Zustände $\mathbf{X} = \text{diag}(x_1, \dots, x_U)$ und Schlupfvariablen $\boldsymbol{\Sigma} = \text{diag}(\zeta_1, \dots, \zeta_U)$ sowie dem Einheitsvektor $\mathbf{e} = [1, \dots, 1]^T$ nach Gl. (11.30) zusammengefasst werden.

$$\mathbf{F}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \boldsymbol{\zeta}) = \begin{bmatrix} \mathbf{A}^T \mathbf{y} + \boldsymbol{\zeta} - \mathbf{c} \\ \mathbf{A}\mathbf{x} - \mathbf{b} \\ \mathbf{X}\boldsymbol{\Sigma}\mathbf{e} \end{bmatrix} = \mathbf{0} \quad (11.30)$$

Die Bedingung in Gl. (11.31) stellt dabei sicher, dass die Lösung stets im Inneren oder am Rand der Lösungsmenge X liegt. Eine iterative Lösung des Gleichungssystems sowie die Suchrichtung $(\Delta \mathbf{x}, \Delta \mathbf{y}, \Delta \boldsymbol{\zeta})^T$ kann unter strikter Einhaltung $(\mathbf{x}, \boldsymbol{\zeta}) > \mathbf{0}$ aus Gl. (11.29) durch die Anwendung des Newton-Verfahrens (Linearisierung im aktuellen Punkt gemäß Gl. (11.32)) ermittelt werden, was schließlich zum Newton-Schritt in Gl. (11.31) führt.

$$\begin{bmatrix} \mathbf{0} \\ \mathbf{0} \\ \mathbf{X}\boldsymbol{\Sigma}\mathbf{e} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{0} & \mathbf{A}^T & \mathbf{E} \\ \mathbf{A} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \boldsymbol{\Sigma} & \mathbf{0} & \mathbf{X} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{x} \\ \Delta \mathbf{y} \\ \Delta \boldsymbol{\zeta} \end{bmatrix} \quad (11.31)$$

$$\mathbf{F}(\mathbf{x}_{(i)}) = -\mathbf{J}(\mathbf{x}_{(i)}, \mathbf{y}_{(i)}, \boldsymbol{\zeta}_{(i)}) (\Delta \mathbf{x}_{(i)}, \Delta \mathbf{y}_{(i)}, \Delta \boldsymbol{\zeta}_{(i)})^T \quad (11.32)$$

In der praktischen Umsetzung muss die Berechnung des Newton-Schritts in der Regel mit einem Faktor zu Skalierung der Schrittweite $s_{(i)} \ll 1$ nach Gl. (11.33) beaufschlagt werden, um die strikte Einhaltung von Gl. (11.29) zu gewährleisten.

$$\begin{bmatrix} \mathbf{x}_{(i+1)} \\ \mathbf{y}_{(i+1)} \\ \boldsymbol{\zeta}_{(i+1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{x}_{(i)} \\ \mathbf{y}_{(i)} \\ \boldsymbol{\zeta}_{(i)} \end{bmatrix} + s_{(i)} \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{x}_{(i)} \\ \Delta \mathbf{y}_{(i)} \\ \Delta \boldsymbol{\zeta}_{(i)} \end{bmatrix} \quad (11.33)$$

Zur Steuerung der Schrittweite existieren zahlreiche Ansätze, die die praktische Anwendbarkeit im Wesentlichen bestimmen. Für eine detaillierte mathematische Beschreibung und Herleitung des Innere Punkte-Verfahrens sowie praktikable Ansätze zur effektiven Schrittweitensteuerung sei auf die weiterführende Literatur [125, 132, 133, 215, 223–225] verwiesen.

Sequentiell quadratische Programmierung

Während die vorangegangenen Verfahren oftmals auf lokal gültige lineare Modelle zur Lösung nichtlinearer Probleme zurückgreifen bzw. aus Anwendungen für lineare Probleme weiterentwickelt wurden, setzt die sequentielle quadratische Programmierung (SQP) auf einen lokalen quadratischen Modellierungsansatz zur iterativen Lösung des Problems [208]. Die grundlegende Idee besteht somit darin, ein Problem im aktuellen Iterationspunkt $\mathbf{x}_{(i)}$ durch ein quadratisches Modell anzunähern und den Minimalpunkt des generierten Subproblems als neuen Iterationspunkt $\mathbf{x}_{(i+1)}$ zu nutzen. Erste erfolgreiche Implementierungen des zunächst in [226] vorgeschlagenen Verfahrens erfolgten u. a. durch [227–230]. Insbesondere bei Problemen mit signifikanten Nichtlinearitäten in Zielfunktion und/oder Nebenbedingungen erweisen sich SQP-Verfahren als geeignet. Im Gegensatz zu Innere Punkte-Verfahren müssen die Iterationsschritte der SQP-Verfahren nicht innerhalb der Lösungsmenge X liegen, was ebenfalls einen Vorteil insbesondere bei starken Nichtlinearitäten aufweisen kann [132].

In der Literatur werden SQP-Verfahren oftmals an einem Beispielproblem mit Gleichheitsnebenbedingungen gemäß Gl. (11.34) eingeführt und anschließend auf den allgemeinen Fall mit Gleichheits- und Ungleichheitsnebenbedingungen erweitert [132, 135, 136].

$$\begin{aligned} \min f(\mathbf{x}) \\ \text{u. d. N. } \mathbf{c}_G(\mathbf{x}) = \mathbf{0} \end{aligned} \quad (11.34)$$

Um das beschränkte Optimierungsproblem als unbeschränktes Problem auszudrücken, werden die Lagrange-Multiplikatoren $\boldsymbol{\lambda} = [\lambda_1, \dots, \lambda_G]^T \geq \mathbf{0}$ gemäß der Anzahl G an Nebenbedingungen eingeführt, so dass die Lagrange-Funktion $L(\mathbf{x}, \boldsymbol{\lambda})$ in Gl. (11.35) des Problems aus Gl. (11.34) entsteht.

$$L(\mathbf{x}, \boldsymbol{\lambda}) = f(\mathbf{x}) - \boldsymbol{\lambda} \mathbf{c}_G(\mathbf{x}) \quad (11.35)$$

Im Optimalpunkt \mathbf{x}^* existieren entsprechende $\boldsymbol{\lambda}^*$, für die die Ableitung der Lagrange-Funktion $\nabla L(\mathbf{x}^*, \boldsymbol{\lambda}^*)$ zu null wird. Der stationäre Punkt der Lagrange-Funktion mit $(\mathbf{x}^*, \boldsymbol{\lambda}^*)$ ist gleichermaßen der Optimalpunkt \mathbf{x}^* des beschränkten Optimierungsproblems aus Gl. (11.34) (vgl. die Beschreibungen zu KKT-Bedingungen in Abschnitt 4.2.4). Mit Definition der Jacobi-Matrix $\mathbf{C}_G(\mathbf{x})^T = [\nabla c_1(\mathbf{x}), \dots, \nabla c_G(\mathbf{x})]$ der G Gleichheitsnebenbedingungen aus Gl. (11.34) ergibt sich unter Anwendung der KKT-Bedingungen zur Ermittlung eines Optimums das Gleichungssystem \mathbf{F} in Gl. (11.36) mit den Unbekannten \mathbf{x} und $\boldsymbol{\lambda}$.

$$\mathbf{F}(\mathbf{x}, \boldsymbol{\lambda}) = \begin{bmatrix} f(\mathbf{x}) - \mathbf{C}_G(\mathbf{x})^T \boldsymbol{\lambda} \\ \mathbf{c}_G(\mathbf{x}) \end{bmatrix} = \mathbf{0} \quad (11.36)$$

Unter Anwendung des Newton-Verfahrens ergibt sich schließlich Gl. (11.37), worin $[\mathbf{r}_{\mathbf{x},(i)}, \mathbf{r}_{\boldsymbol{\lambda},(i)}]^T$ die Lösung der KKT-Bedingungen im aktuellen Iterationsschritt i darstellen.

$$\begin{bmatrix} \nabla^2 L_{(i)} & -\mathbf{C}_{g,(i)}^T \\ \mathbf{C}_{g,(i)} & \mathbf{0} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{r}_{x,(i)} \\ \mathbf{r}_{\lambda,(i)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\nabla f_{(i)} + \mathbf{C}_{g,(i)}^T \boldsymbol{\lambda}_{(i)} \\ -\mathbf{c}_{g,(i)} \end{bmatrix} \quad (11.37)$$

Mit Hilfe von Gl. (11.37) kann der Newton-Schritt in Gl. (11.38) beschrieben werden.

$$\begin{bmatrix} \mathbf{x}_{(i+1)} \\ \boldsymbol{\lambda}_{(i+1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{x}_{(i)} \\ \boldsymbol{\lambda}_{(i)} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \mathbf{r}_{x,(i)} \\ \mathbf{r}_{\lambda,(i)} \end{bmatrix} \quad (11.38)$$

Diese Iteration wird oftmals auch als Newton-Lagrange-Methode bezeichnet und liefert in Gl. (11.38) den Startpunkt für die nächste lokale Modellbildung und Iteration.

Die allgemeingültige mathematische Ableitung des SQP-Verfahrens für über Gleichheits- und Ungleichheitsnebenbedingungen beschränkte Optimierungsprobleme sei an dieser Stelle wiederum der weiterführenden Literatur [125, 132, 135–137, 231–233] überlassen. Diese liefert darüber hinaus auch praxisnahe und effiziente Ergänzungen und Varianten des hier eingeführten grundlegenden Verfahrens.

11.4 Konvexität von Optimierungsproblemen

Konvexität ist im Allgemeinen gegeben, sofern alle Funktionsgraphen einer Zielfunktion oberhalb ihrer Tangentialebene verlaufen. Dies kann mathematisch durch die Jensensche Ungleichung (11.39) mit einem Skalar α ausgedrückt werden [234].

$$f(\alpha x_{1,1} + (1-\alpha)x_{1,2}) \leq \alpha f(x_{1,1}) + (1-\alpha)f(x_{1,2}) \quad , \text{ für alle } \alpha \in [0,1] \quad (11.39)$$

Bild 11.19 zeigt eine einfache Anwendung von Gl. (11.39), in der für (a) alle Funktionswerte der Verbindungsgeraden $\alpha f(x_{1,1}) + (1-\alpha)f(x_{1,2})$ oberhalb eines exemplarischen konvexen Funktionsverlaufs und für (b) auch unterhalb des nichtkonvexen Funktionsverlaufs liegen. Für konvexe Funktionen ist dies auch das globale Minimum, wie die Ausführungen in Abschnitt 4.2.4 gezeigt haben. Damit ist die Konvexität die notwendige Bedingung erster Ordnung.

