

Elektrische Energieversorgung 3

Valentin Crastan • Dirk Westermann

Elektrische Energieversorgung 3

Dynamik, Regelung und Stabilität
Versorgungsqualität, Netzplanung
Betriebsplanung und -führung Leit-
und Informationstechnik FACTS, HGÜ

3., bearbeitete Auflage

 Springer

Prof. Dr.-Ing. Valentin Crastan
ch. des Blanchards 18
2533 Evilard
Switzerland
valentin.crastan@bluewin.ch

Prof. Dr.-Ing. Dirk Westermann
Institut für elektrische Energie-
und Steuerungstechnik
Technische Universität Ilmenau
Gustav-Kirchhoffstraße 1
98693 Ilmenau
Deutschland
dirk.westermann@tu-ilmenau.de

ISBN 978-3-642-20099-1 e-ISBN 978-3-642-20100-4
DOI 10.1007/978-3-642-20100-4
Springer Heidelberg Dordrecht London New York

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

© Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2012

Dieses Werk ist urheberrechtlich geschützt. Die dadurch begründeten Rechte, insbesondere die der Übersetzung, des Nachdrucks, des Vortrags, der Entnahme von Abbildungen und Tabellen, der Funksendung, der Mikroverfilmung oder der Vervielfältigung auf anderen Wegen und der Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen, bleiben, auch bei nur auszugsweiser Verwertung, vorbehalten. Eine Vervielfältigung dieses Werkes oder von Teilen dieses Werkes ist auch im Einzelfall nur in den Grenzen der gesetzlichen Bestimmungen des Urheberrechtsgesetzes der Bundesrepublik Deutschland vom 9. September 1965 in der jeweils geltenden Fassung zulässig. Sie ist grundsätzlich vergütungspflichtig. Zuwiderhandlungen unterliegen den Strafbestimmungen des Urheberrechtsgesetzes.

Die Wiedergabe von Gebrauchsnamen, Handelsnamen, Warenbezeichnungen usw. in diesem Werk berechtigt auch ohne besondere Kennzeichnung nicht zu der Annahme, dass solche Namen im Sinne der Warenzeichen- und Markenschutz-Gesetzgebung als frei zu betrachten wären und daher von jedermann benutzt werden dürften.

Einbandentwurf: eStudio Calamar S.L.

Gedruckt auf säurefreiem Papier

Springer ist Teil der Fachverlagsgruppe Springer Science+Business Media (www.springer.com)

Vorwort

Für die vorliegende 3. Auflage des zweiten Bandes der Reihe Elektrische Energieversorgung (2. Auflage 2008) drängte sich angesichts der vielen Aktualisierungen und Erweiterungen eine Aufspaltung in zwei Teile auf, die fortan als Band 2 und 3 erscheinen.

Band 2 setzt sich mit den Fragen der Energiewirtschaft und des Klimaschutzes auseinander, sowie mit der Elektrizitätswirtschaft und der damit verbundenen Liberalisierungsanstrengungen. Ferner wird die Elektrizitätserzeugung mit klassischen und alternativen Mitteln dargelegt.

Im vorliegenden Band 3, neu von V. Crastan und D. Westermann gemeinsam herausgegeben, werden die Probleme der Dynamik, Regelung und Stabilität sowie der Planung und des Betriebs des Netzes einschließlich Netzleittechnik behandelt. Die Techniken der Steuerung mittels Leistungselektronik (FACTS) und der immer wichtiger werdenden Gleichstromübertragung (HGÜ) werden aus systemtechnischer Sicht dargelegt.

Der Aspekt Versorgungsqualität wird neu im Beitrag von Gerhard Bartak umfassend besprochen (Kap. 5). Die in Zusammenhang mit der Netzplanung anstehenden Fragen wurden durch die praxisbezogenen Ausführungen von Dr. Jutta Hanson, ABB, sehr gut ergänzt (Kap. 6). Beiden Autoren sei für Ihre Mitwirkung gedankt.

Die für das europäische Netz wichtige Frage des Anschlusses des türkischen Netzes und die bei der praktischen Realisierung gewonnenen Erfahrungen werden im Beitrag von Prof. Dr. H. Weber dargelegt, wofür wir Ihm zu Dank verpflichtet sind. Einen großen Dank auch an Dr. R. Apel und O. Vollmeier, Siemens AG für die Aktualisierung und Neufassung des Kapitels Netzleittechnik sowie dem Springer-Verlag für die gute Zusammenarbeit.

Evilard/Weimar
im Januar 2011

V. Crastan, D. Westermann

Vorwort zur 2. Auflage

In der nun vorliegenden 2. Auflage des 2004 erschienenen zweiten Bandes ist Kap. 1 deutlich ausgebaut worden, um den Veränderungen im Bereich der Energiewirtschaft und insbesondere den durch den Klimawandel aufgeworfenen Fragestellungen Rechnung zu tragen.

Außerdem wurde im Rahmen der Ausführungen zur Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft dem Aspekt Risikomanagement ein größeres Gewicht beigemessen, wofür ich T. Putzi der Bernischen Kraftwerke AG und Prof. M. Höckel, HTI Biel, zu Dank verpflichtet bin. Ebenso danke ich Dr. J. Kreusel, ABB, für einige Aktualisierungen zum Thema.

Die Struktur des Bandes ist im Wesentlichen die gleiche geblieben. Ungenauigkeiten und Fehler wurden ausgemerzt sowie Anpassungen und Aktualisierungen dort vorgenommen, wo dies notwendig war.

Danken möchte ich ferner Prof. A. Shah, Universität Neuchâtel, für den anregenden Gedankenaustausch zum Thema Photovoltaik, Prof. M. Q. Tran, ETH Lausanne, für die Durchsicht und einige Anregungen zu Kap. 9 (Kernfusion) und Dr. Ulf Bossel für Bemerkungen zum Thema Brennstoffzellen.

Schließlich sei den Ko-Autoren Dr. R. Apel und O. Vollmeier, Siemens AG, gedankt für die Mühe, die Sie sich genommen haben, ihre Kapitel zum Thema Netzleittechnik anzupassen und optimal zu koordinieren.

Dem Springer-Verlag danke ich für die gute und effiziente Zusammenarbeit.

Biel
im Juni 2008

V. Crastan

Vorwort zur 1. Auflage

Der im Jahr 2000 erschienene Band 1 des nun vorliegenden zweibändigen Werkes „Elektrische Energieversorgung“ behandelt die elektrotechnischen Grundlagen, die Modellierung der Elemente des Drehstromnetzes, das stationäre und quasistationäre Verhalten symmetrischer Netze und von Netzen mit Unsymmetrien sowie die Grundlagen der Netzelement-Bemessung, der Schaltvorgänge und der Schutztechnik.

In Band 2 werden diese vor allem die Energieübertragung und -verteilung betreffenden Ausführungen durch die energie- und insbesondere die elektrizitätswirtschaftlichen Aspekte ergänzt, wozu auch die Kraftwerktechnik und alternative Arten der Stromerzeugung gehören. Breiten Raum finden ferner die Fragen der Dynamik und Stabilität des Energieversorgungsnetzes und die mit der Planung und Betriebsführung zusammenhängenden Probleme. Obwohl gut 60 % des Buches von mir stammen und dieses somit Monographie-Charakter hat, sind wesentliche Beiträge von den auf Seite XXV aufgeführten Ko-Autoren geleistet worden, denen ich meinen herzlichsten Dank ausspreche.

Der aus fünf Teilen und einem Anhang bestehende Band 2 gliedert sich wie folgt:

Teil I widmet sich den energiewirtschaftlichen Grundfragen unter Einbezug ökologischer Aspekte sowie den Grundlagen der Wirtschaftlichkeitsrechnung. Einen breiten Raum nehmen dann die Fragen der Marktöffnung ein, die durch den Beitrag von Dr. J. Kreusel zur Funktionsweise liberalisierter Strommärkte wesentlich vertieft und mit den Ausführungen von Prof. M. Höckel zu den Themen Risikomanagement und Strompreisgestaltung abgerundet werden.

Teil II behandelt die konventionelle auf Wasserkraft sowie auf fossile und nukleare Brennstoffen basierende Kraftwerktechnik einschl. Modellierung und Dynamik. Die Ausführungen zu den für die Zukunft wichtigen Kombikraftwerken sind durch einen Beitrag von H. Kleinen ergänzt. Ein Abschnitt über die ökologisch wichtige Wärmepumpe rundet den Aspekt Energieumwandlung ab.

Teil III betrifft die alternativen Methoden der Stromproduktion, ihre Technik und Aussichten. Besonders erwähnt seien die Windkraft, die Photovoltaik, die Kernfusion und die Brennstoffzelle.

Teil IV setzt sich mit den Fragen der Regelung und Stabilität des Energieversorgungsnetzes auseinander. Die z.T. bereits in Band 1 behandelten Modellierungsprobleme werden ergänzt und vertieft und die heute vorhandenen Werkzeuge zur Simulation komplexer Netze im Beitrag von Dr. M. Pöller beschrieben. Ausserdem werden die Fragen der Netzregelung und die Probleme der Polradwinkel- und der Spannungsstabilität eingehend behandelt. Eine Analyse der Polradwinkelstabilität in ausgedehnten Netzen (UCTE-Netz) und der Ursachen entsprechender Polradwinkelpendelungen findet sich im Beitrag von Prof. Dr. H. Weber.

Teil V erörtert zuerst das Betriebsoptimierungsproblem für das vertikal integrierte Energieversorgungssystem und geht dann auf die durch die Marktöffnung und den Wettbewerb sich aufdrängenden Änderungen ein. Der Fall der Betriebsoptimierung bei ausgehandeltem Netzzugang wird im Beitrag von Dr. J. Kreusel vertieft. Eine wesentliche Innovation im Bereich der Steuerung und Optimierung des Energieversorgungsnetzes stellen die FACTS dar, deren Eigenschaften und Einsatzmöglichkeiten in dem von Dr. D. Westermann verfassten Kap. 15 eingehend behandelt werden. Da gerade wegen der Marktöffnung auch die Fragen der Leit- und Informationstechnik an Bedeutung zunehmen, befassen sich zwei Beiträge von Dr. R. Apel (Kap. 16) und O. Vollmeier (Kap. 17) aus verschiedenen Blickwinkeln mit diesem Fragenkomplex.

Im Anhang sind in erster Linie physikalisch-mathematische Grundlagen, die für das vertiefte Verständnis einiger Kapitel notwendig sind, wie thermodynamische und kernphysikalische Grundlagen oder Grundbegriffe der Dynamik, Regelungstechnik und Optimierungsrechnung, gegeben. Die Lösungen der Aufgaben und einige Tabellen und Graphiken finden sich ebenfalls im Anhang.

Für die Durchsicht des Abschnitts Kernfusion und einige nützliche Hinweise bin ich Dr. Kurt Appert, ETHL, zu Dank verpflichtet, ebenso danke ich Dr. Ulf Bossel für die Durchsicht des Abschnitts Brennstoffzellen. Den Ko-Autoren möchte ich nochmals für ihre wesentlichen Beiträge danken. Dem Springer-Verlag sei für die stets angenehme und insbesondere Frau G. Maas für Ihre engagierte Zusammenarbeit gedankt.

Biel
im April 2003

V. Crastan

Ko-Autoren Band 3

Dr.-Ing. Rolf Apel

Siemens AG, Sektor Energie, Nürnberg, Deutschland

Kap. 10

Dipl.-Ing. Gerhard Bartak

Consultant, Wien, Österreich

Kap. 5

Dr.-Ing. Jutta Hanson

ABB AG, Mannheim, Deutschland

Kap. 6

Prof. Dr.-Ing. Jochen Kreusel

ABB AG, Mannheim, Deutschland

Abschn. 9.3.3

Dr.-Ing. Markus Pöller

DigSILENT GmbH, Gomaringen, Deutschland

Abschn. 1.4

Dipl.-Ing. Otto Vollmeier

Siemens AG, Zürich, Schweiz

Abschn. 10.6

Prof. Dr.-Ing. Harald Weber

Universität Rostock, Rostock, Deutschland

Abschn. 3.7 und 3.8

Inhalt

Teil I Regelung Stabilität des Energieversorgungsnetzes

1 Modellierung und Simulation (Prof. Dr.-Ing. Valentin Crastan)	3
1.1 Generatormodelle und sonstige Einspeisungen	4
1.1.1 Kurzzeitmodelle der SM	4
1.1.2 Langzeitmodell der SM	9
1.1.3 Sonstige Einspeisungen	10
1.2 Lastmodelle	11
1.2.1 Statische Last	11
1.2.2 Dynamische Lasten	13
1.3 Netzdarstellung	14
1.4 Simulationsprogramme (Dr.-Ing. Markus Pöller)	15
1.4.1 Modellierung des elektrischen Netzes	18
1.4.2 Allgemeines Modell zur Analyse von Stabilitätsproblemen	24
1.4.3 Numerische Integration	25
1.4.4 Genauigkeit und Stabilität numerischer Integrationsverfahren	29
1.4.5 Simulationsalgorithmen	36
1.4.6 Behandlung von Nichtlinearitäten	39
1.4.7 Dynamische Modellierung	41
1.4.8 Initialisierung (Berechnung von Anfangsbedingungen)	43
Literatur	47
2 Drehzahl- und Frequenzleistungsregelung (Prof. Dr.-Ing. Valentin Crastan)	49
2.1 Primärregelung	50
2.1.1 Wasserturbinen	52
2.1.2 Dampfkraftwerk	53
2.1.3 Gasturbinen- und Kombikraftwerke	56

2.2	Frequenzregelung im Inselnetz	60
2.2.1	Primärregelung	60
2.2.2	Sekundärregelung	62
2.3	Frequenzleistungsregelung im Verbund	63
	Literatur	65
3	Synchronisierung und Polradwinkelstabilität	
	(Prof. Dr.-Ing. Valentin Crastan)	67
3.1	Synchrongruppe am starren Netz	67
3.1.1	Torsionsschwingungen	67
3.1.2	Störungen des Gleichgewichts	70
3.1.3	Wirkung der Netzreaktanz	72
3.1.4	Statische Stabilität der unregelten SM	74
3.1.5	Statische Stabilität mit Spannungsregelung	75
3.1.6	Verhalten im Kurzzeitbereich	78
3.2	Dynamik der kleinen Störungen	78
3.2.1	Wirkung der Drehzahlregelung	82
3.2.2	Wirkung der Spannungsregelung	82
3.2.3	Wirkung des Pendeldämpfungsgeräts	84
3.3	Verhalten bei großen Störungen	85
3.3.1	Transiente Analyse	89
3.3.2	Stabilisierungsmaßnahmen	93
3.4	Modellierung mit subsynchronen Schwingungen	96
3.4.1	Synchronmaschine	96
3.4.2	Netzverbindung	97
3.4.3	Polar-dq-Transformation	98
3.4.4	Mechanik	98
3.4.5	Hydraulisches oder thermisches System und Drehzahlregelung	99
3.5	Transiente Analyse von Mehrmaschinensystemen	99
3.5.1	Elektrisch statische Darstellung der Generatoren	100
3.5.2	Netzdarstellung	101
3.5.3	Die elektrische Leistung	102
3.5.4	Systeme mit $m > 3$	108
3.5.5	Spannungsunabhängigkeit der Last	109
3.5.6	Stabilität im Großen	110
3.5.7	Ordnungsreduktion	111
3.6	Lineare Analyse von Mehrmaschinensystemen	116
3.6.1	Berücksichtigung von Spannung und Blindleistung	119
3.6.2	Netzreduktion	120
3.6.3	Ordnungsreduktion der Generatorübertragungs- funktionen	120
3.7	Polradwinkelstabilität und ihre Analyse in der Praxis des Netzbetriebs (Prof. Dr.-Ing. Harald Weber)	121
3.7.1	Entstehungsursachen von Polradwinkelpendelungen	123
3.7.2	Einfluss von Leistungs transit auf die Polradwinkelstabilität	128