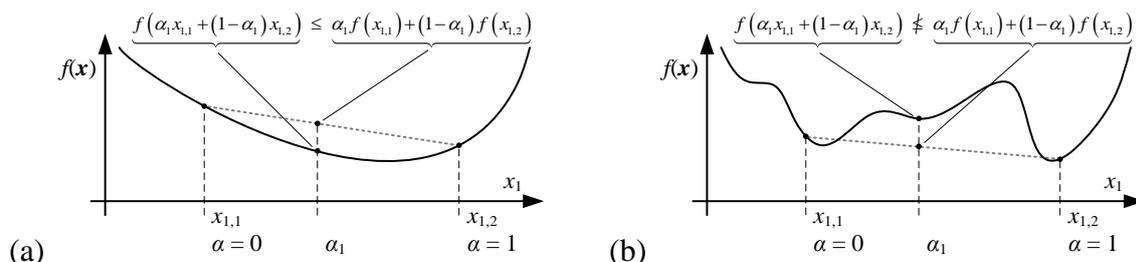


Bild 11.19 Exemplarische Funktionsverläufe $f(x)$ einer konvexen (a) und einer nichtkonvexen Zielfunktion (b).

Für das Auffinden lokaler Minima können darüber hinaus hinreichende Bedingungen formuliert werden, die oftmals Ableitungsinformationen $\nabla f(\mathbf{x}_{(i)})$ bzw. $\nabla^2 f(\mathbf{x}_{(i)})$ im aktuellen Iterationsschritt i auswerten. Im allgemeinen Fall eines beschränkten Optimierungsproblems führen diese schließlich zu den eingeführten Karush-Kuhn-Tucker- (KKT-) Bedingungen (vgl. Abschnitt 4.2.4), durch welche auch unbeschränkte Optimierungsprobleme als Spezialfall abgebildet werden können.

11.5 Automatische Differentiation

Die automatische Differentiation (AD) stellt eine der Stärken moderner Modellierungsumgebungen zur Abbildung nichtlinearer mathematischer Probleme in Bezug auf die Lösbarkeit und Lösungseffizienz dar, weshalb wesentliche Zusammenhänge im Folgenden näher beleuchtet werden sollen. Grundsätzlich kann bei der AD zwischen einem Vorwärts- und einem Rückwärts-Modus unterschieden werden. Der Rückwärts-Modus ist dem Vorwärts-Modus hinsichtlich der Bildung der ersten Ableitung für Abbildungen $f: \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}^m$ überlegen, sofern $n \gg m$ bzw. insbesondere $m=1$ ist [132, 235]. Da in den vorliegenden Fragestellungen der Optimierung eine oder wenige Zielfunktionswerte von einer großen Anzahl an Variablen abhängig sind, ist diese Voraussetzung in der Regel gegeben, so dass im Folgenden der Rückwärts-Modus näher beschrieben wird. Dieser kann in zwei Phasen unterteilt werden:

- Erstellung eines Ausdrucksbaums für den abzuleitenden Ausdruck und Definition sowie Wertebestimmung abhängiger Variablen und
- serielle Bildung von Ableitungswerten in rückwärtiger Reihenfolge.

Im ersten Schritt wird das Problem in die grundlegenden Rechenoperationen zerlegt. Mit Hilfe der einzelnen Rechenoperationen wird ein Ausdrucksbaum gebildet. Darin sind die einzelnen Rechenoperationen gemäß der Gesamtfunktion zusammengesetzt. In jedem notwendigen Zwischenschritt werden aus einer (x_i) oder zwei Variablen (x_i, x_j) jeweils eine abhängige Variable $x_{a,k}$ gemäß der Übersicht über übliche Rechenoperationen in **Bild 11.20** definiert. Diese werden bei der Funktionsauswertung und Funktionswertberechnung für den vorliegenden Punkt $f(x_1, \dots, x_n)$ gespeichert. Eine oder mehrere im Vorwärtsmodus ermittelte abhängige Variablen bilden im Rückwärtsmodus jeweils die Kinder der vorangegangenen (Eingangs- bzw. ebenfalls abhängigen) Variablen.

Im zweiten Schritt werden für den rückwärtigen Durchlauf zur Ermittlung des Funktionswertes der Ableitung zu gegebenem Ausgangspunkt $f(\mathbf{x}_0) = f(x_1, \dots, x_n)$ so genannte Stellvertreter-Variablen \bar{x}_i eingeführt. Die letzte Stellvertreter-Variablen \bar{x}_m wird als so genannte ‚Saat-Variablen‘ (engl.: ‚seed variable‘ bzw. ‚seed vector‘ bei mehreren Ausgangsvariablen) zu eins und alle anderen Stellvertreter-Variablen zu null gesetzt. Die Wahl kann durch die Bedeutung der letzten abhängigen Variablen $x_{a,m}$ begründet werden, da diese den finalen Funktionswert

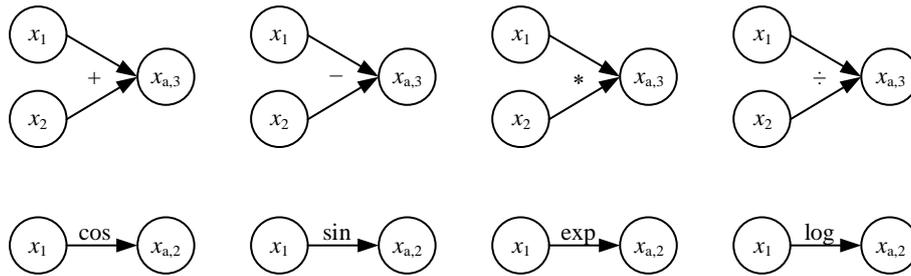


Bild 11.20 Beispiele grundlegender Rechenoperationen als Komponenten eines gerichteten Berechnungsgraphen (von oben links nach unten rechts: Addition, Subtraktion, Multiplikation, Division, trigonometrische (cos-, sin-) Funktionen, Exponentialfunktion, Logarithmus).

von $f(x_1, \dots, x_n) = x_{a,m}$ enthält und damit $\partial f / \partial x_{a,m} = \partial f / \partial f = 1$ wird. Die jeweiligen Werte der Stellvertreter-Variablen \bar{x}_i werden berechnet, indem zunächst die Ableitungen in rückwärtiger Richtung nach der Kettenregel gebildet werden, wobei jeweils alle Kinder einer Variable berücksichtigt werden müssen (vgl. Gl. (11.40)).

$$\begin{aligned} \frac{\partial f}{\partial x_i} &= \sum_{j \text{ Kind von } i} \frac{\partial f}{\partial x_j} \frac{\partial x_j}{\partial x_i} \\ &= \sum_{j \text{ Kind von } i} \bar{x}_j \frac{\partial x_j}{\partial x_i} \end{aligned} \quad (11.40)$$

Für die grundlegenden Rechenoperationen aus **Bild 11.20** wären die Kinder j von i jeweils die Eingangsvariablen x_1 und ggf. x_2 . Der jeweilige Funktionswert der Stellvertreter-Variable \bar{x}_i berechnet sich sobald alle dafür notwendigen Variablen j des jeweiligen Berechnungsschritts im Rückwärtsmodus mit Hilfe von Gl. (11.41) ermittelt wurden.

$$\bar{x}_i = \sum_j \frac{\partial f}{\partial x_j} \frac{\partial x_j}{\partial x_i} \quad (11.41)$$

Im Ergebnis steht schließlich der finale Ableitungswert $\bar{\mathbf{x}}_0 = \nabla f(\mathbf{x}_0)$ im gegebenen Ausgangspunkt $\mathbf{x}_0 = \{x_1, \dots, x_n\}$, der dem aktuellen Lösungskandidaten $\mathbf{x}_{(i)}$ innerhalb des iterativen Lösungsprozesses entspricht (vgl. Gl. (4.4) und **Bild 4.3**).

Die jeweiligen Funktionswerte $f(\mathbf{x}_{(i)})$ im aktuellen Punkt $\mathbf{x}_{(i)}$ sowie die Ableitungswerte $\nabla f(\mathbf{x}_{(i)})$ der ersten und teilweise auch der zweiten Ableitung $\nabla^2 f(\mathbf{x}_{(i)})$ bzw. eine Näherung dieser werden dem Lösungsverfahren in jedem Iterationsschritt i durch die Modellierungsumgebung zur Verfügung gestellt. Dies stellt insbesondere für nichtlineare Probleme einen wesentlichen Vorteil von Modellierungsumgebungen wie z. B. AMPL oder GAMS gegenüber direkten Modellierungen dar, in denen eine Differentiation zur Bereitstellung von Ableitungswerten ggf. manuell in das Modell eingearbeitet werden muss. Weiterführende Informationen und einführende numerische Beispiele können z. B. [132, 137, 235–237] entnommen werden.

Neben der AD und der manuellen direkten Integration in das Modell gibt es weitere Verfahren, die eine Ermittlung von Ableitungen ermöglichen wie z. B.

- numerische Differentiation mit Hilfe von finiten Differenzenquotienten (siehe z. B. [132, 137]) und
- symbolische Differentiation [137],

die im Rahmen der vorliegenden Arbeit und der darin eingesetzten Werkzeuge aus verschiedenen Gründen jedoch keine Anwendung finden und daher an dieser Stelle nur der Vollständigkeit halber genannt werden sollen.

Wie durch die AD deutlich wird, spielen neben den eigentlich eingesetzten Lösungsverfahren und -methoden für die Lösung von Optimierungsproblemen die Interaktion zwischen dem Modell bzw. der Modellierungsumgebung und dem Lösungsverfahren eine entscheidende Rolle. Die Nutzung der durch die Modellierungsumgebung bereitgestellten und (ggf. in jedem Iterationsschritt) aufbereiteten Informationen über das Problem stellt eine wesentliche Stärke dieser Umgebungen dar.

11.6 Elemente der Längs-Leitungs-Element Admittanzmatrix

Die Admittanzmatrix \underline{Y} zur Nachbildung des passiven Teils des kombinierten Längs-Leitungs-Elementes ist in der Optimierung durch die entsprechenden Konduktanzen \mathbf{G} und Suszeptanzen \mathbf{B} nach Gl. (5.40) anzugeben. Die Notwendigkeit der Darstellung als Real- und Imaginärteil lässt diese sehr lang werden.

Die Elemente von \mathbf{G} bzw. \mathbf{B} können durch die Gln. (11.42)–(11.49) berechnet werden. Auf die Indizierung mit den jeweiligen (Hilfs-) Knoten k, l, m, n wird dabei an dieser Stelle verzichtet und auf das Ersatzschaltbild in **Bild 5.11** verwiesen.

$$G_{11} = \frac{\left(G_{se} (G_{Q1} + G_L) - B_{se} (B_{Q1} + B_L) \right) (G_{se} + G_{Q1} + G_L) \dots + \left(G_{se} (B_{Q1} + B_L) + B_{se} (G_{Q1} + G_L) \right) (B_{se} + B_{Q1} + B_L)}{\left(G_{se} + G_{Q1} + G_L \right)^2 + \left(B_{se} + B_{Q1} + B_L \right)^2} \quad (11.42)$$

$$\begin{aligned}
 G_{12} = & G_{Q1} \\
 & + G_{Q2} \\
 & + \frac{G_L (G_{Q1} G_{Q2} - B_{Q1} B_{Q2}) + B_L (G_{Q1} B_{Q2} + B_{Q1} G_{Q2})}{G_L^2 + B_L^2} \\
 & \left(\begin{array}{l} G_{se} (G_{Q1} G_{Q2} - B_{Q1} B_{Q2}) + G_{Q2} (G_{Q1}^2 - B_{Q1}^2) \dots \\ -B_{se} (G_{Q1} B_{Q2} + B_{Q1} G_{Q2}) - 2G_{Q1} B_{Q1} B_{Q2} \end{array} \right) \dots \\
 & \left(G_L (G_{se} + G_{Q1}) - B_L (B_{se} + B_{Q1}) + G_L^2 - B_L^2 \right) \dots \\
 & + \left(\begin{array}{l} B_{se} (G_{Q1} G_{Q2} + B_{Q1} B_{Q2}) + B_{Q2} (G_{Q1}^2 - B_{Q1}^2) \dots \\ + G_{se} (G_{Q1} B_{Q2} - B_{Q1} G_{Q2}) + 2G_{Q1} B_{Q1} G_{Q2} \end{array} \right) \dots \\
 & - \frac{\left(G_L (B_{se} + B_{Q1}) + B_L (G_{se} + G_{Q1}) + 2G_L B_L \right)}{\left(G_L (G_{se} + G_{Q1}) - B_L (B_{se} + B_{Q1}) + G_L^2 - B_L^2 \right)^2 \dots} \\
 & + \left(G_L (B_{se} + B_{Q1}) + B_L (G_{se} + G_{Q1}) + 2G_L B_L \right)^2 \\
 & \left(\begin{array}{l} (G_{se} + G_L)(G_{Q1} + G_{Q2}) + G_{se} G_L + 2G_{Q1} G_{Q2} + G_{Q1}^2 \dots \\ -(B_{se} + B_L)(B_{Q1} + B_{Q2}) - B_{se} B_L - 2B_{Q1} B_{Q2} - B_{Q1}^2 \end{array} \right) (G_{se} + G_L + G_{Q1}) \\
 & + \left(\begin{array}{l} (G_{se} + G_L)(B_{Q1} + B_{Q2}) + G_{se} B_L + 2G_{Q1} B_{Q2} \dots \\ +(B_{se} + B_L)(G_{Q1} + G_{Q2}) + B_{se} G_L + 2B_{Q1} G_{Q2} + 2G_{Q1} B_{Q1} \end{array} \right) (B_{se} + B_L + B_{Q1}) \\
 & - \frac{\dots}{(G_{se} + G_L + G_{Q1})^2 + (B_{se} + B_L + B_{Q1})^2}
 \end{aligned} \tag{11.43}$$

$$G_{21} = - \frac{(G_{se} G_L - B_{se} B_L)(G_{se} + G_{Q1} + G_L) + (G_{se} B_L + B_{se} G_L)(B_{se} + B_{Q1} + B_L)}{(G_{se} + G_{Q1} + G_L)^2 + (B_{se} + B_{Q1} + B_L)^2} \tag{11.44}$$

$$\begin{aligned}
 & \left(\begin{array}{l} G_{se} (G_L + G_{Q2}) + G_L (G_{Q1} + G_{Q2}) + G_{Q1} G_{Q2} \dots \\ -B_{se} (B_L + B_{Q2}) - B_L (B_{Q1} + B_{Q2}) - B_{Q1} B_{Q2} \end{array} \right) (G_{se} + G_{Q1} + G_L) \dots \\
 & + \left(\begin{array}{l} G_{se} (B_L + B_{Q2}) + G_L (B_{Q1} + B_{Q2}) + G_{Q1} B_{Q2} \dots \\ + B_{se} (G_L + G_{Q2}) + B_L (G_{Q1} + G_{Q2}) + B_{Q1} G_{Q2} \end{array} \right) (B_{se} + B_{Q1} + B_L) \\
 G_{22} = & \frac{\dots}{(G_{se} + G_{Q1} + G_L)^2 + (B_{se} + B_{Q1} + B_L)^2}
 \end{aligned} \tag{11.45}$$

$$\begin{aligned}
 & \left(G_{se} (B_{Q1} + B_L) + B_{se} (G_{Q1} + G_L) \right) (G_{se} + G_{Q1} + G_L) \dots \\
 B_{11} = & \frac{- \left(G_{se} (G_{Q1} + G_L) - B_{se} (B_{Q1} + B_L) \right) (B_{se} + B_{Q1} + B_L)}{(G_{se} + G_{Q1} + G_L)^2 + (B_{se} + B_{Q1} + B_L)^2} \tag{11.46}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
B_{12} = & B_{Q1} \\
& + B_{Q2} \\
& + \frac{G_L (G_{Q1} B_{Q2} + B_{Q1} G_{Q2}) - B_L (G_{Q1} G_{Q2} - B_{Q1} B_{Q2})}{G_L^2 + B_L^2} \\
& \left(\begin{aligned} & G_{se} (G_{Q1} B_{Q2} + B_{Q1} G_{Q2}) + B_{Q2} (G_{Q1}^2 - B_{Q1}^2) \dots \\ & + B_{se} (G_{Q1} G_{Q2} - B_{Q1} B_{Q2}) + 2G_{Q1} B_{Q1} G_{Q2} \end{aligned} \right) \dots \\
& \left(G_L (G_{se} + G_{Q1}) - B_L (B_{se} + B_{Q1}) + G_L^2 - B_L^2 \right) \dots \\
& - \left(\begin{aligned} & G_{se} (G_{Q1} G_{Q2} - B_{Q1} B_{Q2}) + G_{Q2} (G_{Q1}^2 - B_{Q1}^2) \dots \\ & - B_{se} (G_{Q1} B_{Q2} - B_{Q1} G_{Q2}) - 2G_{Q1} B_{Q1} B_{Q2} \end{aligned} \right) \dots \\
& \frac{\left(G_L (B_{se} + B_{Q1}) + B_L (G_{se} + G_{Q1}) + 2G_L B_L \right)}{\left(G_L (G_{se} + G_{Q1}) - B_L (B_{se} + B_{Q1}) + G_L^2 - B_L^2 \right)^2 \dots} \\
& + \left(G_L (B_{se} + B_{Q1}) + B_L (G_{se} + G_{Q1}) + 2G_L B_L \right)^2 \\
& \left(\begin{aligned} & (G_{se} + G_L) (B_{Q1} + B_{Q2}) + G_{se} B_L + 2G_{Q1} B_{Q2} \dots \\ & + (B_{se} + B_L) (G_{Q1} + G_{Q2}) + B_{se} G_L + 2B_{Q1} G_{Q2} + G_{Q1} B_{Q1} \end{aligned} \right) (G_{se} + G_L + G_{Q1}) \\
& - \left(\begin{aligned} & (G_{se} + G_L) (G_{Q1} + G_{Q2}) + G_{se} G_L + 2G_{Q1} G_{Q2} + 2G_{Q1}^2 \dots \\ & - (B_{se} + B_L) (G_{Q1} + G_{Q2}) - B_{se} B_L - 2B_{Q1} B_{Q2} - 2B_{Q1}^2 \end{aligned} \right) (B_{se} + B_L + B_{Q1}) \\
& \frac{\dots}{(G_{se} + G_L + G_{Q1})^2 + (B_{se} + B_L + B_{Q1})^2}
\end{aligned} \tag{11.47}$$

$$B_{21} = - \frac{(G_{se} B_L + B_{se} G_L) (G_{se} + G_{Q1} + G_L) - (G_{se} G_L - B_{se} B_L) (B_{se} + B_{Q1} + B_L)}{(G_{se} + G_{Q1} + G_L)^2 + (B_{se} + B_{Q1} + B_L)^2} \tag{11.48}$$

$$\begin{aligned}
& \left(\begin{aligned} & G_{se} (B_L + B_{Q2}) + G_L (B_{Q1} + B_{Q2}) + G_{Q1} B_{Q2} \dots \\ & + B_{se} (G_L + G_{Q2}) + B_L (G_{Q1} + G_{Q2}) + B_{Q1} G_{Q2} \end{aligned} \right) (G_{se} + G_{Q1} + G_L) \dots \\
& - \left(\begin{aligned} & G_{se} (G_L + G_{Q2}) + G_L (G_{Q1} + G_{Q2}) + G_{Q1} G_{Q2} \dots \\ & - B_{se} (B_L + B_{Q2}) - B_L (B_{Q1} + B_{Q2}) - B_{Q1} B_{Q2} \end{aligned} \right) (B_{se} + B_{Q1} + B_L) \\
B_{22} = & \frac{\dots}{(G_{se} + G_{Q1} + G_L)^2 + (B_{se} + B_{Q1} + B_L)^2}
\end{aligned} \tag{11.49}$$

11.7 Simulationsergebnisse und -daten

In diesem Abschnitt sind zusätzliche Daten und Simulationsergebnisse der Anwendungsbeispiele aus Kapitel 8 zusammengefasst.

Leistungsflussoptimierung in kombinierten AC/DC-Systemen (Abschnitt 8.2)

Tabelle 11.1 zeigt eine Übersicht der zusätzlich zur Umsetzung des IEEE 9-Knoten Testsystems [187] in PowerFactory® [148] gemäß [188] verwendeten Betriebsmittelparameter im Anwendungsbeispiel zum Einsatz der HGÜ in Abschnitt 8.2.

Tabelle 11.1 Zusätzliche Parameter des MTDC-Testsystems (vgl. [42]).

<i>Element</i>	<i>Parameter</i>	<i>Wert</i>	<i>Einheit</i>	<i>Beschreibung</i>	
AC/DC-Umrichter (alle)	$R_{HGÜ}$	0,8817	Ω	Impedanz des Kopplungstransformators	
	$X_{HGÜ}$	24,6709	Ω		
DC-Leitung 1–2	$R'_{DC,1-2}$	0,0176	Ω/km	Leitungsimpedanz und -länge	
	$l_{DC,1-2}$	200,0000	km		
DC-Leitung 1–3	$R'_{DC,1-3}$	0,0176	Ω/km		
	$l_{DC,1-3}$	400,0000	km		
DC-Leitung 1–4	$R'_{DC,1-4}$	0,0176	Ω/km		
	$l_{DC,1-4}$	600,0000	km		
DC-Leitung 2–4	$R'_{DC,2-4}$	0,0176	Ω/km		
	$l_{DC,2-4}$	400,0000	km		
Transformator 10–11	R_{Trf}	0,0000	Ω		Werte von Transformator 3–9 des 9-Knotensystem übernommen
	X_{Trf}	30,9994	Ω		
Transformator 10–12	R_{Trf}	0,0000	Ω		
	X_{Trf}	30,9994	Ω		
Windpark 11	$P_{WP1,0}$	100	MW	(Basis bzw. Mittlere) Windparkleistung	
	$Q_{WP1,0}$	0	Mvar		
Windpark 12	$P_{WP2,0}$	75	MW		
	$Q_{WP2,0}$	0	Mvar		

Operatives Engpassmanagement (Abschnitt 8.3)

Die nachfolgenden Abbildungen geben in gleichartiger Darstellung die Ergebnisse der Simulationen aller betrachteten Szenarien aus **Tabelle 8.3** wieder. Die jeweilige Parametrierung des Optimierungsproblems im jeweiligen Szenario ist in **Tabelle 11.2** dargestellt.

Tabelle 11.2 Gewichtungsfaktoren für allgemeine Zielfunktionsbestandteile und Slack-Variablen der für das Anwendungsbeispiel betrachteten Szenarien.