3.7.3	Einfluss der Verbraucherstruktur auf die Polradwinkelstabilität	131
3.7.4	Identifizierung destabilisierender Spannungsregler in Mehrmaschinensystemen	133
3.8	Praktische Untersuchungen zur Polradwinkelstabilität: Anschluss des türkischen Netzes an das europäische ENTSO-E-System (Prof. Dr.-Ing. Harald Weber)	137
3.8.1	Durchgeführte Untersuchungen	138
3.8.2	Ermittlung der Stabilitätsgrenze	141
3.8.3	Untersuchung des Einflusses der Wasserkraftwerke	142
3.8.4	Untersuchung des Einflusses der Pendeldämpfungsgeräte ...	145
3.8.5	Untersuchung des Einflusses von Static Var Compensators (SVCs) und STATCOMs	146
3.8.6	Einbau eines Bremswiderstands	150
3.8.7	Dämpfungsverhalten des Gesamtsystems nach Anschluss am 18. September 2010	152
	Literatur	153
4	Spannungsregelung und Spannungsstabilität (Prof. Dr.-Ing. Valentin Crastan)	155
4.1	Erregersysteme und Spannungsregelung der SM	156
4.1.1	Erregersysteme	156
4.1.2	Spannungsregelung der Synchronmaschine	158
4.2	Regelung von Stufentransformatoren	168
4.2.1	Reglerauslegung	168
4.2.2	Lastflussberechnung mit Regeltransformator	170
4.3	Geregelte Kompensationsanlagen	171
4.3.1	Parallelkompensation mit SVC	172
4.3.2	Statische Konverter (STATCOM)	174
4.3.3	Seriekompensation	175
4.4	Statische Spannungsstabilität der SM	177
4.4.1	(u, p)-Kennlinien bei konstantem Leistungsfaktor	179
4.4.2	(u, q)-Kennlinien bei vorgegebener Wirklast	182
4.4.3	Darstellung mit der Generatorblindleistung	185
4.5	Statische Spannungsstabilität im vermaschten Netz	189
4.6	Dynamik	191
4.6.1	Kurzzeitanalyse	191
4.6.2	Langzeitinstabilität	191
	Literatur	192
 Teil II Netzplanung, Betriebsplanung und -führung		
5	Versorgungsqualität (Dipl.-Ing. Gerhard Bartak)	195
5.1	Einleitung, Grundbegriffe	195
5.1.1	Elektrizitätsversorgung und Gesellschaft	195
5.1.2	Qualitätsbegriffe im Bereich der Elektrizitätsversorgung ...	195

5.1.3	Struktur der Qualitätsbereiche bei der Elektrizitätsversorgung	196
5.1.4	Mit QoS befasste Institutionen	198
5.1.5	Einflusskomponenten für die QoS und die Player	199
5.2	Versorgungssicherheit SoS	200
5.2.1	Allgemeines	200
5.2.2	Definition	201
5.2.3	Komponenten und deren Gewichtung	201
5.2.4	Spezifisches Regelwerk	202
5.3	Versorgungszuverlässigkeit CoS	203
5.3.1	Allgemeines	203
5.3.2	Definition	203
5.3.3	Große Versorgungsunterbrechungen der letzten Jahre	205
5.3.4	Wesentliche Gründe für Versorgungsunterbrechungen und deren Kosten	206
5.3.5	Unterstützung durch den europäischen Verbundbetrieb	207
5.3.6	Spezifisches Regelwerk	209
5.3.7	Kenngrößen	209
5.3.8	Monitoring und Statistik: Praxis und Probleme	210
5.4	Spannungsqualität (PQ, VQ)	212
5.4.1	Allgemeines	212
5.4.2	Definition	213
5.4.3	Bezug zur elektromagnetischen Verträglichkeit (EMV)	214
5.4.4	Spezifisches Regelwerk	216
5.4.5	Entwicklung der PQ-Normung	218
5.4.6	Position der PQ-Normung im Gesamtumfeld des Regelwerks	223
5.4.7	Mutation der EN 50160. Aktuelle Probleme und Ausblick	224
5.4.8	Monitoring und Statistik: Praxis und Probleme	226
5.5	Commercial quality (CQ)	227
5.6	Entwicklung der QoS-Wahrnehmung. Rückblick und Ausblick	228
5.7	Zusammenfassung	229
	Literatur	230
6	Netzplanung und Netzberechnung (Dr.-Ing. Jutta Hanson)	233
6.1	Berechnungen zur Konzeptanalyse	234
6.1.1	Lastflussberechnungen	235
6.1.2	Kurzschlussstromberechnungen	236
6.1.3	Überstromschutz	237
6.1.4	Thermische Belastbarkeit von Kabeln	239
6.1.5	Sternpunktbehandlung	241
6.1.6	Oberschwingungen	242
6.1.7	Dynamischer Motoranlauf	246

6.1.8	Transiente Stabilität	249
6.1.9	Statische Stabilität	250
6.1.10	Probabilistische Zuverlässigkeit	253
6.1.11	Überspannungen	255
6.2	Netzplanung für unterschiedliche Versorgungsnetze	258
6.2.1	Öffentliches Verteilnetz	258
6.2.2	Industriernetz	260
6.2.3	Windparks	263
6.2.4	Netzanschluss und Eigenbedarf von Kraftwerken	267
	Literatur	268
7	Flexible AC Transmission Systems	
	(Prof. Dr.-Ing. Dirk Westermann)	271
7.1	Übersicht	271
7.2	Technologie	275
7.2.1	Halbleiterbauelemente	277
7.2.2	Pulsweitenmodulation Spannungsumrichter (PWM-VSC)	284
7.2.3	Kaskadierter Zweilevel Spannungsumrichter (CTL-VSC)	294
7.2.4	Modularer Multilevel Spannungsumrichter (MMC-VSC)	298
7.2.5	Hybrider Multilevel Spannungsumrichter (HML-VSC)	301
7.2.6	Grundstruktur Schutz- und Leitsystem	305
7.3	Aufbau und stationäres Betriebsverhalten	309
7.3.1	Shuntelemente – SVC und STATCOM	309
7.3.2	Serienelemente – TCSC und SSSC	317
7.3.3	Parallel-serielle Elemente – PAR und UPFC	323
7.3.4	Anwendung im Netz	332
7.4	Integration in die Lastflussgleichungen	342
7.4.1	Vorbemerkung	342
7.4.2	Knoteninjektionsverfahren	345
7.4.3	Integration in Newton Raphson Verfahren	349
7.5	Modellierung für die Effektivwertsimulation	351
7.5.1	Shuntelemente – STATCOM	351
7.5.2	Serienelemente – SSSC	355
7.5.3	Parallel-Serielle-Elemente – UPFC	358
7.5.4	Synthese mit den Netzgleichungen	363
7.6	Einsatzortbestimmung	366
7.6.1	Shuntelemente	366
7.6.2	Serienelemente	368
7.6.3	Betrachtung Netzdynamik	370
7.7	Einfluss auf die transiente Winkelstabilität	372
7.7.1	Allgemeine Betrachtung	372
7.7.2	Allgemeiner Ansatz	375
7.7.3	Ausführungsbeispiele	378

7.8	Verbesserung der Versorgungsqualität	381
7.8.1	Störungsursachen	382
7.8.2	FACTS-Elemente zur Verbesserung der Versorgungsqualität	384
7.8.3	Vergleich	393
	Literatur	394
8	Hochspannungsgleichstromübertragung	
	(Prof. Dr.-Ing. Dirk Westermann)	397
8.1	Einleitung	397
8.2	Netzgeführte HGÜ (LCC-HGÜ)	400
8.2.1	Grundlegende Funktionsweise	400
8.2.2	Ausführungsformen	407
8.2.3	Anforderungen an die Netzanschlusspunkte	413
8.2.4	Regelung eines LCC-HGÜ-Systems	415
8.2.5	Eckdaten LCC-HGÜ-Technologie	434
8.3	Selbstgeführte HGÜ (VSC-HGÜ)	436
8.3.1	PWM-VSC und Grundprinzip des Vierquadrantenbetriebs	438
8.3.2	MMC-VSC-HGÜ	441
8.3.3	Eckdaten VSC-HGÜ-Technologie	442
8.4	HGÜ-Systeme	443
8.4.1	Ausführung des DC-Kreises	443
8.4.2	Aktuell realisierte Projekte	445
8.4.3	Stationsverluste der unterschiedlichen Technologien	446
8.4.4	Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit	448
8.5	Beispiele für Hochleistungsübertragung im Modell	450
8.6	Umweltbeeinflussung von HGÜ	455
8.6.1	Geräuschemission	458
8.6.2	Feldemission	459
8.7	HGÜ Netze	461
	Literatur	461
9	Betriebsplanung (Prof. Dr.-Ing. Valentin Crastan)	465
9.1	Mikroökonomische Grundlagen	465
9.2	Betriebsoptimierung eines vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens	467
9.2.1	Netzberechnung	468
9.2.2	Netzberechnung mit Spannungseinkopplung	471
9.2.3	Optimaler Leistungsfluß (OPF)	473
9.2.4	Optimale Speicherbewirtschaftung	483
9.2.5	Einsatzplan der thermischen Gruppen	486
9.2.6	Die langfristige Optimierung	488
9.2.7	Die mittelfristige Optimierung	489
9.2.8	Die Kurzzeit-Optimierung	490

9.2.9	Momentane Optimierung	491
9.2.10	Optimierung bei Einsatz von Windenergie	492
9.2.11	Tarifierung	493
9.3	Betriebsoptimierung bei Wettbewerb	493
9.3.1	Mathematische Grundlagen	493
9.3.2	Pool-Lösung und ausgehandelter Netzzugang	498
9.3.3	Betriebsoptimierung bei ausgehandeltem Netzzugang (Prof. Dr.-Ing. Jochen Kreusel)	498
	Literatur	503

10 Leit- und Informationstechnik

	(Dr.-Ing. Rolf Apel / Dipl.-Ing. Otto Vollmeier)	505
10.1	Überblick	505
10.1.1	Aufgabe der Leit- und Informationstechnik	505
10.1.2	Historie	506
10.1.3	Ausblick	507
10.2	Feld- und Stationsleittechnik	508
10.2.1	Plattform und Systemarchitektur	508
10.2.2	Prozess- und Feldebene	509
10.2.3	Netzschutz	511
10.2.4	Stationsebene	514
10.2.5	Anwendung	515
10.3	Phasenwinkelmessungen	527
10.3.1	Messgeräte	527
10.3.2	Anwendungen	527
10.4	Fernwirktechnik	528
10.4.1	Infrastruktur	528
10.4.2	Protokolle	530
10.5	Zählerfernauslesung	531
10.5.1	Der intelligente Zähler	531
10.5.2	Zählerfernauslesung und Verteilnetzautomatisierung	531
10.5.3	Das IKT-Gateway als Schnittstelle zur Gebäude- und Hausautomatisierung	531
10.6	Netzleittechnik	532
10.6.1	Marktumfeld, Anforderungen an die Netzleittechnik	532
10.6.2	Systemkonzeption für Netzleitsysteme	534
10.6.3	Systemarchitektur	536
10.6.4	Domänen- und Funktionsüberblick	540
10.6.5	Bedien- und Anwendungsfunktionen	564
10.6.6	Systemkonfigurationen	576
10.6.7	Systemübergreifender Workflow	579
10.6.8	Systemintegrationskonzepte	580
10.6.9	Ausblick	581
10.7	Smart Grid	582
10.7.1	Die neuen Anforderungen	582
10.7.2	Fernaulesbare Zähler	583

10.7.3	Integration erneuerbarer Energien	584
10.7.4	Die neuen Prinzipien bei der Netzregelung	586
10.7.5	Das Elektroauto	587
10.7.6	Microgrids	587
Anhang A Dynamik und Regelungstechnik		
	(Prof. Dr.-Ing. Valentin Crastan)	589
A.1	Darstellung linearer Systeme	589
A.2	Stabilität	591
A.3	Kopplung linearer Teilsysteme	592
A.4	Modale Analyse	593
A.4.1	Modale Zerlegung	593
A.4.2	Modale Reduktion	594
A.5	Netzdarstellung für höhere Frequenzen	595
A.6	Elementare lineare Regelungstechnik	597
A.6.1	Vorgabe des Stellverhaltens	598
A.6.2	Synthese im Frequenzbereich	599
Anhang B Berechnung der Blindleistungen im Rahmen der linearen Analyse von Mehrmaschinensystemen		
	(Prof. Dr.-Ing. Valentin Crastan)	603
B.1	Blindleistungsabgabe der Generatoren	603
B.2	Lineare Analyse des Mehrmaschinensystems	604
Anhang C Optimierung (Prof. Dr.-Ing. Valentin Crastan)		
C.1	Lagrange-Verfahren	607
C.2	Optimaler Leistungsfluss (OPF)	609
Anhang D Abkürzungen (Dipl.-Ing. Gerhard Bartak)		
Sachverzeichnis		613

Teil I

**Regelung Stabilität des
Energieversorgungsnetzes**

Kapitel 1

Modellierung und Simulation

Die Analyse des dynamischen Verhaltens und der Stabilität des Energieversorgungsnetzes setzt eine wirklichkeitsgetreue Modellierung aller Netzelemente einschließlich Regelkomponenten voraus. Sowohl zur Lösung spezieller Aufgaben wie für das Verständnis der sich abspielenden Vorgänge sind aber zweckmäßige Vereinfachungen sinnvoll.

Die in den folgenden Abschn. 1.1 bis 1.3 behandelten Modelle sind für Vorgänge mit Frequenzen eindeutig unter 50 Hz geeignet (enthalten also z. B. keine transformatorischen Terme (t. S.) der Synchronmaschine, und das Netz ist stationär dargestellt). Sie dienen in erster Linie der Analyse des Spannungs- und Lastverhaltens sowie der elektromechanischen Pendelungen und zur Stabilitätsanalyse. Für eine weitergehende Modellierung zwecks Simulation sehr großer Netze oder Berücksichtigung der elektromagnetischen Ausgleichsvorgänge s. Abschn. 1.4 und Anhang A.5.