<i>Szenario</i>	<i>Zielfunktionsbestandteile</i>						<i>Slack-Variable</i>	
	$\mu_{HGÜ,P}$	$\mu_{HGÜ,Q}$	$\mu_{prä}$	μ_{kur}	$\mu_{Verlust}$	μ_{SSSC}	$\mu_{SL,I,AC}$	$\mu_{SL,I,DC}$
(n-0)	-	-	-	-	1	-	-	-
(n-1)	1.000	1.000	-	-	1	-	-	-
#1.1/2	-	0,1	1.000	-	0,1	0,001	1.000.000	1.000.000
#2.1/2	-	0,1	1.000	-	0,1	0,001	1.000.000	1.000.000
#3.1/2	-	0,1	1.000	-	0,1	0,001	1.000.000	1.000.000
#4.1/2	-	0,1	1.000	-	0,1	0,001	1.000.000	1.000.000
#5.1/2	-	0,1	1.000	1	0,1	0,001	1.000.000	1.000.000
#6.1/2	-	0,1	1.000	1	0,1	0,001	1.000.000	1.000.000
#7.1/2	-	0,1	1.000	1	0,1	0,001	1.000.000	1.000.000
#8.1/2	-	0,1	1.000	1	0,1	0,001	1.000.000	1.000.000

Szenario #1

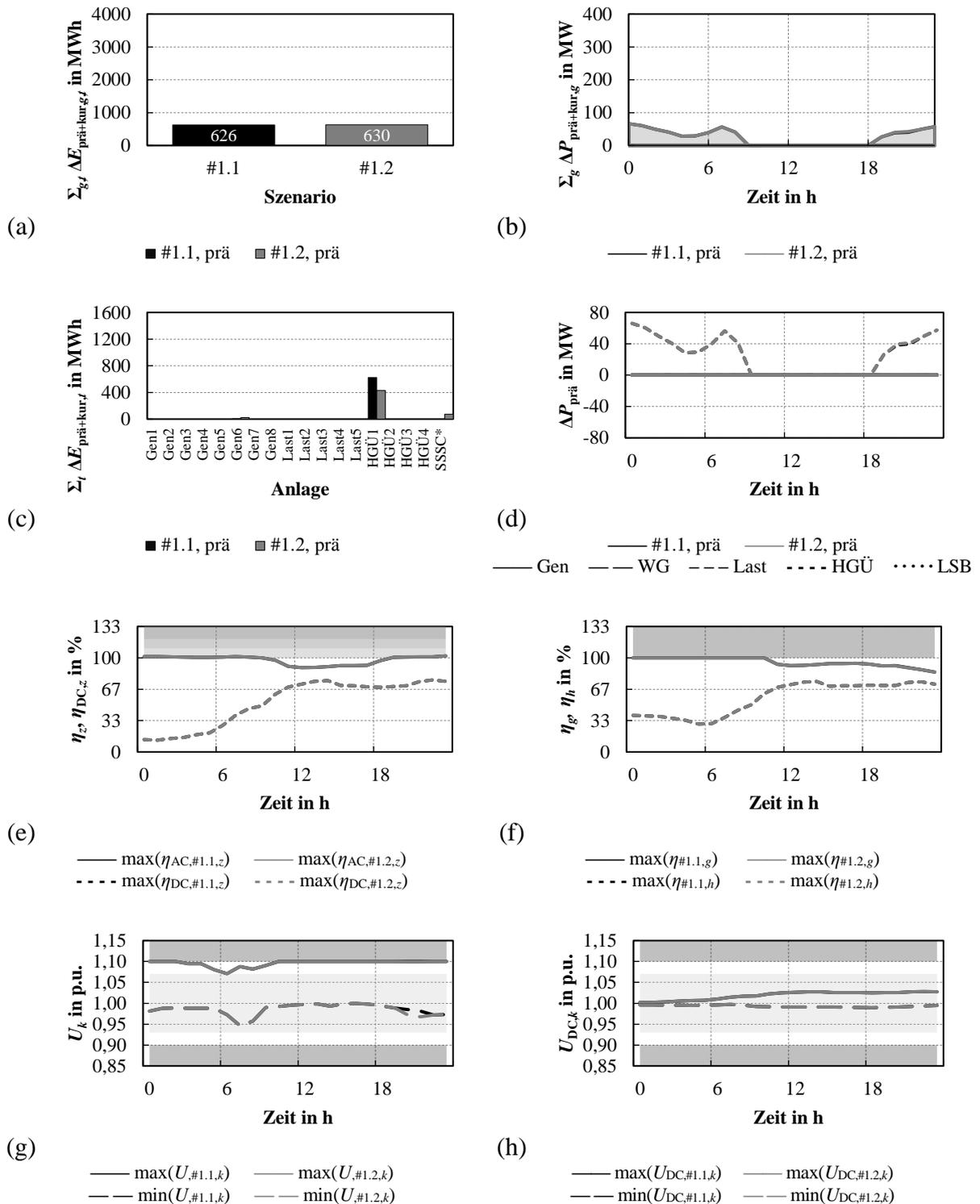


Bild 11.21 Simulationsergebnisse des präventiven Szenarios #1: Summarische präventive Maßnahmen auf Anlagenbasis (a,c) und im Zeitverlauf (b,d) sowie resultierende maximale Auslastungen (e,f) und minimale/maximale Knotenspannungsbeträge (g,h).

Szenario #2

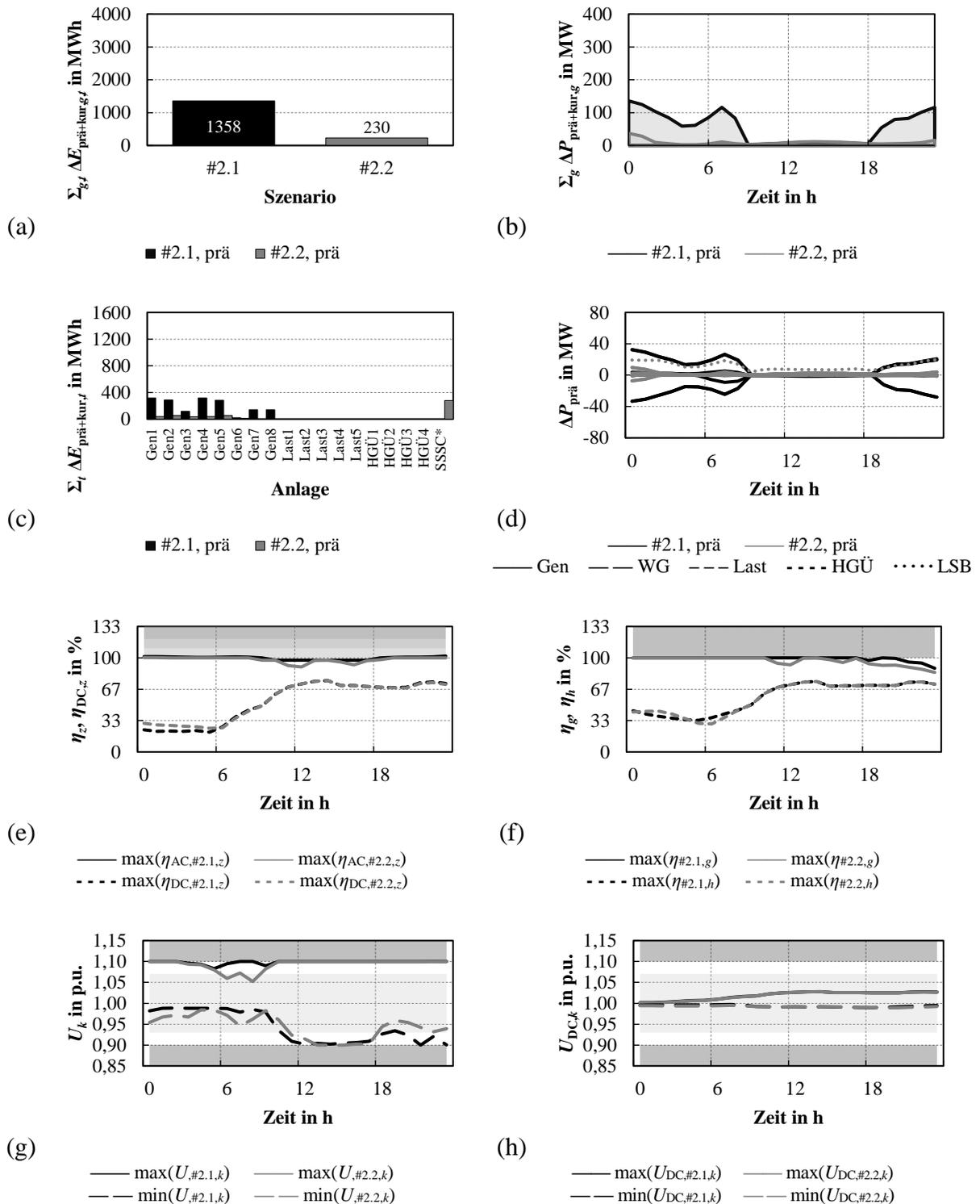


Bild 11.22 Simulationsergebnisse des präventiven Szenarios #2: Summarische präventive Maßnahmen auf Anlagenbasis (a,c) und im Zeitverlauf (b,d) sowie resultierende maximale Auslastungen (e,f) und minimale/maximale Knotenspannungsbeträge (g,h).

Szenario #3

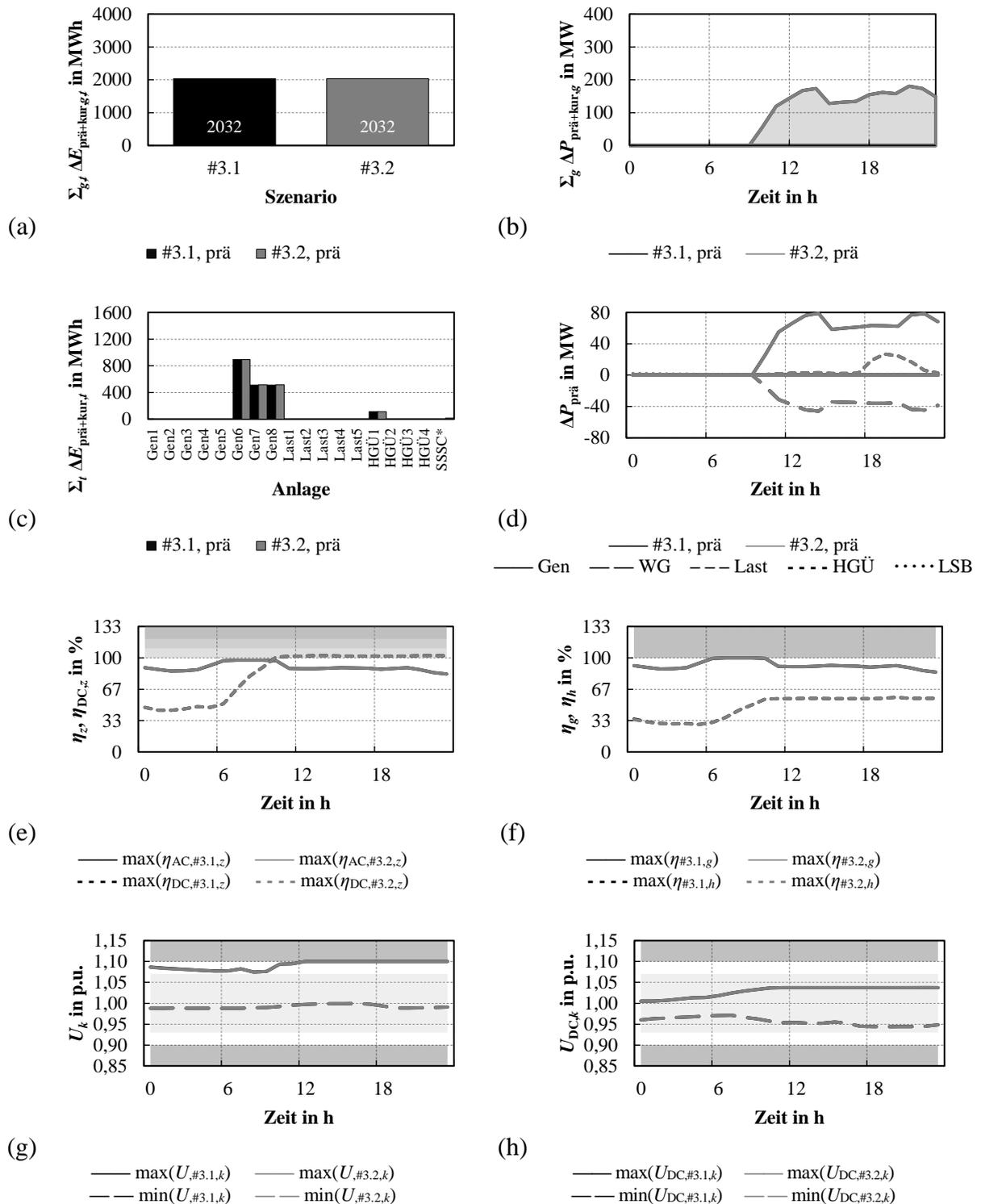


Bild 11.23 Simulationsergebnisse des präventiven Szenarios #3: Summarische präventive Maßnahmen auf Anlagenbasis (a,c) und im Zeitverlauf (b,d) sowie resultierende maximale Auslastungen (e,f) und minimale/maximale Knotenspannungsbeträge (g,h).

Szenario #4

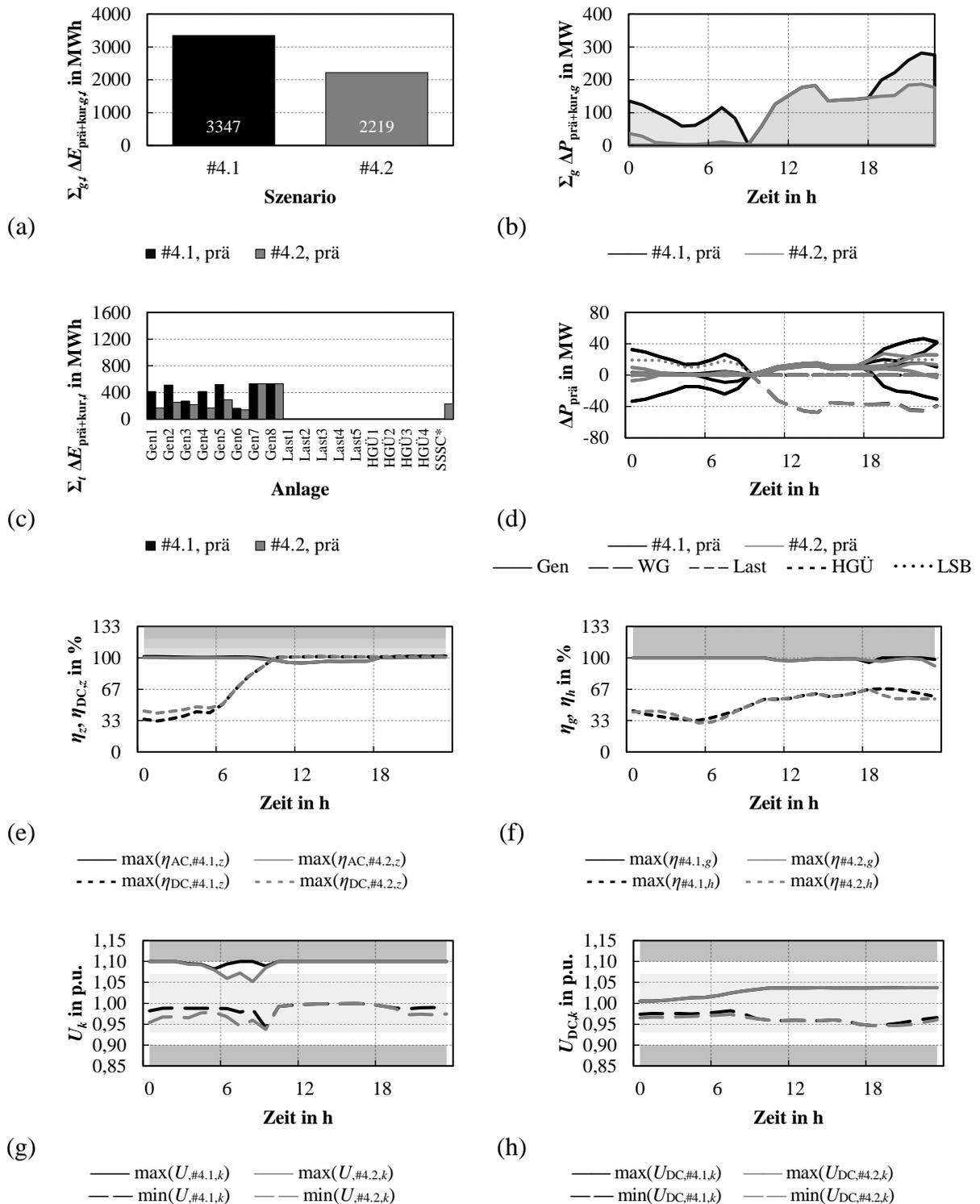


Bild 11.24 Simulationsergebnisse des präventiven Szenarios #4: Summarische präventive Maßnahmen auf Anlagenbasis (a,c) und im Zeitverlauf (b,d) sowie resultierende maximale Auslastungen (e,f) und minimale/maximale Knotenspannungsbeträge (g,h).

Szenario #5

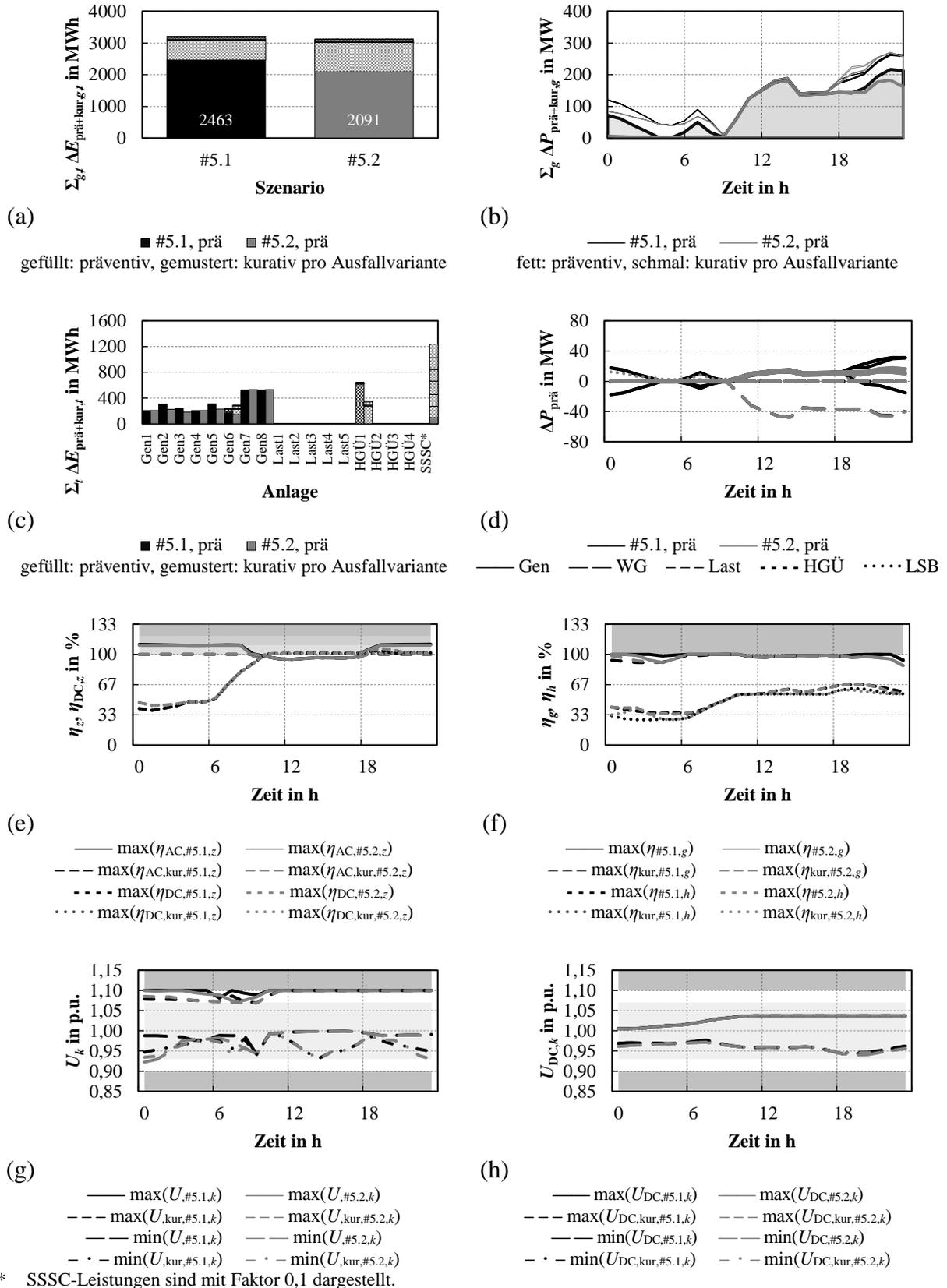


Bild 11.25 Simulationsergebnisse des präventiv-kurativen Szenarios #5: Summarische präventive Maßnahmen auf Anlagenbasis (a,c) und im Zeitverlauf (b,d) sowie resultierende maximale Auslastungen (e,f) und minimale/maximale Knotenspannungsbeträge (g,h).