Das Netz besteht aus Leitungen und Transformatoren (größtenteils *passiven Netzzweigen*), aus *Kraftwerken* und *anderen Einspeiseelementen*, die an bestimmten Knotenpunkten (Einspeiseknoten) angeschlossen sind, sowie aus *aktiven* und *passiven Lasten*. Ein Knoten oder Netzzweig wird als *aktiv* bezeichnet, wenn er mit dynamischen Komponenten beschaltet ist. Leistungsübergabeknoten von und zu anderen Netzen können wie Lastknoten behandelt werden.

Wichtigstes dynamisches Element ist das Kraftwerk, dessen Blockscheema in Abb. 1.1 dargestellt ist. Die Größen des Kraftwerks sind in p. u. ausgedrückt, insbesondere der Strom $\underline{i}_G$ und die Spannung $\underline{u}_G$ in lokaler Parkzeiger- bzw. Parkvektorform (s. Band 1, Kap. 2). Als Bezugsgrößen dienen die Generatorspannung U_r und die Generatorleistung S_r . Der Block „Netzkopplung“ berechnet den Polradwinkel δ (für die exakte Def. und Herleitung s. Kap. 3), wandelt die elektrischen Größen von lokalen Park- in Netzkoordinaten um und berücksichtigt die Bezugsspannung U_n der Netzberechnung:

$$\begin{aligned}
 T_r \frac{d\delta}{dt} &= n - n_s \quad T = \begin{vmatrix} \sin \delta & \cos \delta \\ -\cos \delta & \sin \delta \end{vmatrix} \\
 \underline{u}_G &= T \underline{u}, \quad \text{mit} \quad \underline{u} = \frac{U}{U_n} \\
 \underline{i} &= T^t \underline{i}_G, \quad \text{---} \succ \quad \underline{I} = \underline{i} \frac{S_r}{3U_n}
 \end{aligned} \tag{1.1}$$

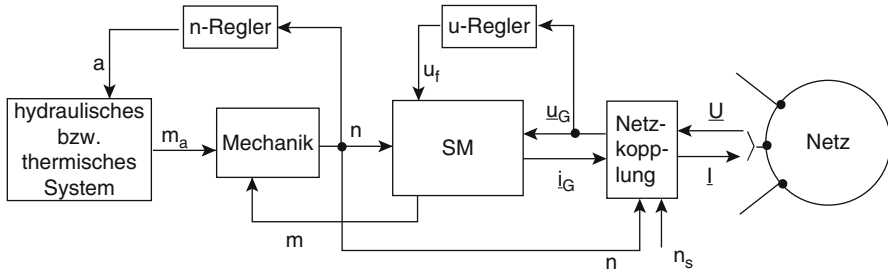


Abb. 1.1 Gesamtmodell des netzgekoppelten Kraftwerks

Die Richtung von Spannung und Strom im Blockdiagramm kann für Vorgänge mit Frequenz $\ll 50$ Hz auch umgekehrt werden, d. h. das Kraftwerk mit Spannung als Ausgangs- und Strom als Eingangsgröße beschrieben werden.

Die Analyse des hydraulischen bzw. thermischen Systems ist in Band 2, in den Abschn. 4.5 und 5.1 zu finden. Drehzahlregelung und Spannungsregelung einschl. Pendeldämpfung sowie mögliche Torsionsschwingungen werden näher in den nachfolgenden Kap. 2, 3 und 4 besprochen. In den folgenden Abschn. 1.1 bis 1.3 werden unter den erwähnten Voraussetzungen die wichtigsten Modelle der elektrischen Hauptelemente beschrieben: Generator, Last und Netz.

1.1 Generatormodelle und sonstige Einspeisungen

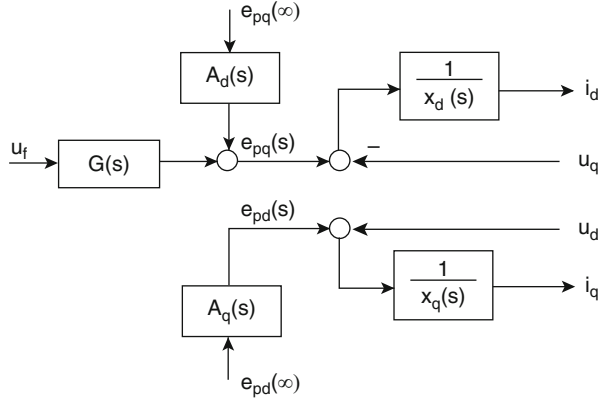
Die Grundlagen der Synchronmaschine (SM) sind in Band 1, [4] dargelegt worden. Das zu wählende Modell hängt von der Aufgabenstellung und insbesondere von der Frequenz der zu untersuchenden dynamischen Vorgängen ab.

Ein allgemeines Modell 2. Ordnung mit transformatorischen Spannungen (t. S.), das auch Vorgänge im Bereich von 10 Hz und darüber korrekt erfasst, ist in Band 1, Abschn. 6.7, als Zustandsraummodell (Abb. 6.72) gegeben worden; die dazu notwendigen Parameter können entsprechend Abschn. 6.7.3 bestimmt werden.

Zur Analyse elektromechanischer Pendelungen oder der Spannungsstabilität ist i. d. R. die Berücksichtigung der t. S. nicht notwendig, und der Generator kann dann mit drei physikalisch leicht interpretierbaren Übertragungsfunktionen beschrieben werden. Im Folgenden sei vor allem dieser Ansatz näher betrachtet. Für den allgemeinen Zusammenhang zwischen der Beschreibung mit Übertragungsfunktionen und der Zustandsraumdarstellung s. auch Anhang A.

1.1.1 Kurzzeitmodelle der SM

Der Kurzzeitbereich umfasst Vorgänge, die sich im Laufe einiger Sekunden abspielen. Die Drehzahl kann dann (zur Beschreibung der SM) als konstant angenommen werden. Die Synchronmaschine wird bei Vernachlässigung von Statorwiderstand, transformatorischen Spannungen und Drehzahleinfluss ($n = 1$) *elektrisch* durch das

Abb. 1.2 Modell der Synchronmaschine

in Abb. 1.2 gegebene Modell (Grundlagen in Band 1, Abschn. 6.4) dargestellt. Die Übertragungsfunktionen der SM sind (Modell 2. Ordnung):

$$x_d(s) = x_d \frac{(1 + sT'_d)(1 + sT''_d)}{(1 + sT'_{d0})(1 + sT''_{d0})}, \quad x_q(s) = x_q \frac{(1 + sT'_q)(1 + sT''_q)}{(1 + sT'_{q0})(1 + sT''_{q0})}$$

$$G(s) = \frac{(1 + sT_\sigma D)}{(1 + sT'_{d0})(1 + sT''_{d0})}. \quad (1.2)$$

Die Inverse der Reaktanzen lassen sich auch schreiben

$$\frac{1}{x_d(s)} = \left(\frac{1}{x''_d} - \frac{1}{x'_d} \right) \frac{sT''_d}{1 + sT''_d} + \left(\frac{1}{x'_d} - \frac{1}{x_d} \right) \frac{sT'_d}{1 + sT'_d} + \frac{1}{x_d}$$

$$\frac{1}{x_q(s)} = \left(\frac{1}{x''_q} - \frac{1}{x'_q} \right) \frac{sT''_q}{1 + sT''_q} + \left(\frac{1}{x'_q} - \frac{1}{x_q} \right) \frac{sT'_q}{1 + sT'_q} + \frac{1}{x_q}. \quad (1.3)$$

Die *Anfangs-Polradspannungen* $e_{pd}(s = \infty)$ und $e_{pq}(s = \infty)$ stellen punktuelle Werte unmittelbar nach der Störung dar, erfassen also die Anfangsbedingungen. Für die Funktion $A_d(s)$ der Längsachse folgt aus Band 1, Abschn. 6.4.2, Gl. (6.56),

$$A_d(s) = \frac{sT'_{d0}T''_{d0}(1 + sT_\sigma)}{T_\sigma(1 + sT'_{d0})(1 + sT''_{d0})}, \quad \text{mit} \quad T_\sigma = \frac{\Psi_{f0}T_\sigma D R_D + \Psi_{D0}T_\sigma f R_f}{\Psi_{f0}R_D + \Psi_{D0}R_f}. \quad (1.4)$$

Der Wert von $A_q(s)$ wird in formal identischer Weise mit Ersatz der Indizes d, f, D durch q, Q₁, Q₂ erhalten (s. dazu auch Band 1, Abschn. 6.7.3).

Das in Abb. 1.2 dargestellte Modell erfasst sowohl die transienten als auch die subtransienten Vorgänge. Obwohl die subtransienten Vorgänge im Sekundenbereich, was die rein elektrische Wirkung betrifft, vernachlässigt werden könnten, sind sie für die korrekte Erfassung des Dämpfungsmoments notwendig (s. dazu Band 1, Abschn. 6.6.7.2). Die Mechanikgleichungen lauten dann (mit $n = 1$)

$$m = u_d i_d + u_q i_q$$

$$m_a - m = T_m \frac{dn}{dt}. \quad (1.5)$$

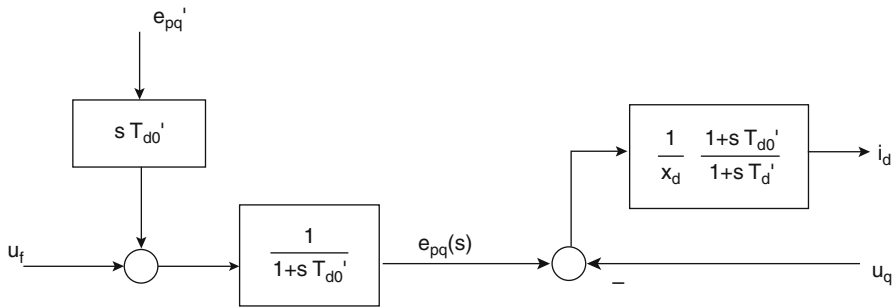


Abb. 1.3 Modell der Längsachse der Synchronmaschine ohne Subtransienten

Abbildung 1.2 zusammen mit Gl (1.5) ergeben die für die Untersuchung von Vorgängen im Kurzzeitbereich exakteste Darstellung der SM. Dazu äquivalente Beschreibungen im Zustandsraum finden sich in Band 1, Abschn. 6.7.

Eine in der Literatur oft verwendete Näherung besteht darin, die subtransienten Vorgänge (bzw. Zeitkonstanten) zu vernachlässigen und die elektrischen Bremsmomente getrennt zu berechnen. Die Anfangs-Polradspannungen werden dann zu den *transienten Polradspannungen* e'_{pd} und e'_{pq} , und die Übertragungsfunktionen vereinfachen sich zu

$$\begin{aligned} G(s) &= \frac{1}{1 + sT'_{d0}}, & x_d(s) &= x_d \frac{1 + sT'_d}{1 + sT'_{d0}}, & x_q(s) &= x_q \frac{1 + sT'_q}{1 + sT'_{q0}} \\ A_d(s) &= \frac{sT'_{d0}}{1 + sT'_{d0}}, & A_q(s) &= \frac{sT'_{q0}}{1 + sT'_{q0}}, \end{aligned} \quad (1.6)$$

und die Längsachse der SM kann durch Abb. 1.3 modelliert werden.

Der Längsoperator kann auch geschrieben werden

$$x_d(s) = x_d \left(1 - \frac{T'_d}{T'_{d0}} \right) G(s) + x_d \frac{T'_d}{T'_{d0}} = (x_d - x'_d) G(s) + x'_d, \quad (1.7)$$

zur Genauigkeit der Näherung s. Band 1, Abschn. 6.4.2, insbesondere Gl. (6.67).

Mit Gl. (1.7) lässt sich Abb. 1.3 durch Abb. 1.4 ersetzen. An Stelle der Polradspannung e_{pq} treten in Abb. 1.4 die Flussverkettung Ψ_f der Erregerwicklung und der Erregerstrom i_f in Erscheinung. Dies lässt sich bei Vernachlässigung der Dämpferwirkungen mit den drei Gleichungen (Laplace-Carson)

$$\begin{aligned} u_q &= \Psi_d = i_f - x_d i_d \\ \Psi_f &= (1 + \sigma_f) i_f - x_{hd} i_d \\ u_f &= i_f + sT_{hf} \Psi_f - sT_{hf} \Psi_{f0} \end{aligned} \quad (1.8)$$

aus dem Gleichungssystem (6.141), Band 1, auch direkt nachweisen:

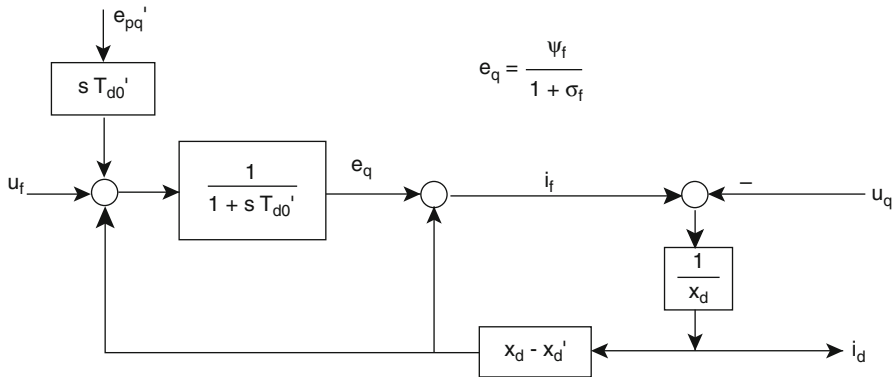


Abb. 1.4 Modell der Längsachse der Synchronmaschine

Durch Elimination von i_f erhält man

$$u_q = \frac{\Psi_f}{1 + \sigma_f} - \left(x_d - \frac{x_{hd}}{1 + \sigma_f} \right) i_d$$

$$u_f + sT_{hf}\Psi_{f0} = \frac{\Psi_f}{1 + \sigma_f} [1 + sT_{hf}(1 + \sigma_f)] + \frac{x_{hd}}{1 + \sigma_f} i_d, \quad (1.9)$$

wobei im Rahmen der erwähnten Approximation

$$\frac{x_{hd}}{1 + \sigma_f} = x_d - x_d', \quad T_{hf}(1 + \sigma_f) = T_{d0}', \quad T_{hf}\Psi_{f0} = T_{d0}' e'_{pq}. \quad (1.10)$$

Die der *Flussverkettung* $\Psi_f / (1 + \sigma_f)$ entsprechende EMK e_q ist nach einer Störung des Gleichgewichts im ersten Augenblick ($s \rightarrow \infty$) gleich zu e'_{pq} .

Analog dazu ergeben sich für die q-Achse $e_d = -\Psi_{Q1} / (1 + \sigma_{Q1})$ und das Schema in Abb. 1.5, wobei $e_d (s \rightarrow \infty) = e'_{pd}$. Im Fall der SM mit lamelliertem Rotor (Band 1, Abschn. 6.4.2) sind $x'_q = x_q$ und $e'_{pd} = 0$, womit auch $e_d = 0$.