Szenario #6

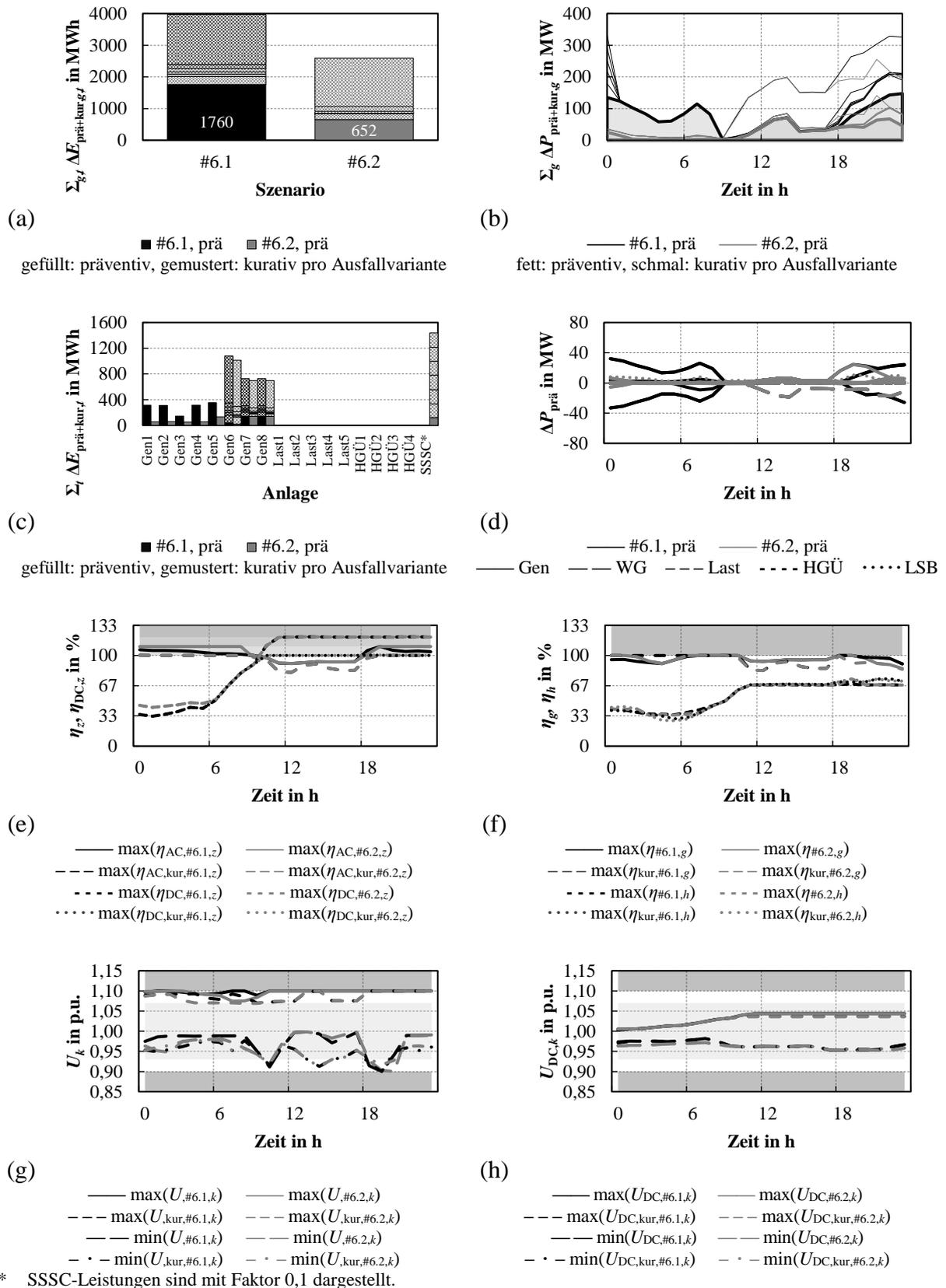


Bild 11.26 Simulationsergebnisse des präventiv-kurativen Szenarios #6: Summarische präventive Maßnahmen auf Anlagenbasis (a,c) und im Zeitverlauf (b,d) sowie resultierende maximale Auslastungen (e,f) und minimale/maximale Knotenspannungsbeträge (g,h).

Szenario #7

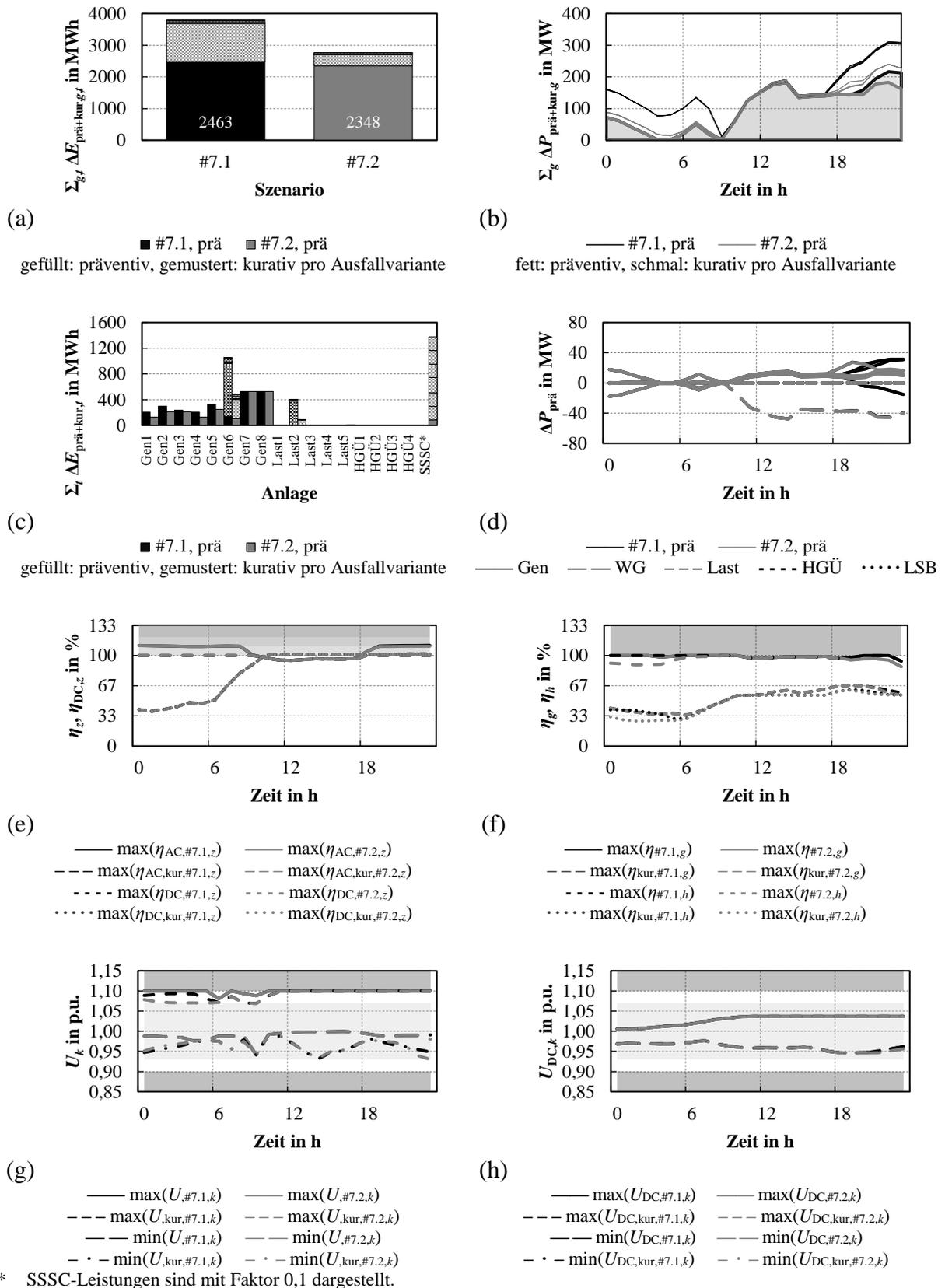


Bild 11.27 Simulationsergebnisse des präventiv-kurativen Szenarios #7: Summarische präventive Maßnahmen auf Anlagenbasis (a,c) und im Zeitverlauf (b,d) sowie resultierende maximale Auslastungen (e,f) und minimale/maximale Knotenspannungsbeträge (g,h).

Szenario #8

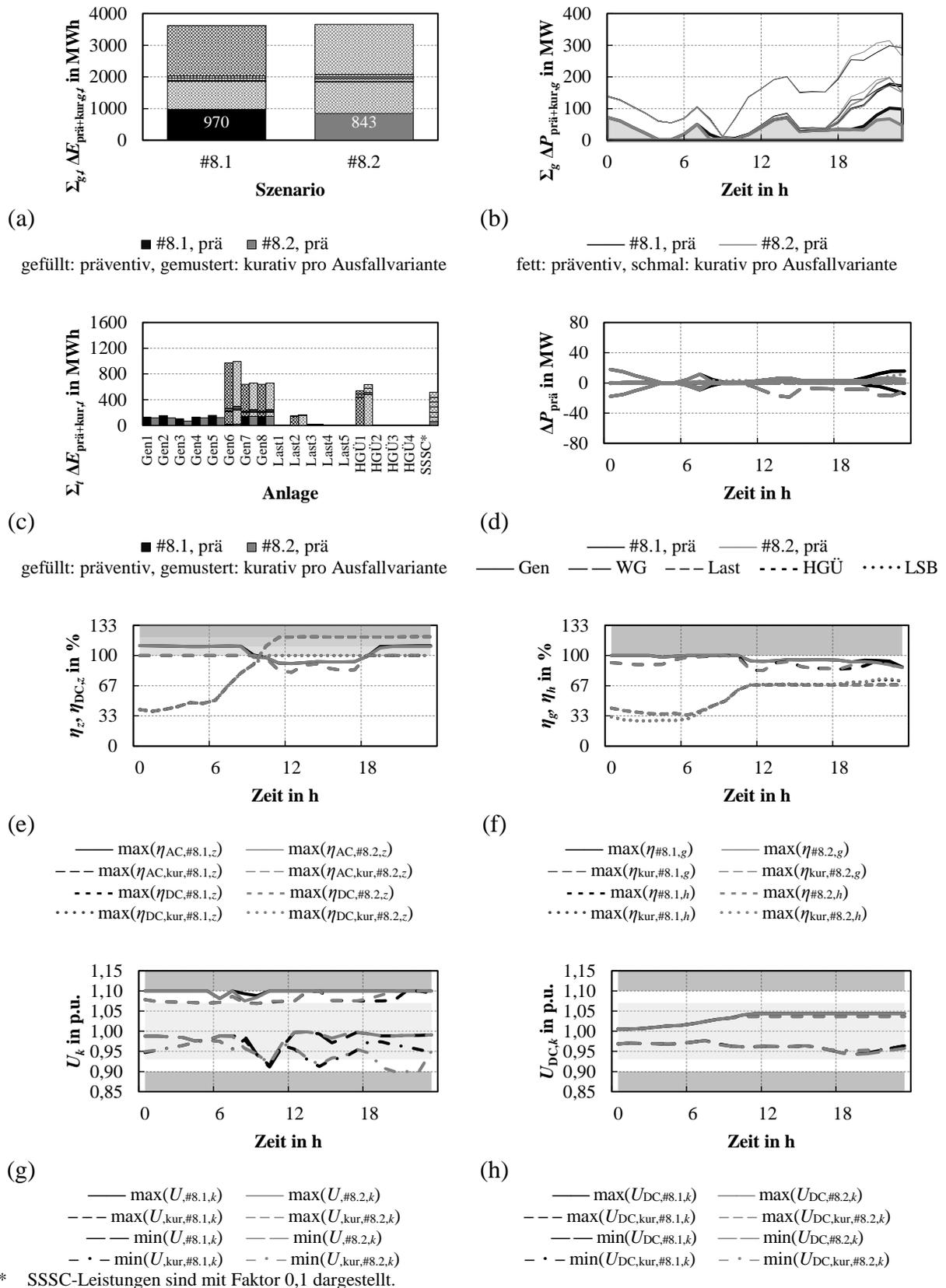


Bild 11.28 Simulationsergebnisse des präventiv-kurativen Szenarios #8: Summarische präventive Maßnahmen auf Anlagenbasis (a,c) und im Zeitverlauf (b,d) sowie resultierende maximale Auslastungen (e,f) und minimale/maximale Knotenspannungsbeträge (g,h).