Entsprechend den Abb. 1.4 und 1.5 reduziert sich das Gleichungssystem (6.141) von Band 1 (SM + Mechanik), zum Folgenden:

$$u_d = e_d + x'_q i_q$$

$$u_q = e_q - x'_d i_d$$

$$u_f = T_{d0}' \frac{de_q}{dt} + e_q + (x_d - x'_d) i_d$$

$$0 = T_{q0}' \frac{de_d}{dt} + e_d - (x_q - x'_q) i_q$$

$$m = m_s(\delta, e_d, e_q) + K_d \frac{d\delta}{dt}$$

$$m_a - m = T_m \frac{dn}{dt}, \quad (1.11)$$

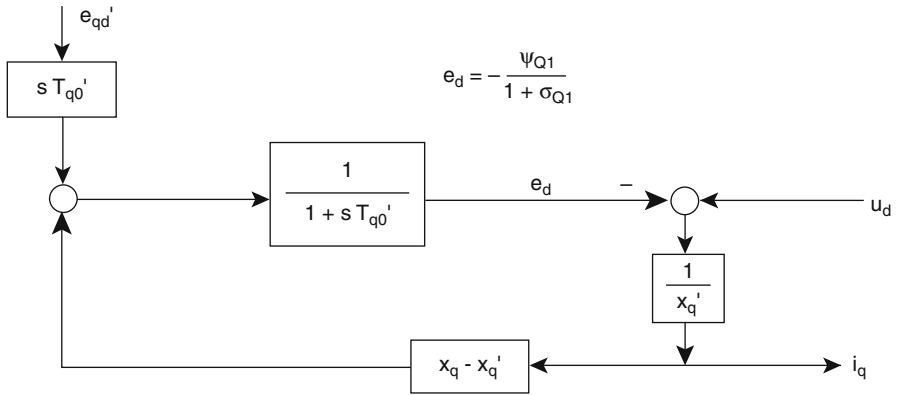


Abb. 1.5 Modell der Querachse der Synchronmaschine

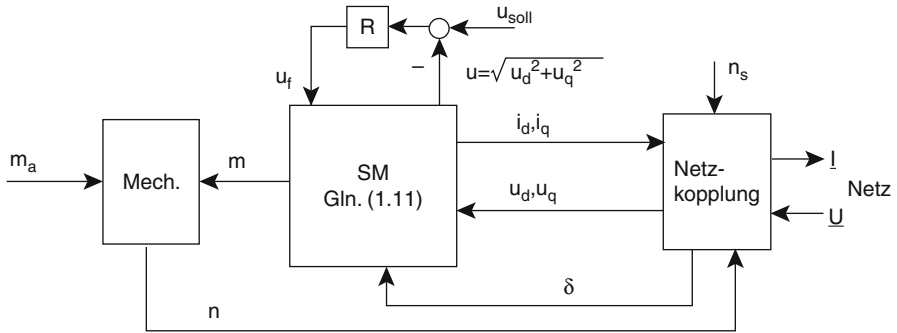


Abb. 1.6 Blackbox-Schema für den Kurzzeitbereich

worin n lediglich zur Bildung des Polradwinkels benötigt wird und das elektrische Moment m nicht mehr durch die erste der Gl. (1.5) gegeben, sondern durch einen in Kap. 3 abgeleiteten Ausdruck zu ersetzen ist. Die SM (einschl. Mechanik und Netzkopplung) wird durch die vier Zustandsgrößen n , δ , e_q und e_d beschrieben. Ein Blackbox-Schema mit i als Ausgangsgröße zeigt Abb. 1.6.

Im Kurzzeitbereich muss i. d. R. die Änderung des Antriebsmoments m_a (Primärregelung) sowie jene der vom Spannungsregler kontrollierten Steuervariablen u_f mit Dynamik und Begrenzungen berücksichtigt werden.

Während einer kurzen Zeit nach der Störung (Größenordnung 0,1 s) können e_d und e_q wegen der Trägheit der Hauptflussverkettung (Zeitkonstanten T'_{d0} und T'_{q0} groß) als konstant und gleich e'_{pd} bzw. e'_{pq} angenommen werden, wodurch die dritte und vierte der Gl. (1.11) entfallen (sogenannte „transiente“ Näherung, s. Kap. 3). Ebenso kann das Antriebsmoment m_a als konstant betrachtet werden.

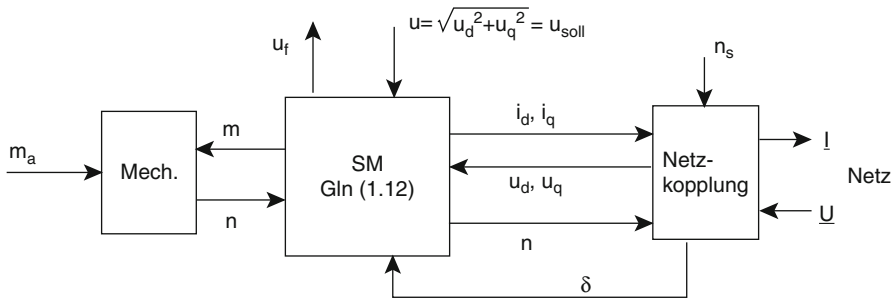


Abb. 1.7 Blackbox-Schema für den Langzeitbereich

1.1.2 Langzeitmodell der SM

Der Langzeitbereich betrifft Vorgänge, die minutenlang dauern. Der Drehzahlfluss muss berücksichtigt werden, die subtransienten und meist auch die transienten Vorgänge können aber als abgeklungen gelten, die SM also stationär mit vorgegebenem Spannungsmodul (entsprechend dem Sollwert) modelliert werden. Die Gleichungen der SM sind

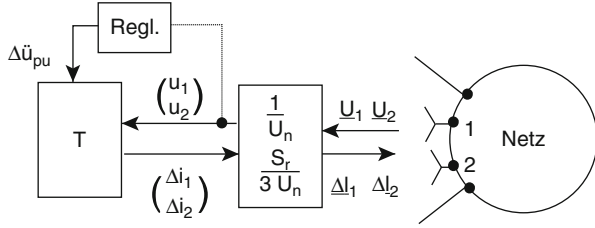
$$\begin{aligned}
 u_d &= n x_q i_q \\
 u_q &= n(u_f - x_d i_d) \\
 e_d &= u_d - n x_q' i_q \\
 e_q &= u_q + n x_d' i_d \\
 m &= m_s(\delta, e_d, e_q) + K_d \frac{d\delta}{dt} \\
 m_a - m &= T_m \frac{dn}{dt}.
 \end{aligned} \tag{1.12}$$

Das entsprechende Blackbox-Schema zeigt Abb. 1.7. Erreicht die Erregerspannung ihre Grenzen, wird u_f konstant gehalten und somit u_q freigegeben. Der Spannungswert $u = u_{soll}$ kann dann nicht mehr eingehalten werden.

Da im Langzeitbereich $i_f = u_f$, übersteigt der Erregerstrom für $u_f = u_{fmax}$ (meist etwa 4 p. u.) den thermisch zulässigen Wert (meist 2–3 p. u.). Demzufolge muss entweder u_{fmax} in Abhängigkeit von der Dauer der Überlast zurückgenommen oder eine entsprechende Begrenzungsschaltung für den Erregerstrom i_f vorgesehen werden (s. dazu auch Abschn. 4.1.2).

Das Antriebsmoment m_a ist im Langzeitbereich nicht konstant und eine Modellierung von Primär- und Sekundärregelung deshalb notwendig (Kap. 2).

Abb. 1.8 Modell des geregelten Transformators



1.1.3 Sonstige Einspeisungen

Neben den Kraftwerksknoten sind weitere Einspeiseknoten im Netz dynamisch aktiv, nämlich Knoten mit geregelter Blindleistungseinspeisung (z. B. SVC, STATCOM) sowie weitere FACTS-Elemente und Transformatoren mit Längs- und/oder Querregelung (dynamisch aktive Zweige). Im Folgenden werden letztere sowie SVC und STATCOM-Modelle kurz besprochen. Näheres und Weiteres ist in den Abschn. 4.2 und 4.3 und über UPFC im Abschn. 9.22 und Kap. 7 zu finden.

1.1.3.1 Transformatoren mit Längsregelung

Entsprechend der p. u. Darstellung des Transformators in Band 1, Abschn. 4.8.2, gilt

$$\begin{pmatrix} \underline{i}_1 \\ \underline{i}_2 \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{y}_{11} & \underline{y}_{12} \\ \underline{y}_{21} & \underline{y}_{22} \end{bmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{u}_1 \\ \underline{u}_2 \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} \underline{\Delta i}_1 \\ \underline{\Delta i}_2 \end{pmatrix} \quad (1.13)$$

$$\text{mit } \begin{pmatrix} \underline{\Delta i}_1 \\ \underline{\Delta i}_2 \end{pmatrix} = \Delta \ddot{u}_{pu} \begin{bmatrix} 0 & \underline{y}_{12} \\ \underline{y}_{21} & (2 + \Delta \ddot{u}_{pu}) \underline{y}_{22} \end{bmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{u}_1 \\ \underline{u}_2 \end{pmatrix}. \quad (1.14)$$

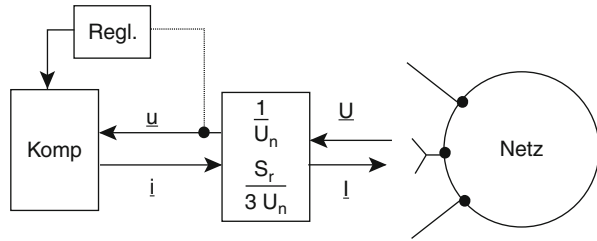
Dem normalen Transformator mit fester Nennübersetzung überlagert sich das Modell in Abb. 1.8. Für die Regelung s. Abschn. 4.2. Mit den bei Netzberechnungen üblichen Stromvorzeichen und Vernachlässigung des Magnetisierungsstromes ist $\underline{y}_{11} = \underline{y}_{22} = 1/\underline{z}$ und $\underline{y}_{12} = \underline{y}_{21} = -1/\underline{z}$.

1.1.3.2 Transformatoren mit Schräg- oder Querregelung

Wie in Band 1, Abschn. 4.9.4.2, dargelegt, besteht der einzige Unterschied zur Längsregelung formell darin, dass die Übersetzungsabweichung komplex ist. Das Schema Abb. 1.8 ist weiterhin gültig. Für die Stromeinspeisung gilt an Stelle von Gl. (1.14) bei Vernachlässigung des Magnetisierungsstromes folgender Zusammenhang

$$\begin{pmatrix} \underline{\Delta i}_1 \\ \underline{\Delta i}_2 \end{pmatrix} = \frac{1}{\underline{z}} \begin{bmatrix} 0 & -\underline{\Delta u}_{pu} \\ -\underline{\Delta \ddot{u}}_{pu} & (\ddot{u}_{0pu} (\underline{\Delta \ddot{u}}_{pu} + \underline{\Delta \ddot{u}}_{pu}^*) + \underline{\Delta \ddot{u}}_{pu}^2) \end{bmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{u}_1 \\ \underline{u}_2 \end{pmatrix}. \quad (1.15)$$

Abb. 1.9 Modell der geregelten Kompensationsanlage



Mit der Schrägregelung wird auch die Wirkleistungsübertragung beeinflusst. Dazu Näheres in Band 1, Abschn. 4.9.4.2, und in Zusammenhang mit FACTS in Kap. 7.

1.1.3.3 Geregelte Kompensationsanlagen

Entsprechend Abschn. 4.3 ergibt sich für die Parallelkompensation mittels SVC und STATCOM das Modell in Abb. 1.9 mit den Gleichungen

$$\begin{aligned} \underline{i} &= \underline{y} \underline{u} && \text{mit } y \text{ steuerbar, SVC} \\ \underline{i} &= \underline{y}_T (\underline{u} - \underline{e}) && \text{mit } e \text{ steuerbar, STATCOM.} \end{aligned} \quad (1.16)$$

1.1.3.4 Asynchronmaschinen

Dazu s. Abschn. 1.2.2 und Band 1, Abschn. 7.1.

1.2 Lastmodelle

Lasten können durch eine vorgängige Analyse der Verbrauchertypen summarisch dargestellt werden. Die summarische Darstellung setzt sich aus einem *statischen* und einem *dynamischen* Anteil zusammen.

1.2.1 Statische Last

Der statische Anteil kann, was die *Spannungs- und Frequenzabhängigkeit* betrifft, als Exponentiallast beschrieben werden (Band 1, Gl. 7.41)

$$\begin{aligned} P &= P_0 u^\alpha f^P \\ Q &= Q_0 u^\beta f^q. \end{aligned} \quad (1.17)$$

Im Kurzzeitbereich wird die Frequenzabhängigkeit i. d. R. vernachlässigt, und es folgt das nichtlineare Modell

$$\underline{I} = \frac{P_0 u^\alpha - j Q_0 u^\beta}{3\underline{U}^*}. \quad (1.18)$$

Kann die Last als Impedanzlast (bzw. Admittanzlast) dargestellt werden, was dem Spezialfall $\alpha = \beta = 2$ entspricht, folgt aus (1.18)

$$\underline{I} = \frac{S_0^* u^2}{3\underline{U}^*} = \underline{Y} \underline{U}, \quad \text{mit} \quad \underline{Y} = \frac{S_0^*}{U_{\Delta n}^2}. \quad (1.19)$$

Falls α und β zwischen 0 und 2 liegen (was meist der Fall ist), kann die Last auch als Summe aus Konstantadmittanz-, Konstantstrom- und Konstantleistungsanteil ausgedrückt werden, also die Form

$$\underline{S} = \underline{S}_0 + 3\underline{U}\underline{I}_0^* + 3\underline{Y}^* \underline{U}^2$$

annehmen. Der entsprechende Laststrom ist

$$\underline{I} = \frac{\underline{S}_0^*}{3\underline{U}^*} + \underline{I}_0 + \underline{Y} \underline{U}. \quad (1.20)$$

Durch Linearisierung der Spannungsabhängigkeit des Konstantleistungsanteils kann schließlich dieser Strom angenähert auch

$$\underline{I} = \underline{Y}_{\ddot{a}q} \underline{U} + \underline{I}_{0\ddot{a}q} \quad (1.21)$$

geschrieben werden (Näheres und Anwendung in Abschn. 3.5.5).

Kleine Änderungen Für *kleine Änderungen* kann die Gl. (1.17) linearisiert werden, und es folgt

$$\begin{aligned} \frac{\Delta P}{P} &= \alpha \frac{\Delta U}{U} + p \frac{\Delta f}{f} \\ \frac{\Delta Q}{Q} &= \beta \frac{\Delta U}{U} + q \frac{\Delta f}{f}. \end{aligned} \quad (1.22)$$

Zwischen Leistung, Spannung und Strom besteht die Beziehung

$$P + jQ = U e^{j\vartheta_u} I e^{-j\vartheta_i} \quad \text{mit} \quad \vartheta_i = \vartheta_u - \varphi, \quad (1.23)$$

die durch Linearisierung zu

$$\begin{pmatrix} \frac{\Delta U}{U} & + & \frac{\Delta I}{I} \\ \Delta \vartheta_u & - & \Delta \vartheta_i \end{pmatrix} = \begin{vmatrix} P & -Q \\ Q & P \end{vmatrix}^{-1} \cdot \begin{pmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{pmatrix} \quad (1.24)$$

führt.

Abb. 1.10 Spannungs- und frequenzabhängiges Exponentiallastmodell für kleine Änderungen

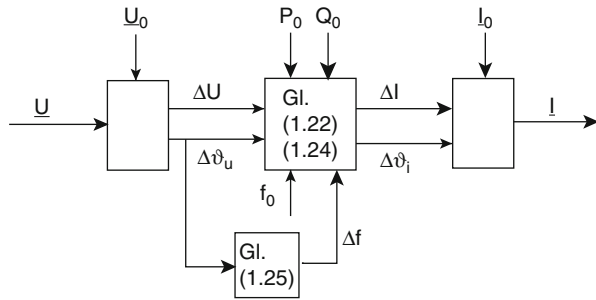
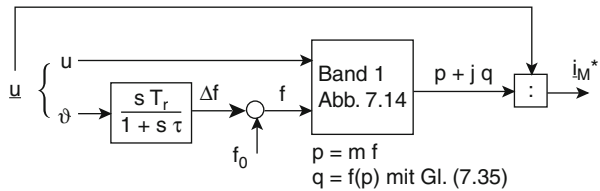


Abb. 1.11 Modell der motorischen Last



Damit ist der Zusammenhang zwischen $\underline{U}(U, \vartheta_u)$ und $\underline{I}(I, \vartheta_i)$ gegeben. Bei Vorgabe von $\underline{U}$ kann aus den Gl. (1.22) und (1.24) $\underline{I}$ berechnet werden oder umgekehrt.

Das entsprechende Blockdiagramm zeigt Abb. 1.10. Zwischen Frequenz und Phase besteht der Zusammenhang

$$\Delta f = T_r \frac{d\vartheta}{dt}, \quad (1.25)$$

s. dazu auch Band 1, Gl. (7.37).

1.2.2 Dynamische Lasten

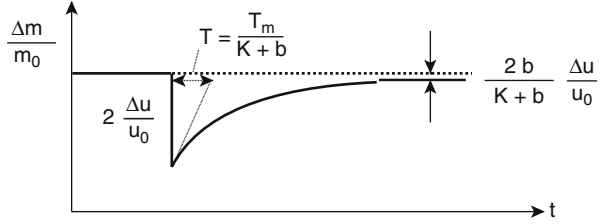
Wichtigste dynamische Last ist die Motorlast. Für Leistungsanwendungen wird vor allem der Asynchronmotor eingesetzt, dessen exakte Modellierung in Band 1, Abb. 1.11, gegeben ist. Für Vorgänge im *Kurzzeitbereich* (Sekundenbereich) kann das einfachere nichtlineare Modell in Band 1, Gl. (7.35) bis (7.37), eingesetzt werden. Das entsprechende Blockdiagramm, das den Motorstrom in Abhängigkeit von der Spannung liefert, ist in Abb. 1.11 dargestellt. Die Gl. (7.35) und (7.36) in Band 1 liefern

$$m = \frac{(\sigma f) u^2}{\sigma_r f^2}$$

$$m - m_b = s T_m n$$

$$n = f - (\sigma f)$$

Abb. 1.12 Zeitverhalten des Drehmoments der AM



$$m_b = m_{b0} + bn. \quad (1.26)$$

Für gewisse Verbraucher (Pumpen) kann eine quadratische Abhängigkeit des Belastungsmoments von der Drehzahl realistischer sein.

Für kleine Spannungsänderungen folgt aus den Gl. (1.26) durch Elimination von n und (σf) , wobei allgemeiner $b = \partial m_b / \partial n$,

$$\frac{\Delta m}{m_0} = 2 \frac{\Delta u}{u_0} \frac{b + sT_m}{K + b + sT_m} \quad \text{mit} \quad K = \frac{m_0}{(\sigma f)_0}. \quad (1.27)$$

Abbildung 1.12 zeigt das entsprechende Zeitverhalten. Bei Spannungseinbruch sinkt zunächst das Drehmoment proportional zum Quadrat der Spannung, um dann mit der Zeitkonstanten T nahezu den ursprünglichen von der mechanischen Last diktierten Wert wieder zu erreichen. Für die Blindleistung ergibt sich ein ähnlicher Verlauf. Der Motor verhält sich demnach im ersten Moment wie eine Impedanz und stationär wie eine Konstantleistungslast. Da K die Größenordnung 10–100 aufweist, beträgt T einige 10 ms bis einige 100 ms. Eine Motorlast kann deshalb oft bereits im Kurzzeitbereich als Konstantleistungslast betrachtet werden.

Im *Langzeitbereich* ist die Wirkung thermostatisch kontrollierter Wirklasten zu berücksichtigen [24, 14]. Die Lasten weisen zwar eine quadratische Abhängigkeit von der Spannung auf. Die thermostatische Regelung wird aber mit einer Zeitkonstanten im Minutenbereich die ursprüngliche Wirklast wiederherstellen, womit sich ein der Abb. 1.12 ähnlicher Wirklastverlauf ergibt.

1.3 Netzdarstellung

In diesem Abschnitt werden nur passive Zweige betrachtet. Für dynamische Zweige (geregelte Transformatoren und FACTS) s. Abschn. 1.1.3 sowie 4.2, 4.3, 5.2.2 und Kap. 7.

Das Netz bestehe also aus n Knoten und aus passiven Zweigen. Dann lässt es sich durch die komplexe $(n \times n)$ -Knotenadmittanzmatrix Y beschreiben (Band. 1, Abschn. 9.3).

Bei großen Netzen kann es von Vorteil sein, die Matrixgröße durch Elimination aller oder der meisten passiven Lastknoten zu reduzieren, so dass nur noch m (vor allem dynamisch wirksame) im Folgenden mit a indizierte Knoten übrig bleiben.

Ist die Netzgleichung von

$$\begin{pmatrix} \vec{I}_1 \\ \vec{I}_a \end{pmatrix} = Y \cdot \begin{pmatrix} \vec{U}_1 \\ \vec{U}_a \end{pmatrix}, \quad Y = \begin{vmatrix} Y_{11} & Y_{1a} \\ Y_{a1} & Y_{aa} \end{vmatrix} \quad (1.28)$$

gegeben und mit der Annahme, die passive Last der Knoten 1 lasse sich durch Admittanzen darstellen, folgt durch Integration der entsprechenden Lastadmittanzmatrix in die Knotenadmittanzmatrix

$$\vec{I}_1 = -Y_{L1} \vec{U}_1, \quad \text{---} \succ \begin{pmatrix} 0 \\ \vec{I}_a \end{pmatrix} = Y_m \cdot \begin{pmatrix} \vec{U}_1 \\ \vec{U}_a \end{pmatrix}, \quad Y_m = \begin{vmatrix} Y_{11} + Y_{L1} & Y_{1a} \\ Y_{a1} & Y_{aa} \end{vmatrix}, \quad (1.29)$$

und schließlich durch Elimination von U_1

$$\vec{I}_a = Y_{red} \vec{U}_a, \quad Y_{red} = Y_{aa} - Y_{a1}(Y_{11} + Y_{L1})^{-1}Y_{1a}. \quad (1.30)$$

Das Netz wird nun durch die reduzierte Knotenadmittanzmatrix Y_{red} beschrieben. Eine solche Reduktion ist auch dann angenähert möglich, wenn die Last der Knoten 1 neben dem Admittanzanteil einen Konstantstrom- und einen Konstantleistungsanteil enthält. Wie in Abschn. 1.2.1 bereits gezeigt, erhält man durch Linearisierung der Spannungsabhängigkeit des Konstantleistungsanteils (s. Gl. 1.18 und als Anwendung Abschn. 3.5.5) eine Netzgleichung der Form

$$\vec{I}_a = Y_r \vec{U}_a + \vec{I}_{a0}. \quad (1.31)$$

Die Netzgleichung (1.31) kann direkt verwendet werden, wenn die Ausgangsgrößen der Modelle der (meist) aktiven Knoten Spannungen sind. Werden diese mit Strom als Ausgangsgrößen modelliert, erhält man durch Inversion der reduzierten Knotenadmittanzmatrix

$$\vec{U}_a = Y_r^{-1}(\vec{I}_a - \vec{I}_{a0}). \quad (1.32)$$

Im Fall kombinierter Verwendung der Gl. (1.31) und (1.32) wird das Netz durch eine hybride Matrix beschrieben.

1.4 Simulationsprogramme

Ausgleichsvorgänge in Energieversorgungssystemen laufen aufgrund der hohen Komplexität dieser Systeme in Zeitbereichen stark unterschiedlicher Größenordnung ab. Diese Zeitbereiche gehen vom Bereich einiger Mikrosekunden (Wanderwellenvorgänge auf Leitungen) bis hin zum Stundenbereich (Langzeitverhalten von Kraftwerken). Mit Hinsicht auf die digitale Simulation muss dabei insbesondere zwischen Ausgleichsvorgängen im elektrischen Netz und Vorgängen des elektromechanischen Teilsystems unterschieden werden.

Ausgleichsvorgänge des elektrischen Netzes, die häufig auch netztransiente Vorgänge, oder elektromagnetische Ausgleichsvorgänge genannt werden, sind auf Umladevorgänge zwischen den Energiespeichern des Netzes, also den Netz-Induktivitäten und -Kapazitäten zurückzuführen. Hierzu gehören beispielsweise Schaltüberspannungen, alle Arten von Einschaltströmen oder das Phänomen der Ferro-Resonanz, das durch Wechselwirkungen zwischen oftmals nichtlinearen Transformator-Hauptfeldinduktivitäten und den Kapazitäten des elektrischen Netzes hervorgerufen wird.

Auch extrem schnelle Ausgleichsvorgänge, wie z. B. Blitzüberspannungen, bei welchen lange Leitungen nicht mehr durch Ersatzschaltbilder mit konzentrierten Parametern, sondern durch Modelle mit verteilten Parametern nachgebildet werden, gehören zu den Netzausgleichsvorgängen [15, 17], Band 1, Abschn. 5.6.

Elektromechanische Ausgleichsvorgänge hingegen sind auf Umladevorgänge zwischen mechanischen Energiespeichern, den Läuferflüssen elektrischer Maschinen, sowie den Energiespeichern von Turbinen, Kraftwerken und Regeleinrichtungen zurückzuführen. Da diese Energiespeicher deutlich größer sind als die Energiespeicher des elektrischen Netzes, laufen elektromechanische Ausgleichsvorgänge in weitaus größeren Zeitbereichen ab.

Auf Grund der starken Zeitunterschiede von elektromagnetischen und elektromechanischen Ausgleichsvorgängen können diese in vielen Anwendungsfällen entkoppelt betrachtet und analysiert werden:

Das elektrische Netz wirkt auf elektromechanische Ausgleichsvorgänge in erster Linie durch seine stationären Gleichungen zurück. Andererseits kann bei der Analyse von Netzausgleichsvorgängen die Änderung von Zustandsgrößen des elektromechanischen Systems oftmals vernachlässigt werden, was zu der bekannten Darstellung des Generators als äquivalente Spannungsquelle mit subtransienter Reaktanz führt.

Die Entkopplung der Teilsysteme, die hier rein anschaulich begründet wurde, kann systematisch mit Hilfe der *Singular Perturbation Methode* hergeleitet werden (z. B. [3]).

Eine Sonderrolle spielen jedoch subsynchrone Vorgänge. Bei subsynchronen Vorgängen handelt es sich um Wechselwirkungen zwischen Energiespeichern des elektrischen Netzes (z. B. Kabelkapazitäten oder Reihenkompensationen) mit mechanischen Energiespeichern (z. B. Generatorwelle). Damit können subsynchrone Vorgänge weder den Netzausgleichsvorgängen noch den elektromechanischen Vorgängen eindeutig zugeteilt werden, weshalb sie spezielle Beachtung finden müssen (z. B. [1] (s. dazu auch Abschn. 12.4).

Auch innerhalb der beiden Klassen von Ausgleichsvorgängen, den Netzausgleichsvorgängen und den elektromechanischen Vorgängen, kann wiederum eine Einteilung Zeitbereiche unterschiedlicher Größenordnung vorgenommen werden. So erstreckt sich der Zeitbereich von Netzausgleichsvorgängen von einigen Mikrosekunden (Wanderwellenvorgänge) bis hin zu mehreren hundert Millisekunden (abklingende Gleichanteile von Kurzschlussströmen). Der Zeitbereich von elektromechanischen Ausgleichsvorgängen geht von einigen hundert Millisekunden (Spannungsregelung) bis hin zum Minuten- oder Stundenbereich (Sekundärregelung, Langzeitverhalten von Kraftwerken).

Differentialgleichungssysteme zur Beschreibung von Energieversorgungssystemen sind somit grundsätzlich steif, was eine effiziente Simulation über einen großen Zeitbereich schwierig macht. Zur Lösung dieses Problems gibt es zwei Ansätze:

1. Elimination schneller Anteile durch Modellreduktion.
2. Anwendung von numerischen Lösungsverfahren mit automatischer Schrittweitenanpassung zur effizienten Analyse mehrerer Zeitbereiche.

Heutzutage verfügbare Standardprogramme zur Simulation von Ausgleichsvorgängen in Energieversorgungssystemen können grob in Programme zur Analyse elektromechanischer Ausgleichsvorgänge (Stabilitätsprogramme) und Programme zur Berechnung elektromagnetischer Ausgleichsvorgänge (EMT-Programme) eingeteilt werden.

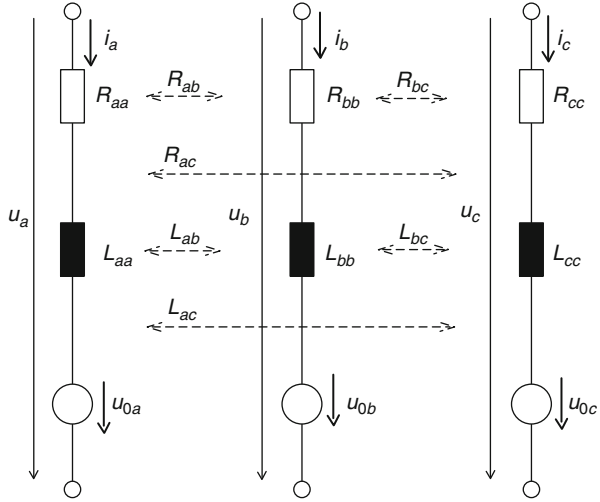
Reine Stabilitätsprogramme, wie z. B. PSS/E [20] oder EUROSTAG [22] wenden ein stationäres Netzmodell an und sind damit in der Lage, elektromechanische Ausgleichsvorgänge effizient zu analysieren. EUROSTAG arbeitet zudem mit einer automatischen Schrittweitenanpassung, was eine effiziente Analyse des gesamten Bereichs elektromechanischer Ausgleichsvorgänge, vom Kurzzeit- bis zum Langzeitbereich, möglich macht. Aufgrund des stationären Netzmodells ist es mit diesen Programmen aber nicht möglich, Netzausgleichsvorgänge zu berechnen.