Veröffentlichungen

Veröffentlichungen als Erstautor

- 2022 **Denis Mende**, Johannes Brantl, Johannes Schmiesing, Simon Drauz, David Geiger, Maryam Majidi, Edwin Mora, Carsten Pape, Haonan Wang, Martin Braun: ‚*Modelltiefe in Verteilnetzen: Szenariobasierte Evaluation des Analyseumfangs und Komplexitätsreduktion für Netzstudien*‘, Tagung Zukünftige Stromnetze, Berlin, 2022. Veröffentlichung ausstehend.
- 2020 **Denis Mende**, Yannic Harms, Felix Frischmuth, Philipp Härtel, David Sebastian Stock, Michael Herrmann, Lutz Hofmann, Jens Jurczyk, Christian Rathke, Manuel Valois, Andreas Bley, Philipp Hahn: ‚*Next Steps in Economical Connection and International Integration of Offshore Wind Energy in the North Sea*‘, 19. Wind Integration Workshop, Online, 2020.
Denis Mende, David Sebastian Stock, Lutz Hofmann, ‚*Superposition-based Modelling of Series FACTS in Nonlinear Mathematical Optimized Grid Operation*‘, 2020 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe, Online, 2020. DOI: 10.1109/ISGT-Europe47291.2020.9248819.
- 2019 **Denis Mende**, David Sebastian Stock, Lutz Hofmann: ‚*Implementation, Verification and Application Examples of a Mathematical Optimization for Grid Operation in Mixed AC/DC-Systems*‘, CIGRÉ International Symposium 2019, Aalborg, 2019.
- 2018 **Denis Mende**, Holger Becker, David Sebastian Stock, Walter Schitteck, Lutz Hofmann: ‚*Modelle zur Analyse des Frequenzverhaltens ausgedehnter Übertragungssysteme*‘, 15. Symposium Energieinnovation, Graz, 2018.
Denis Mende, Diana Böttger, Lothar Löwer, Holger Becker, Alev Akbulut, Sebastian Stock: ‚*About the Need of Combining Power Market and Power Grid Model Results for Future Energy System Scenarios*‘, SciGRID International Conference on Power Grid Modelling, Oldenburg, 2017 / IOP Conference Series: Journal of Physics: Conference Series, Volume 977, Nr. 012009, 2018. DOI: 10.1088/1742-6596/977/1/012009.
- 2017 **Denis Mende**, Diana Böttger, Lothar Löwer, Irina Ganal, Yannic Harms, Stefan Bofinger: ‚*Combined power market and power grid modeling – First results of the project “SystemKontext”*‘, 14th International Conference on the European Energy Market, Dresden, 2017. DOI: 10.1109/EEM.2017.7981995.
- 2016 **Denis Mende**, Sebastian Stock, Tobias Hennig, Lothar Löwer, Lutz Hofmann: ‚*Effizientes Engpassmanagement im Spannungsfeld von technischer und wirtschaftlicher Optimierung*‘, VDE-Kongress 2016, Mannheim, 2016.
Denis Mende, Sebastian Stock, Tobias Hennig, Lothar Löwer, Lutz Hofmann: ‚*Multiobjective Optimization in Congestion Management Considering Technical and Economic Aspects*‘, IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, Xi’an, 2016. DOI: 10.1109/APPEEC.2016.7779711.
Denis Mende, Tobias Hennig, Alev Akbulut, Holger Becker, Lutz Hofmann: ‚*Dynamic Frequency Support with DFIG Wind Turbines – A System Study*‘, 16. IEEE Electrical Power and Energy Conference, Ottawa, 2016. DOI: 10.1109/EPEC.2016.7771694.

- 2013 **Denis Mende**, Jan Schwarz, Sebastian Schmidt, Daniel Premm, Vitali Sakschewski, Matthias Pfalzgraf, Hannes Homeyer, Johannes Schmiesing, Johannes Brantl: *Reactive Power Control of PV Plants to Increase the Grid Hosting Capacity*, 28. European PV Solar Energie Conference and Exhibition, Paris, 2013. DOI: 10.4229/28thEUPVSEC2013-5BV.7.48.
- Denis Mende**, Daniel Premm: *Erhöhung der Aufnahmekapazität von Niederspannungsnetzen – Grenzen und Potentiale*, 28. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2013.
- 2012 **Denis Mende**, Yehia Tarek Fawzy, Daniel Premm, Stijn Stevens: *Increasing the Hosting Capacity for Distributed Generation Using Reactive Power Control – Potentials and Limits*, 2. Solar Integration Workshop, Lissabon, 2012.

Veröffentlichungen als Mitautor

- 2021 Moritz Blunck, Yannic Harms, **Denis Mende**: *Optimization of market- and grid-related measures in transmission system congestion management with an AC power flow formulation*, Power and Energy Student Summit, Kassel/Online, 2021. Veröffentlichung ausstehend.
- Martin Lindner, **Denis Mende**, Andreas Wasserrab, Ilhami Saçar, Mitra Ariatabar, Christian Lakenbrink, Tobias van Leeuwen, Marcus Lässig, Ulf Häger: *Corrective Congestion Management in Transmission Grids Using Fast-Responding Generation, Load and Storage*, IEEE Canada Electrical Power and Energy Conference, Online, 2021. DOI: 10.1109/EPEC52095.2021.9621491.
- Haonan Wang, Markus Kraiczy, **Denis Mende**, Sebastian Stöcklein und Martin Braun: *Application-Oriented Reactive Power Management in German Distribution Systems Using Decentralized Energy Resources*, Energies, Jg. 14, Vol. 16, Nr. 4949, 2021, DOI: 10.3390/en14164949.
- Naoki Kawamoto, Yoshihiko Susuki, Salvatore D'Arco, Atsushi Ishigame, **Denis Mende**, David Sebastian Stock: *Load Margin for Short-term Voltage Stability of an Interconnected AC/MTDC System*, Nonlinear Theory and Its Applications (NOLTA), IEICE, Vol. E12, Nr. 4, 2021.
- Markus Kraiczy, Stefan Siegl, Jonathan Schütt, Gunter Arnold, Sebastian Wende-von Berg, **Denis Mende**, Martin Braun, Brij Lal, Ian McGill, Roland Bründlinger, Marine Cauz, Lionel Perret, Andreas Knobloch, Daniel Premm, Arnulf Jäger-Waldau, Gerd Heilscher, Shuo Chen, Ricardo Guerrero Lemus, Christof Bucher, Giovanna Adinolfi, Giorgio Graditi: *PV as an ancillary service provider – Laboratory and field experiences from IEA PVPS countries*, 11. Solar & Storage Integration Workshop, Berlin, 2021.
- 2020 David Sebastian Stock, Yannic Harms, **Denis Mende**, Lutz Hofmann: *Robust Nonlinear Mathematical Transmission Expansion Planning based on German Electricity Market Simulation*, XXI Power Systems Computation Conference, Porto, 2020 / Electric Power Systems Research, Vol. 189, Nr. 106685, 2020. DOI: 10.1016/j.epr.2020.106685.
- Naoki Kawamoto, Yoshihiko Susuki, Atsushi Ishigame, Tsuyoshi Funaki, Salvatore D'Arco, **Denis Mende**, David Sebastian Stock: *Modular modeling for large-signal simulations of a multi-machine AC grid with MTDC interconnection*, The Institute of Electrical Engineers of Japan: Annual Meeting of the Electric Power and Energy Division (IEEJ PES), 2020.

- 2019 Saber Talari, **Denis Mende**, David Sebastian Stock, Miadreza Shafie-Khah, João P. S. Catalão: ‚*Stochastic Demand Side Management in European Zonal Price Market*‘, 2nd International Conference on Smart Energy Systems and Technologies, Porto, 2019. DOI: 10.1109/SEST.2019.8849050.
- 2018 Holger Becker, **Denis Mende**, Alexander Bernhart, Udo Spanel, Johannes Brombach: ‚*Operational Options to Integrate Decentralized Generation into Restoration Processes after Severe System Blackouts*‘, 17. Wind Integration Workshop 2018, Stockholm, 2018.
- Philipp Härtel, **Denis Mende**, Philipp Hahn, Andreas Bley, Kurt Rohrig: ‚*Northern Seas Offshore Network (NSON): Challenges and its way forward*‘, EERA DeepWind Conference 2018, Trondheim, 2018 / IOP Conference Series: Journal of Physics: Conference Series, Vol. 1104, Nr. 012004, 2018. DOI: 10.1088/1742-6596/1104/1/012004.
- 2017 Alev Akbulut, Holger Becker, **Denis Mende**, David Sebastian Stock, Lutz Hofmann: ‚*Neighboring System as Black Start Source and Restoration Process based on the VSC-HVDC as Tie Line*‘, 19th European Conference on Power Electronics and Applications, Warschau, 2017. DOI: 10.23919/EPE17ECCE Europe.2017.8098993.
- Holger Becker, Alexander Bernhart, Johannes Brombach, **Denis Mende**, Udo Spanel: ‚*Beteiligung erneuerbarer dezentraler Einspeiseanlagen an erforderlichen Systemdienstleistungen aus Sicht der Netz- und Systemführung*‘, Internationaler ETG-Kongress 2017, Bonn, 2017.
- Holger Becker, Akim Naranovich, Tobias Hennig, Alev Akbulut, **Denis Mende**, Sebastian Stock, Lutz Hofmann: ‚*System Restoration using VSC-HVDC connected Offshore Wind Power Plant as Black-Start Unit*‘, 19th European Conference on Power Electronics and Applications, Warschau, 2017. DOI: 10.23919/EPE17ECCEEurope.2017.8099007.
- 2016 Tobias Hennig, **Denis Mende**, Lutz Hofmann: ‚*Efficiency Evaluation of Offshore Power Systems with Power Electronics Based on SiC Technology*‘, IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, Xi’an, 2016. DOI: 10.1109/APPEEC.2016.7779581.
- Holger Becker, **Denis Mende**, Tobias Hennig, Alev Akbulut, Lutz Hofmann: ‚*Power System Restoration – How could wind energy generators be included into today’s restoration plans?*‘, 15. Wind Integration Workshop, Wien, 2016.
- Holger Becker, Tobias Hennig, Alev Akbulut, **Denis Mende**, Lutz Hofmann: ‚*Netzwiederaufbaukonzepte: Mögliches Zusammenspiel zwischen Windenergieanlagen und thermischen Kraftwerken*‘, VGB PowerTech: Konferenz Elektrotechnik, Leittechnik, Informationsverarbeitung im Kraftwerk / International Journal for Electricity and Heat Generation, Ausgabe 10|2016, S. 57-62; Köln, 2016.
- 2014 Yehia Tarek Fawzy, **Denis Mende**, Carlos Dierckxsens, Benoît Bletterie: ‚*Parameterisation of voltage control droops – Managing the impact of photovoltaic plants on distribution grids*‘, 4. Solar Integration Workshop, Berlin, 2014.
- Daniel Premm, Sebastian Schmidt, Franz Xaver Denk, Matthias Pfalzgraf, **Denis Mende**, Christian Tschendel, Steffen Aust: ‚*PV-Systeme auf Gewerbebetrieben – Eigenverbrauch, Blindleistungsmanagement und Einbindung in den Netzbetrieb*‘, VDE-Kongress 2014, Frankfurt, 2014.