Programme, die auf elektromagnetische Ausgleichsvorgänge spezialisiert sind, wie beispielsweise EMTP [6, 7] oder EMTDC [19], können grundsätzlich auch Stabilitätsprobleme lösen, also auch elektromechanische Ausgleichsvorgänge analysieren, sind bei diesen Anwendungen aber nicht effizient, da aufgrund des detaillierten Netzmodells stets mit einer sehr kleinen Schrittweite gerechnet werden muss.

Die Programmsysteme NETOMAC [12, 13] und DIGSILENT PowerFactory [5] erlauben es, sowohl Netzausgleichsvorgänge, als auch elektromechanische Ausgleichsvorgänge effizient zu analysieren, da sie sowohl ein detailliertes, als auch ein stationäres Netzmodell unterstützen. DigSILENT PowerFactory integriert dabei einen Algorithmus mit variabler Schrittweite, ähnlich dem von EUROSTAG, der aber sowohl auf Simulationen mit detailliertem also auch auf Simulationen mit stationärem Netzmodell angewandt werden kann. Damit ist möglich, nahezu den gesamten Bereich von Ausgleichsvorgängen in Energieversorgungssystemen effizient zu analysieren [18].

Des weiteren unterscheiden sich Standardprogramme zur Simulation von Ausgleichsvorgängen in Energieversorgungssystemen im Wesentlichen durch die Geschwindigkeit und die Robustheit des numerischen Lösungsverfahrens (s. die Abschn. 1.4.3–1.4.7), in der Genauigkeit und im Umfang der Modellbibliotheken, sowie in den Möglichkeiten, eigene Modelle zu erstellen (s. die Abschn. 1.4.8 und 1.4.9). Nicht zuletzt spielen natürlich auch die Einfachheit der Bedienung sowie die Möglichkeiten zur grafischen Aufbereitung der Ergebnisse eine nicht zu vernachlässigende Rolle.

Abb. 1.13 Dreiphasiges induktives Zweigelement



1.4.1 Modellierung des elektrischen Netzes

Die Modellierung des elektrischen Netzes kann in unterschiedlichen Koordinatensystemen und mit unterschiedlicher Genauigkeit erfolgen. Ausgehend vom Differentialgleichungssystem eines dreiphasigen, induktiven und eines dreiphasigen, kapazitiven Zweigelements wird im Folgenden die Transformation in unterschiedliche Koordinatensysteme, sowie der Übergang auf das stationäre Netzmodell systematisch erläutert.

Ein dreiphasiger, induktiver Zweig gemäß Abb. 1.13 kann durch ein implizites Differentialgleichungssystem gemäß (1.33) beschrieben werden.

$$\begin{bmatrix} u_a \\ u_b \\ u_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} u_{0a} \\ u_{0b} \\ u_{0c} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_{aa} & L_{ab} & L_{ac} \\ L_{ba} & L_{bb} & L_{bc} \\ L_{ca} & L_{cb} & L_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{i}_a \\ \dot{i}_b \\ \dot{i}_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} R_{aa} & R_{ab} & R_{ac} \\ R_{ba} & R_{bb} & R_{bc} \\ R_{ca} & R_{cb} & R_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (1.33)$$

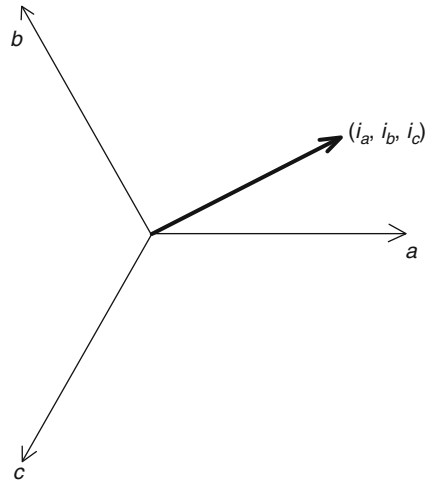
Für ein dreiphasiges kapazitives Zweigelement gilt analog:

$$\begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_{0a} \\ i_{0b} \\ i_{0c} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} C_{aa} & C_{ab} & C_{ac} \\ C_{ba} & C_{bb} & C_{bc} \\ C_{ca} & C_{cb} & C_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{u}_a \\ \dot{u}_b \\ \dot{u}_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} G_{aa} & G_{ab} & G_{ac} \\ G_{ba} & G_{bb} & G_{bc} \\ G_{ca} & G_{cb} & G_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_a \\ u_b \\ u_c \end{bmatrix} \quad (1.34)$$

Mit dieser allgemeinen Darstellung lassen sich sowohl symmetrische als auch unsymmetrische induktive und kapazitive Zweigelemente exakt darstellen.

Die drei Phasen von Spannungen und Strömen stellen einen Vektor im dreidimensionalen Raum dar (Abb. 1.14). Die Koordinaten dieses Raums sind äquivalent zu

Abb. 1.14 Strom-Raumzeiger



den drei Phasen a, b und c. Man spricht somit auch von einem *Raumzeiger*, der nicht mit den komplexen Zeitzeigern des stationären, sinusförmigen Zustands verwechselt werden darf. Der Raumzeiger setzt sich aus den Momentanwerten von Spannungen und Strömen zusammen und ist keineswegs auf sinusförmige Größen beschränkt (s. dazu auch [11] und Band 1, Abschn. 2.4.3).

Das abc-Koordinatensystem kann einer Transformation unterzogen werden, wodurch sich bei geeigneter Wahl des Koordinatensystems im Fall von zyklisch symmetrischen Betriebsmitteln die Differentialgleichungssysteme entkoppeln.

Die Koordinatentransformation wird im folgenden anhand des induktiven Zweigelements erläutert. Für das kapazitive Zweigelement gelten analoge Beziehungen.

Eine geeignete Wahl für eine Koordinatentransformation stellt die alpha-beta-null Transformation dar:

$$\vec{i}_{abc} = \mathbf{T}_{\alpha\beta 0} \vec{i}_{\alpha\beta 0} \quad (1.35)$$

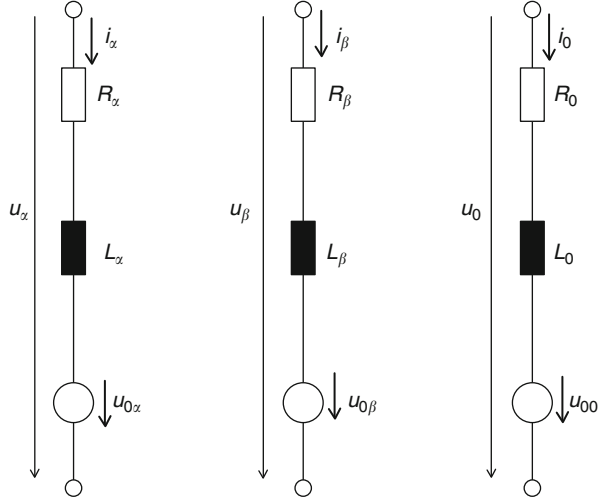
Die Transformationsmatrix des Alpha-Beta-Null-Systems ist zeitunabhängig und lautet (Inverse der in Band 1, Abschn. 2.4.5, Gl. (2.42) gegebenen Transformationsmatrix):

$$\mathbf{T}_{\alpha\beta 0} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 1 \\ \cos\left(\frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\frac{2\pi}{3}\right) & 1 \\ \cos\left(\frac{4\pi}{3}\right) & \sin\left(\frac{4\pi}{3}\right) & 1 \end{bmatrix} \quad (1.36)$$

Für die Vektor-Gleichungen des induktiven Zweigelements gilt nun:

$$\vec{u}_{\alpha\beta 0} = \vec{u}_{0\alpha\beta 0} = \mathbf{L}_{\alpha\beta 0} \vec{i}_{\alpha\beta 0} + \mathbf{R}_{\alpha\beta 0} \vec{i}_{\alpha\beta 0} \quad (1.37)$$

Abb. 1.15 Induktiver Zweig
in alpha-beta-null
Koordinaten



Die Induktivitätsmatrix wird folgendermaßen berechnet (R analog):

$$\mathbf{L}_{\alpha\beta 0} = \mathbf{T}_{\alpha\beta 0} \mathbf{L}_{abc} \mathbf{T}_{\alpha\beta 0}^{-1} \quad (1.38)$$

Durch die Transformation zerfällt das Differentialgleichungssystem eines zyklisch symmetrischen Betriebsmittels in drei ungekoppelte Differentialgleichungen (s. Abb. 1.15), was einer reinen Diagonalmatrix für $\mathbf{L}$ und $\mathbf{R}$ entspricht:

$$\mathbf{L}_{\alpha\beta 0} = \begin{bmatrix} L_\alpha & 0 & 0 \\ 0 & L_\beta & 0 \\ 0 & 0 & L_0 \end{bmatrix} \quad (1.39)$$

Im Fall von vollständig symmetrischen Betriebsmitteln gilt außerdem $L_\alpha = L_\beta$.

Damit erfüllt die Raumzeigertransformation eine analoge Funktion wie die Symmetrischen Komponenten komplexer Zeitzeiger. Auch spaltet die Raumzeigertransformation, genauso wie die Symmetrischen Komponenten, das Nullsystem, also die Summe der drei Phasengrößen von den restlichen Komponenten ab (s. dazu auch Band 1, Abschn. 2.44).

Durch diese Abspaltung ist es rein formal möglich, die alpha-beta Ebene als komplexe Ebene darzustellen und zu schreiben (Band 1, Abschn. 2.4.5):

$$i_{\alpha\beta} = i_\alpha + j i_\beta \quad (1.40)$$

Die komplexe Schreibweise erlaubt eine wesentlich einfachere Darstellung der Betriebsmittelgleichungen, was anhand der komplexen Raumzeigergleichung eines symmetrischen, induktiven Betriebsmittels ersichtlich wird:

$$\underline{u}_{\alpha\beta} = \underline{u}_{0\alpha\beta} + L_{\alpha\beta} \dot{i}_{\alpha\beta} + R_{\alpha\beta} i_{\alpha\beta} \quad (1.41)$$

Abb. 1.16 Raumzeiger im stationären, symmetrischen Zustand

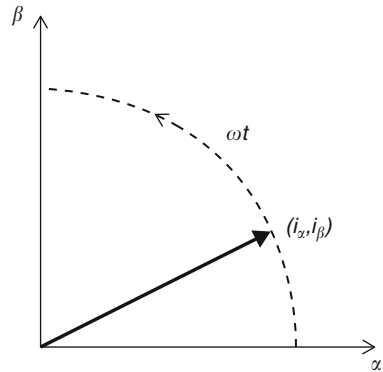
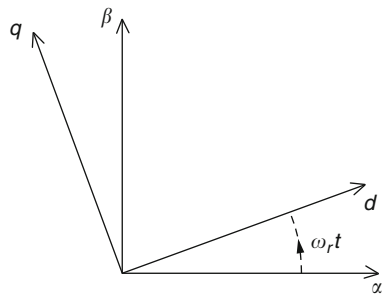


Abb. 1.17 Umlaufendes Koordinatensystem



Im eingeschwungenen Zustand eines symmetrischen Netzes läuft der alpha-beta Zeiger mit konstanter Winkelgeschwindigkeit in der alpha-beta-Ebene um (Abb. 1.16).

Es besteht nun die Möglichkeit, das ruhende alpha-beta Koordinatensystem einer Transformation in ein mit Nennfrequenz umlaufendes Koordinaten zu unterziehen (s. Abb. 1.17 und auch Band 1, Abschn. 2.4.6).

$$\underline{i}_{\alpha\beta} = \underline{t}_{dq} \underline{i}_{dq} \quad (1.42)$$

Der komplexe Transformationsvektor lautet folgendermaßen:

$$\underline{t}_{dq} = e^{-j\omega t} \quad (1.43)$$

Der Vorteil des umlaufenden dq-Koordinatensystems besteht darin, dass alle Spannungen und Ströme im eingeschwungenen Zustand eines symmetrischen Netzes konstante Werte annehmen.

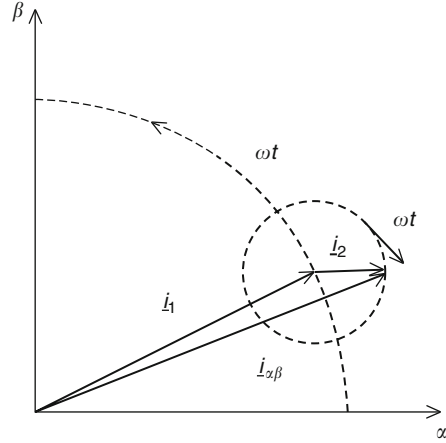
Die Gleichung des symmetrischen, induktiven Betriebsmittels in dq-Koordinaten ergibt sich durch eine Transformation von (1.41) in dq-Koordinaten:

$$e^{j\omega_r t} \underline{u}_{dq} = e^{j\omega_r t} \underline{u}_{0dq} + L_{\alpha\beta} \frac{d}{dt} (e^{j\omega_r t} \underline{i}_{dq}) + R_{\alpha\beta} e^{j\omega_r t} \underline{i}_{dq} \quad (1.44)$$

Nach Auswertung des Differentialoperators dieser Gleichung und Multiplikation mit dem inversen Transformationsvektor resultiert folgende Formel:

$$\underline{u}_{dq} = \underline{u}_{0dq} + (R + j\omega_r L_{dq}) \underline{i}_{dq} + L_{dq} \dot{\underline{i}}_{dq} \quad (1.45)$$

Abb. 1.18 Mit- und Gegensystemkomponenten im Raumzeiger



Die Induktivität und der Widerstand sind dabei in beiden Koordinatensystemen gleich.

Entspricht die Transformationsfrequenz der Nennfrequenz, so werden durch den Übergang auf ein umlaufendes Koordinatensystem die Ableitungen von Strömen und Spannungen im eingeschwungenen Zustand eines symmetrischen Netzes zu 0.

Werden die Ableitungsoperatoren in den dq-Gleichungen der Netzzweige vernachlässigt, so ergeben sich rein stationäre Netzgleichungen. Der dabei verursachte Fehler ist im Fall von niederfrequenten Vorgängen klein und steigt mit wachsender Frequenz an. Allerdings muss auch der Begriff der Frequenz mit Vorsicht behandelt werden, da die Transformation in ein umlaufendes Koordinatensystem eine Frequenzverschiebung mit sich bringt, wie die folgende Betrachtung zeigen wird.

Ein stationärer und Oberschwingungsfreier, aber beliebig unsymmetrischer Strom kann als Überlagerung einer Mitsystem-, einer Gegensystem- und einer Nullsystemkomponente beschrieben werden (s. Abb. 1.18):

$$\begin{aligned}
 i_a(t) &= \hat{i}_1 \cos(\omega t + \varphi_1) + \hat{i}_2 \cos(\omega t + \varphi_2) + \hat{i}_0 \cos(\omega t + \varphi_0) \\
 i_b(t) &= \hat{i}_1 \cos\left(\omega t + \varphi_1 - \frac{2\pi}{3}\right) + \hat{i}_2 \cos\left(\omega t + \varphi_2 + \frac{2\pi}{3}\right) + \hat{i}_0 \cos(\omega t + \varphi_0) \\
 i_c(t) &= \hat{i}_1 \cos\left(\omega t + \varphi_1 - \frac{4\pi}{3}\right) + \hat{i}_2 \cos\left(\omega t + \varphi_2 + \frac{4\pi}{3}\right) + \hat{i}_0 \cos(\omega t + \varphi_0)
 \end{aligned} \tag{1.46}$$

Der zugehörige alpha-beta Raumzeiger lautet:

$$\begin{aligned}
 \underline{i}_{\alpha\beta}(t) &= \hat{i}_1 e^{j(\omega t + \varphi_1)} + \hat{i}_2 e^{-j(\omega t + \varphi_2)} \\
 i_0(t) &= \hat{i}_0 \cos(\omega t + \varphi_0)
 \end{aligned} \tag{1.47}$$

Das Mitsystem erscheint im alpha-beta Koordinatensystem als ein in positiver Richtung umlaufender Zeiger, während das Gegensystem einen in negativer Richtung

umlaufenden Zeiger darstellt. Die einzelnen Komponenten enthalten jedoch nach wie vor ausschließlich Anteile einer Frequenz (s. dazu auch Band 1, Abschn. 2.44).

Wird nun eine weitere Transformation in ein umlaufendes d-q-Koordinatensystem durchgeführt, so ergeben sich folgende Komponenten:

$$\begin{aligned} \underline{i}_{dq}(t) &= \hat{i}_1 e^{j((\omega-\omega_s)t+\varphi_1)} + \hat{i}_2 e^{j((-\omega-\omega_s)t-\varphi_2)} \\ i_0(t) &= \hat{i}_0 \cos(\omega t + \varphi_0) \end{aligned} \quad (1.48)$$

Im d-q Koordinatensystem wird jede Frequenzkomponente in zwei Komponenten aufgespalten: ein Anteil enthält die Differenz aus Signalfrequenz und Transformationsfrequenz, der zweite Anteil enthält die Summe aus beiden Frequenzen. Der Differenzanteil entspricht dabei der Mitsystemkomponente, der Summenanteil der Gegensystemkomponente des Ausgangssignals.

Eine einfache Vernachlässigung der Ableitungsoperatoren in (1.45) führt daher zu einer guten Näherung für symmetrische Anteile in Nähe der Transformationsfrequenz, vernachlässigt aber gänzlich die Gegensystemanteile. Im Fall von symmetrischen Vorgängen ist dies weiter nicht relevant, werden aber auch unsymmetrische Fehler simuliert, so muss im Fall einer quasistationären Netzmodellierung das Gegensystem und auch das Nullsystem analog zur stationären Kurzschlussrechnung durch stationäre Gleichungen beschrieben werden.

Alle hier dargestellten Koordinatensysteme besitzen Vor- und Nachteile. Je nach Anwendung muss entschieden werden, in welchem Koordinatensystem die Netzmodellierung erfolgen soll.

Eine Modellierung in d-q Koordinaten bietet grundsätzlich den Vorteil, dass stationäre, symmetrische Spannungen und Ströme im d-q Koordinatensystem einen konstanten Verlauf annehmen. Bei der digitalen Simulation ist dies insofern ein Vorteil als dass sich der numerische Abbruchfehler minimiert und die Schrittweite nach Abklingen schneller Anteile stark erhöht werden kann.

Im Fall unsymmetrischer Netze, oder im Fall von Oberschwingungsbehafteten Strömen und Spannungen schwindet dieser Vorteil gänzlich, weshalb hier eine Modellierung in originalen abc Koordinaten vorzuziehen ist.

Für die Untersuchung elektromechanischer Ausgleichsvorgänge, also der klassischen Stabilitätsrechnung, kann in den allermeisten Fällen das stationäre Netzmodell verwendet werden, da hier nur das Grundschwingungsverhalten des elektrischen Netzes eingeht.

Die Analyse subsynchroner Vorgänge kann allerdings nicht mit dieser Näherung durchgeführt werden, da es hier auf die Wechselwirkung zwischen Netz- und mechanischen Vorgängen ankommt. Da diese Analyse unter Annahme eines symmetrischen Netzmodells durchgeführt werden kann, bietet sich hier die Darstellung in einem umlaufenden d-q Koordinatensystem an.

Für schnellere Netz-Ausgleichsvorgänge müssen Netz-Unsymmetrien berücksichtigt werden, weshalb die Transformation in ein umlaufendes Koordinatensystem hier keinen Vorteil bringt und in der Regel das „natürliche“ abc-Koordinatensystem Anwendung findet.

1.4.2 Allgemeines Modell zur Analyse von Stabilitätsproblemen

Wie in Abschn. 1.4.1 beschrieben wurde, liefert bei Stabilitätsuntersuchungen ein rein stationäres Netzmodell i. d. R. ausreichend genaue Ergebnisse. Die in der Netzberechnung übliche Form der Netzdarstellung ist das Knotenadmittanzsystem nach Abschn. 1.3.

$$\vec{i}_K = \mathbf{Y}_K \vec{u}_K \quad (1.49)$$

Im Knotenadmittanzsystem werden sämtliche Betriebsmittel in Form von äquivalenten Stromquellen dargestellt. Äquivalente Spannungsquellen können durch Umformung in äquivalente Stromquellen beschrieben werden. Da diese Umformung bei idealen Spannungsquellen (Innenwiderstand gleich Null) nicht möglich ist, muss stets ein minimaler Innenwiderstand angenommen werden, was i. d. R. möglich ist, bei sehr kleinen Widerständen jedoch zu numerischen Problemen führen kann.

Eine Erweiterung des Knotenadmittanzsystems stellen Hybrid-Gleichungssysteme dar [8, 16], die auch ideale Spannungsquellen beschreiben können und somit derartige numerische Probleme vermeiden (s. auch Abschn. 1.3).

Das dynamische Verhalten elektrischer Maschinen, dynamischer Lasten, Regelleinrichtungen, Turbinen, Kraftwerke, etc. werden durch nichtlineare Differentialgleichungssysteme erster Ordnung nachgebildet.

$$\dot{\vec{x}} = \vec{f}(\vec{x}, \vec{u}_K) \quad (1.50)$$

Die Verknüpfung von Netz- und dynamischen Gleichungen erfolgt mit Hilfe von äquivalenten Stromeinspeisungen, die von den Zustandsgrößen der dynamischen Modelle abhängen.

$$\vec{i}_K = \vec{g}(\vec{x}, \vec{u}_K) \quad (1.51)$$

Das gesamte, bei der Analyse von Stabilitätsproblemen zu lösende Algebroidifferentialgleichungssystem besitzt somit folgende Form:

$$\begin{aligned} \dot{\vec{x}} &= \vec{f}(\vec{x}, \vec{u}_K) \\ \mathbf{Y}_K \vec{u}_K &= \vec{g}(\vec{x}, \vec{u}_K) \end{aligned} \quad (1.52)$$

Durch Lösen des arithmetischen Teils in (1.51) nach dem Vektor der Knotenspannungen und Einsetzung in das Differentialgleichungssystem in (1.50) ergibt sich zur dynamischen Beschreibung des Energieversorgungssystems ein reines Differentialgleichungssystem der Form:

$$\dot{\vec{x}}(t) = \vec{f}(\vec{x}(t), t) \quad (1.53)$$

Dieses Gleichungssystem wird bei der praktischen Implementierung jedoch nie in dieser Art aufgestellt und lässt sich meistens aufgrund der Nichtlinearitäten in der Funktion $g()$ aus (1.51) auch nicht aufstellen, sondern wird stets in der Algebroidifferentialgleichungsform nach (1.52) behandelt.

1.4.3 Numerische Integration

Das Energieversorgungssystem ist ein zeitkontinuierliches System, das auf einem zeitdiskreten System, einem Digitalrechner, modelliert wird. Ein zeitdiskretes System bietet jedoch keine Möglichkeit einen Ableitungsoperator oder eine Integration ideal darzustellen. Es ist daher erforderlich, den Ableitungs- oder Integrationsoperator aus (1.52) numerisch anzunähern.

Numerische Verfahren zur Lösung von Differentialgleichungssystemen lassen sich in *explizite* und *implizite* Verfahren einteilen.

1.4.3.1 Explizite Verfahren

Explizite numerische Integrationsverfahren gehen immer von einer Lösung des Differentialgleichungssystems durch Integration aus.

$$\vec{x}(t) = \vec{x}(0) + \int_0^t \vec{f}(\vec{x}(\tau), \tau) d\tau \quad (1.54)$$

Bei der digitalen Simulation wird dieses Integral zu jedem Zeitschritt numerisch berechnet. Als Anfangswert für die Lösung zum nächsten Zeitschritt dient der Zustandsvektor am letzten Zeitschritt:

$$\vec{x}(t+h) = \vec{x}(t) + \int_t^{t+h} \vec{f}(\vec{x}(\tau), \tau) d\tau \quad (1.55)$$

Ein explizites Verfahren stützt sich bei der Auswertung des Integrals aus (1.55) lediglich auf bekannte Werte des Zustandsvektors an vorangegangenen Zeitschritten.

Das einfachste explizite, numerische Integrationsverfahren ist das explizite Eulerverfahren. Hier wird der Funktionsverlauf von $f()$ zwischen zwei Zeitschritten durch seinen Wert am letzten bekannten Zeitschritt t angenähert, wodurch sich folgende Näherung für das Integral aus (1.55) ergibt:

$$\vec{x}(t+h) = \vec{x}(t) + h \vec{f}(\vec{x}(t), t) \quad (1.56)$$

Aus dieser Formel kann der Zustandsvektor zum Zeitschritt $t+h$ auf einfache Weise bestimmt werden.

Eine Erhöhung der Genauigkeit wird erzielt, indem die Funktion $f()$ zwischen den Zeitschritten t und $t+h$ nicht nur einmal, sondern mehrmals ausgewertet wird, was zu den Verfahren nach *Runge-Kutta* (z. B. [21, 2]) führt.

Das Runge-Kutta-Verfahren, zweiter Ordnung lautet:

$$\begin{aligned} \vec{x}(t+h) &= \vec{x}(t) + \frac{1}{2}(\vec{k}_1 + \vec{k}_2) \\ \vec{k}_1 &= h \vec{f}(\vec{x}(t), t) \\ \vec{k}_2 &= h \vec{f}(\vec{x}(t) + \vec{k}_1, t+h) \end{aligned} \quad (1.57)$$

Der Koeffizientenvektor k_1 in (1.57) entspricht einem nach dem expliziten Eulerverfahren ermittelten Schätzwert. Mit Hilfe des Koeffizienten k_2 erfolgt eine Schätzung der Ableitung zum Zeitpunkt $t+h$. Der Wert des Zustandsvektors zum Zeitpunkt $t+h$ wird anschließend aus dem Mittelwert der beiden Schätzwerte bestimmt.

Weit verbreitet ist insbesondere das Runge-Kutte-Verfahren vierter Ordnung, das folgendermaßen definiert ist:

$$\begin{aligned}
 \vec{x}(t+h) &= \vec{x}(t) + \frac{1}{6}(\vec{k}_1 + 2\vec{k}_2 + 2\vec{k}_3 + \vec{k}_4) \\
 \vec{k}_1 &= h\vec{f}(\vec{x}(t), t) \\
 \vec{k}_2 &= h\vec{f}\left(\vec{x}(t) + \frac{\vec{k}_1}{2}, t + \frac{h}{2}\right) \\
 \vec{k}_3 &= h\vec{f}\left(\vec{x}(t) + \frac{\vec{k}_2}{2}, t + \frac{h}{2}\right) \\
 \vec{k}_4 &= h\vec{f}(\vec{x}(t) + \vec{k}_3, t+h)
 \end{aligned} \tag{1.58}$$

Eine Variante des Runge-Kutte-Verfahrens vierter Ordnung stellt das Verfahren nach Runge-Kutte-Gill dar, das z. B. in [17] oder [14] beschrieben wird. Dieses Verfahren ist insbesondere über längere Simulationszeiträume stabiler als das klassische Runge-Kutte Verfahren, da es eine Rundungsfehlerkompensation enthält.

Eine andere Methode, den Zustandsvektor am Zeitpunkt $t+h$ mit erhöhter Genauigkeit zu bestimmen besteht darin, zur Approximation der Funktion $f()$ zum Zeitschritt $t+h$ nicht nur den Wert von $f()$ zum letzten Zeitschritt t zu verwenden, sondern auch Werte an vorangegangenen Zeitschritten $t-h$, $t-2h$, etc. miteinzubeziehen. Es wird dann von einem Mehrschrittverfahren gesprochen, da hier, im Gegensatz zu den Einzelschrittverfahren, Werte der Funktion $f()$ an mehreren Zeitschritten in die Lösung eingehen. Gebräuchlich sind hier insbesondere die Verfahren nach Adams- Bashforth (z. B. [2, 21]), bei denen eine Abschätzung des Zustandsvektors zum Zeitschritt $t+h$ durch eine Linearkombination aus Werten der Funktion $f()$ an r vorangegangenen Zeitschritten erfolgt.

$$\vec{x}(t+h) = \vec{x}(t) + b_r \vec{f}(\vec{x}(t), t) + \dots + b_0 \vec{f}(\vec{x}(t-rh), t-rh) \tag{1.59}$$

Bei der digitalen Simulation sind allerdings Einzelschrittverfahren deutlich beliebter als Mehrschrittverfahren, da sie eine Abspeicherung des Zustandsvektors an lediglich einem vorangegangenen Zeitschritt erfordern und somit einfacher zu implementieren sind.

1.4.3.2 Implizite Verfahren

Im Gegensatz zu den numerischen Approximationen expliziter Integrationsverfahren, wird bei impliziten Verfahren auch der Wert von $f()$ zum gesuchten Zeitschritt

$t + h$ verwendet. Das einfachste implizite numerische Integrationsverfahren ist das *implizite Eule-Verfahren*. Hier wird der Verlauf von $f()$ zwischen t und $t + h$ durch den Wert von $f()$ zum Zeitschritt $t + h$ angenähert:

$$\vec{x}(t + h) = \vec{x}(t) + h \vec{f}(\vec{x}(t + h), t + h) \quad (1.60)$$

Zur Bestimmung des Zustandsvektors zum Zeitschritt $t + h$ muss diese Formel nach $x(t + h)$ gelöst werden, was im Fall von nichtlinearen Differentialgleichungssystemen nur iterativ möglich ist.

Das am weitesten verbreitete Verfahren ist das Trapezverfahren, welches folgendermaßen definiert ist:

$$\vec{x}(t + h) = \vec{x}(t) + \frac{h}{2} (\vec{f}(\vec{x}(t), t) + \vec{f}(\vec{x}(t + h), t + h)) \quad (1.61)$$

Auch das Trapezverfahren ist ein implizites Verfahren, weshalb auch hier in der Regel nur eine iterative Lösung möglich ist. Wie auch beim Runge-Kutte-Verfahren zweiter Ordnung, wird beim Trapezverfahren der Wert der Ableitungen zum Zeitpunkt $t + h$ verwendet, um die Genauigkeit der Lösung zu erhöhen. Während es sich beim Runge-Kutte Verfahren zweiter Ordnung jedoch nur um einen Schätzwert der Ableitungen zum Zeitpunkt $t + h$ handelt, wird beim Trapezverfahren der tatsächliche Wert verwendet.