- Gerd Bettenwort, Thorsten Bülo, Daniel Premm, Sebastian Schmidt, Johannes Brantl, Jan Schwarz, **Denis Mende**, Vitali Sakschewski, Matthias Pfalzgraf: *„Systemrelevante PV-Kraftwerke in der zukünftigen Energieversorgung“*, 29. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2014.
- 2013 Thorsten Bülo, Gerd Bettenwort, **Denis Mende**, Daniel Premm: *„Integration of Photovoltaic - Impact on Low and Medium Voltage Grids“*, ECPE-Workshop „Power Electronics in the Electrical Network“, Kassel, 2013.
- Wolfram Kruschel, Jean Patric da Costa, Benjamin Dombert, **Denis Mende**, Thorsten Bülo, Peter Zacharias: *„Power Electronic Voltage Regulator for Increasing the Distributed Generation Capacity in Low Voltage Networks“*, 15th European Conference on Power Electronics and Applications, Lille, 2013. DOI: 10.1109/EPE.2013.6631905.
- Daniel Premm, Jan Schwarz, Sebastian Schmidt, **Denis Mende**, Vitali Sakschewski, Matthias Pfalzgraf, Hannes Homeyer, Johannes Schmiesing, Johannes Brantl: *„Blindleistungsregelung von PV-Anlagen zur Steigerung der Netzaufnahmekapazität“*, Internationaler ETG-Kongress 2013, Berlin, 2013.
- Jean Patric da Costa, Wolfram Kruschel, Peter Zacharias, **Denis Mende**, Thorsten Bülo: *„Use of Power Electronic Voltage Regulators in Low Voltage Distribution Networks“*, ECPE-Workshop „Power Electronics in the Electrical Network“, Kassel, 2013.
- 2012 Thorsten Bülo, **Denis Mende**, Gerd Bettenwort, Dominik Geibel, Thomas Degner, Axel Seibel, Jean Patric da Costa, Wolfram Kruschel, Kai Boldt, Frank Sutter, Thomas Hug, Bernd Engel, Peter Zacharias: *„Voltage Control in Active, Intelligent Distribution Networks“*, 27. European PV Solar Energy Conference and Exhibition, Frankfurt, 2012. DOI: 10.4229/27thEUPVSEC2012-5AV.2.15
- Thorsten Bülo, **Denis Mende**, Dominik Geibel, Thomas Degner, Jean Patric da Costa, Wolfram Kruschel, Kai Boldt, Frank Sutter, Thomas Hug, Bernd Engel, Peter Zacharias: *„Spannungshaltung in aktiven, intelligenten Niederspannungsnetzen“*, VDE-Kongress 2012, Stuttgart, 2012.
- Gerd Bettenwort, Thorsten Bülo, Regine Mallwitz, **Denis Mende**, Matthias Victor: *„Leistungselektronik und Energieintelligenz – wie die Energiewende mit Photovoltaik gelingt“*, VDE-Kongress 2012, Stuttgart, 2012.

Patente

Erteilt

CN 106463969 B, EP 3 097 624 B1, IN 341874, JP 6369960 B2, US 10,355,491 B2

Denis Mende, Daniel Premm, Stephan Sander: *„Wechselrichter und Verfahren zur Umwandlung von DC-Leistung eines Generators in netzkonforme AC-Leistung“ / „Inverter, in particular as part of a power generation network, and method“*.

DE 10 2014 113 262 B, EP 3 195 442 B1, US 10,186,867 B2

Denis Mende, Daniel Premm, Christian Schütz: *„Verfahren und Vorrichtung zum Betrieb eines neben einem Netzbildner und mindestens einer Last an ein begrenztes Wechselstromnetz angeschlossenen Kraftwerks mit fluktuierender Leistungsfähigkeit“ / „Method and apparatus for the operation of a power station of fluctuating performance connected, besides a system former and at least one load, to a limited AC system“*.

DE 10 2015 101 738 B4

Denis Mende, Yehia Tarek Fawzy: *„Verfahren zum Betrieb einer Energieerzeugungsanlage und Energieerzeugungsanlage“*.

DE 10 2015 115 957 B4, US 11,050,255 B2

Denis Mende, Thorsten Bülo: *„Verfahren zur Minimierung einer Netzrückwirkung eines PV-Parks, Wechselrichter und PV-Park“ / „Method for minimizing a network feedback of a PV park, inverter, and PV park“*.

Anmeldungen

DE 10 2017 215 821 A1

Holger Becker, Akim Naranovich, Tobias Hennig, Alex Akbulut, **Denis Mende**, David Sebastian Stock: *„Verfahren und System für einen Systemwiederaufbau eines Onshore-Netzes“*.

Betreute Abschlussarbeiten

- 2021 Moritz Blunck: *„Mathematische Modellierung und Optimierung netz- und marktbezogener Freiheitsgrade in Übertragungsnetzbetrieb und -planung“*, Fachhochschule Kiel, Fachbereich Informatik und Elektrotechnik, Prof. Dr.-Ing. Hans-J. Hinrichs.
- 2020 Sebastian Mehte: *„Analyse und zeitreihenbasierte Auswertung von gemischten AC/DC-Systemen in unterschiedlichen Softwareumgebungen“*, Universität Kassel, Fachgebiet Energiemanagement und Betrieb elektrischer Netze, Prof. Dr.-Ing. Martin Braun.
- 2019 Mahdi Takach: *„Modeling, Verification and Analysis of Power Flow Controlling Devices in Grid Operation“*, Technische Universität München, Professur für Elektrische Energieversorgungsnetze, Prof. Dr.-Ing. Rolf Witzmann.
- 2018 Timon Raulfs: *„Planung von Hochspannungsnetzen unter Anwendung einer mathematischen Optimierung“*, Universität Kassel, Fachgebiet Integrierte Energiesysteme, Prof. Dr.-Ing. Kurt Rohrig.
- Yannic Harms: *„Analyse und Bewertung netzseitiger Anforderungen zur Sicherstellung eines engpassfreien Netzbetriebs“*, Universität Kassel, Fachgebiet Integrierte Energiesysteme, Prof. Dr.-Ing. Kurt Rohrig.
- 2017 Walter Schitteck: *„Augmented Block-Diagram Model for Investigating Primary-Control Performance at Low Inertia“* / *„Erweitertes Blockdiagram-Modell für Untersuchungen zur Primärregelung bei geringer rotierender Masse“*, Universität Kassel, Fachgebiet Integrierte Energiesysteme, Prof. Dr. rer. nat. Clemens Hoffmann.
- 2015 Ataollah Moghim Khavari: *„Development and Evaluation of Concepts for Pre-defined Active Power Provision of PV Systems“*, Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg, Arbeitsgebiet Switching Technologies for Grid and Industrial Applications, Honorarprofessor Dr.-Ing. Christian Heinrich.
- Shahab Asadollah: *„Analysis and Development of Innovative Methods to Deliver Ancillary Services with PV-Plants“*, Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg, Fachgebiet Energieverteilung und Hochspannungstechnik, Prof. Dr.-Ing. Harald Schwarz.
- 2014 Jonas Steffen: *„Entwicklung und Implementierung von Algorithmen zur Regelung einer Photovoltaikanlage“*, Universität Kassel, Fachgebiet Elektrische Energieversorgungssysteme, Prof. Dr.-Ing. habil. Peter Zacharias.
- 2013 Leonard Heine: *„Analyse und Weiterentwicklung von Verfahren zur dynamischen Spannungsregelung mit Photovoltaik-Kraftwerken“*, Jade Hochschule Wilhelmshaven Oldenburg Elsfleth, Fachbereich Ingenieurwissenschaften, Prof. Dr. Folker Renken.

Lebenslauf

Persönliche Daten

Name Denis Mende
Geburtstag 15.11.1985
Geburtsort Witzenhausen

Berufliche Tätigkeit

seit 2021 Gruppenleiter der Gruppe Asset Management und Netzanalysen im Bereich Netzplanung und Netzbetrieb des Fraunhofer-Instituts für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE
2018 – 2020 Wissenschaftlicher Mitarbeiter in der Abteilung Netzplanung und Netzbetrieb des Fraunhofer-Instituts für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE
2015 – 2018 Wissenschaftlicher Mitarbeiter in der Abteilung Übertragungsnetze des Fraunhofer-Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES
2012 – 2015 Systemingenieur Schwerpunkt Netzintegration bei der SMA Solar Technology AG
2006 – 2011 Student im Praxisverbund bei der SMA Solar Technology AG

Studium & Ausbildung

2016 – 2021 Promotion (Dr.-Ing.) am Fachgebiet Elektrische Energieversorgung der Leibniz Universität Hannover
2010 – 2011 Studium der Elektrotechnik (Diplom II/M.Sc.) mit Schwerpunkt elektrische Energietechnik an der Universität Kassel
2006 – 2010 Studium der Elektrotechnik (Diplom I/B.Sc.) an der Universität Kassel
2006 – 2009 Ausbildung zum Elektroniker für Betriebstechnik bei der SMA Solar Technology AG
2002 – 2005 Oberstufengymnasium Herderschule Kassel (Allgemeine Hochschulreife)
1996 – 2002 Valentin-Traudt-Schule Großalmerode
1992 – 1996 Grundschule Großalmerode

Wehrdienst

2005 – 2006 Grundwehrdienst (in Schwarzenborn und Hessisch Lichtenau)

Sicherheit, Zuverlässigkeit und Wirtschaftlichkeit sind drei der wesentlichen Maximen für den Betrieb des Strom-Übertragungsnetzes. Der zunehmende Transportbedarf führt zu neuen Herausforderungen, sodass Maßnahmen der Leistungsflusssteuerung, des Engpassmanagements und der Höherauslastung des Bestandsnetzes entscheidende Rollen bei der Transformation der elektrischen Energieversorgung zukommen.

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird die Modellierung und Integration von Betriebsmitteln zur Leistungsflusssteuerung, HGÜ- und kombinierten AC/DC-Systemen sowie eines innovativen Betriebsführungskonzepts zur optimierten Nutzung des bestehenden Netzes adressiert. Die Modellierung der sich ergebenden Optimierungsprobleme erfolgt in einer nichtlinearen mathematischen Optimierungssprache mit einem einheitlichen Modellierungsansatz für die Vielzahl der verschiedenen Betriebsmittel. Anwendungsbeispiele zeigen die Leistungsfähigkeit der Implementierungen in den Bereichen der gezielten Leistungsflusssteuerung, des optimalen Betriebs von kombinierten AC/DC-Systemen sowie der Ermittlung des präventiven und kurativen Maßnahmeneinsatzes im operativen Engpassmanagement.