Die Verfahren nach Gear stellen eine Klasse impliziter Mehrschrittverfahren dar, bei denen die Funktion $f()$ jeweils nur zum Zeitpunkt $t + h$ ausgewertet wird:

$$\vec{x}(t + h) + a_q \vec{x}(t) + \dots + a_0 \vec{x}(t - qh) = h \vec{f}(\vec{x}(t + h), t) \quad (1.62)$$

Die Verfahren nach Gear besitzen ausgezeichnete Stabilitätseigenschaften und kommen immer dann zum Einsatz, wenn es darum geht, langsame Vorgänge in einem System, das auch sehr große Eigenwerte besitzt zu analysieren.

Bei der Simulation von Ausgleichsvorgängen in Energieversorgungssystemen trifft dies insbesondere bei der Analyse von Langzeitvorgängen zu [22], aber vermehrt auch bei der Simulation von leistungselektronischen Elementen, wie FACTS (s. Kap. 7), doppelt gespeiste Asynchronmaschinen usw.

Auch wenn die numerische Lösung von DAL-Systemen mit impliziten Verfahren auf den ersten Blick aufwendiger erscheint als die Lösung mit expliziten Verfahren, sind sie aufgrund ihrer besseren Stabilitätseigenschaften bei der Implementierung von Simulationsalgorithmen sehr beliebt. Neben den besseren Stabilitätseigenschaften bieten implizite Verfahren auch den Vorteil, dass sie direkt auf implizite DAL-Systeme der Form

$$\vec{f}(\vec{x}(t), \dot{\vec{x}}(t), t) = \vec{0} \quad (1.63)$$

anwendbar sind. Eine Transformation des DAL-Systems in die explizite Form ist nicht zwingend notwendig, was oftmals die Suche nach einem Vektor linear unabhängiger Zustandsgrößen vermeidet. Dies ist insbesondere bei der Simulation von

Netz-Ausgleichsvorgängen von Interesse, da die Bestimmung des Zustandsvektors eines vermaschten Netzes sehr aufwendig sein kann.

Bei der Lösung impliziter DAL-Systeme entsprechend (1.63) macht man sich zu Nutze, dass implizite numerische Integrationsverfahren alternativ auch als numerische Differentiationsverfahren formuliert werden können. Das Trapezverfahren lautet als numerisches Differentiationsverfahren:

$$\dot{x}(t+h) = \frac{2}{h} (x(t+h) - x(t)) - \dot{x}(t) \quad (1.64)$$

Werden alle zum Zeitpunkt $t+h$ bekannten Anteile des numerischen Differentiators zu einem Ausdruck $v(t+h)$, dem sogenannten Vergangenheitswert, zusammengefasst, so können lineare implizite Verfahren, wie das implizite Eule-Verfahren, das Trapez-Verfahren oder die Verfahren nach Gear in folgender Form ausgedrückt werden:

$$\dot{x}(t+h) = \Omega x(t+h) - \Omega v(t+h) \quad (1.65)$$

Für das Trapez-Verfahren gilt beispielsweise:

$$\begin{aligned} \Omega &= \frac{2}{h} \\ v(t+h) &= x(t) + \Omega^{-1} \dot{x}(t) = 2x(t) - v(t) \end{aligned} \quad (1.66)$$

Durch Ersetzen der Ableitungen des Zustandsvektors in (1.63) durch (1.65) wird (1.63) in ein arithmetisches Gleichungssystem überführt und kann zu jedem Zeitschritt gelöst werden:

$$\vec{f}(\vec{x}(t+h), \vec{v}(t+h), t+h) = \vec{0} \quad (1.67)$$

Für die Berechnung des Vektors der Vergangenheitswerte zum Zeitpunkt $t+h$ gilt für lineare, implizite Mehrschrittverfahren:

$$\vec{v}(t+h) = c_q \vec{x}(t) + \dots + c_0 \vec{x}(t-qh) + d, \vec{v}(t) + \dots + d_0 \vec{v}(t-rh) \quad (1.68)$$

Durch die Gl. (1.68) und (1.67) wird ein zeitdiskretes Differenzengleichungssystem definiert, das auf einem Digitalrechner rekursiv gelöst werden kann.

1.4.3.3 Vergleich der Verfahren

Beim Vergleich der beiden Ansätze, *Diskretisierung mit impliziten Mehrschrittverfahren* und *numerische Integration mit expliziten Verfahren* können bei beiden Lösungsmethoden folgende Vor- und Nachteile festgestellt werden:

- Die numerische Integration mit expliziten numerischen Integrationsverfahren (z. B. Runge-Kutte) benötigt im allgemeinen weniger Rechenzeit pro Zeitschritt, da hier keine Gleichungssysteme gelöst werden müssen, was insbesondere im

nichtlinearen Fall, wo diese Gleichungssysteme iterativ gelöst werden müssen, einen hohen Rechenaufwand bedeutet. Allerdings muss aus Stabilitätsgründen die Schrittweite stets sehr klein bleiben, wie in Abschn. 1.4.4 gezeigt wird.

- Bei der Lösung mit impliziten Verfahren kann aufgrund der besseren Stabilitätseigenschaften die Schrittweite nach Abklingen schneller Ausgleichsvorgänge wesentlich erhöht werden, weshalb diese Verfahren insbesondere bei Simulationen über einen größeren Zeitbereich Vorteile aufweisen, wo sowohl schnelle Vorgänge, wie beispielsweise Spannungsregelung oder Polradpendelung, als auch langsamere Vorgänge, wie z. B. Primär- und Sekundärregelvorgänge erfasst werden sollen. Die höhere Rechenzeit pro Zeitschritt wird dann durch eine größere Schrittweite und somit durch eine geringere Zahl berechneter Zeitschritte wettgemacht.

1.4.4 Genauigkeit und Stabilität numerischer Integrationsverfahren

Die Genauigkeit und Stabilität numerischer Integrationsverfahren sind zwei unterschiedliche Aspekte, die getrennt voneinander untersucht werden müssen. Es mag auf den ersten Blick überraschen, dass wenig genaue Verfahren u. U. sogar die besten Stabilitätseigenschaften besitzen.

Unter Genauigkeit eines Verfahrens wird die Qualität der numerischen Approximation von (1.55) bei gegebener Schrittweite h verstanden. Dabei spielt insbesondere der lokale Abbruchfehler eine wesentliche Rolle. Der *lokale* Abbruchfehler beschreibt die Differenz aus numerisch bestimmter und exakter Lösung von (1.55) bei Ausführung eines einzigen Zeitschritts.

$$\varepsilon_1(t + h) = \hat{x}(t + h) - x(t + h) \quad (1.69)$$

Der Wert $\hat{x}(t + h)$ bezeichnet dabei die numerisch bestimmte Lösung.

Der *globale* Abbruchfehler beschreibt die Abweichung der numerisch bestimmten Lösung eines Anfangswertproblems von der exakten Lösung zu einem beliebigen Zeitpunkt. Der globale Abbruchfehler berücksichtigt eine mögliche Akkumulation der lokalen Abbruchfehler im Laufe einer Simulation.

$$\varepsilon_g(t + nh) = \sum_{k=1}^n \varepsilon_1(t + kh) \quad (1.70)$$

Ob sich die lokalen Abbruchfehler über die Zeit akkumulieren oder kompensieren, kann dieser Formel jedoch nicht entnommen werden, da sie keine Aussage über den tatsächlichen Verlauf des globalen Abbruchfehlers machen kann. Dazu ist eine Untersuchung der Stabilität eines Verfahrens notwendig.

Bei einem stabilen numerischen Lösungsverfahren bleibt der globale Abbruchfehler bei der Simulation eines stabilen Systems begrenzt, während er sich bei Verwendung eines numerisch instabilen Lösungsverfahrens auch bei der Simulation stabiler Systeme akkumulieren und somit Instabilitäten vortäuschen kann.

1.4.4.1 Genauigkeit

Zur Analyse der Genauigkeit eines numerischen Lösungsverfahrens wird der Zustandsvektor zum Zeitpunkt $t + h$ in Form einer Taylor-Reihe dargestellt:

$$\vec{x}(t + h) \approx \vec{x}(t) + h\dot{\vec{x}}(t) + \frac{h^2}{2}\ddot{\vec{x}}(t) + \frac{h^3}{6}\dddot{\vec{x}}(t) + \dots \quad (1.71)$$

Bei Anwendung des expliziten Eule-Verfahrens, wird der Zustandsvektor zum Zeitpunkt $t + h$ nach (1.56) berechnet:

$$\hat{\vec{x}}(t + h) = \vec{x}(t) + h\vec{f}(\vec{x}(t), t) \quad (1.72)$$

Damit gilt auch:

$$\hat{\vec{x}}(t + h) = \vec{x}(t) + h\dot{\vec{x}}(t) \quad (1.73)$$

Für den lokalen Abbruchfehler nach (1.69) gilt mit (1.73) und (1.71):

$$\vec{\varepsilon}_1 = -\frac{h^2}{2}\ddot{\vec{x}}(t) - \frac{h^3}{6}\dddot{\vec{x}}(t) - \dots \quad (1.74)$$

Der Abbruchfehler des expliziten Eule-Verfahrens ist nach (1.74) von zweiter Ordnung in h , was gleichzeitig bedeutet, dass die mit Hilfe des expliziten Eule-Verfahrens ermittelte Lösung mit der exakten Lösung in erster Ordnung übereinstimmt, weshalb das explizite Eule-Verfahren als Verfahren erster Ordnung bezeichnet wird.

Für das implizite Eule-Verfahren gilt nach (1.56)

$$\hat{\vec{x}}(t + h) = \vec{x}(t) + h\vec{f}(\vec{x}(t + h), t + h) \quad (1.75)$$

Wird auch hier die numerisch berechnete Lösung in eine Taylor-Reihe um $h = 0$ entwickelt, so führt dies zu folgender Approximation:

$$\hat{\vec{x}}(t + h) \approx \vec{x}(t) + h\dot{\vec{x}}(t) + h^2\ddot{\vec{x}}(t) + \frac{h^3}{2}\dddot{\vec{x}}(t) + \dots \quad (1.76)$$

Der lokale Abbruchfehler des impliziten Eule-Verfahrens lautet damit:

$$\vec{\varepsilon}_1 = \frac{h^2}{2}\ddot{\vec{x}}(t) + \frac{h^3}{3}\dddot{\vec{x}}(t) + \dots \quad (1.77)$$

Auch das implizite Eule-Verfahren ist somit ein Verfahren erster Ordnung, allerdings besitzt dessen lokaler Abbruchfehler ein anderes Vorzeichen als der Fehler des expliziten Eule-Verfahrens.

Wird der Mittelwert aus explizitem und implizitem Eule-Verfahren genommen, so kompensieren sich die lokalen Abbruchfehler, was zu einer Erhöhung der Genauigkeit führt. Das sich ergebende Verfahren, ist das Trapez-Verfahren nach (1.61).

Da das Trapez-Verfahren den Mittelwert aus implizitem und explizitem Eule-Verfahren darstellt, kann auch der lokale Abbruchfehler aus dem Mittelwert der beiden Abbruchfehler berechnet werden:

$$\vec{\varepsilon}_1 = -\frac{h^3}{12} \ddot{\vec{x}}(t) + \dots \quad (1.78)$$

Das Trapezverfahren ist ein Verfahren zweiter Ordnung (Abbruchfehler ist von dritter Ordnung), weshalb eine mit dem Trapezverfahren berechnete Lösung bei gleicher Schrittweite deutlich genauer ist, als eine mit einem Verfahren erster Ordnung (Eule-Verfahren) berechnete Lösung.

Auf die Berechnung des lokalen Abbruchfehlers der Verfahren nach Runge-Kutta wird hier nicht näher eingegangen, sondern auf die einschlägige Literatur zur numerischen Mathematik verwiesen (z. B. [2, 21]).

1.4.4.2 Stabilität numerischer Integrationsverfahren

Wie schon zu Beginn dieses Abschnitts erwähnt, sagt der lokale Abbruchfehler noch nichts über die Stabilitätseigenschaften eines numerischen Integrationsverfahrens aus. Eine Lösung wird als stabil bezeichnet, wenn der globale Abbruchfehler auch bei einer unendlichen Simulationsdauer begrenzt bleibt, was bedeutet, dass die lokalen Abbruchfehler sich nicht akkumulieren dürfen. Im allgemeinen hängt die Stabilität einer numerischen Lösung von den Eigenwerten des zu simulierenden Systems und der Simulationsschrittweite h ab. Ein numerisches Integrationsverfahren wird als *absolut* (oder *A*-)stabil bezeichnet, wenn die numerische Lösung eines stabilen Systems ebenfalls stabil ist, unabhängig davon, ob das System besonders große oder kleine Eigenwerte besitzt.

Die Bedeutung der *numerischen* Stabilität auf die Untersuchung der Systemstabilität kann am besten durch die Analyse einer Schwingungsgleichung mit unterschiedlichen numerischen Integrationsverfahren veranschaulicht werden.

$$\begin{aligned} \dot{\delta} &= \omega \\ \dot{\omega} &= 2\sigma\omega - (\sigma^2 + \omega_0^2)\delta \end{aligned} \quad (1.79)$$

Dieses DAL-System entspricht der linearisierten Schwingungsgleichung eines Ein-Maschinenproblems und besitzt ein Paar konjugiert komplexe Eigenwerte:

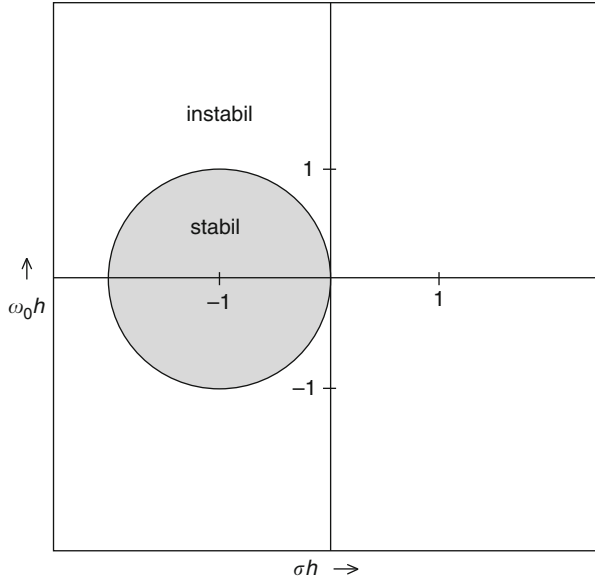
$$\lambda_{1/2} = \sigma \pm j\omega_0 \quad (1.80)$$

Das System ist stabil für $\sigma < 0$.

Wird dieses System mit dem expliziten Eule-Verfahren gelöst, so berechnet sich der Wert der Zustandsvariablen zum Zeitpunkt $t+h$ folgendermaßen:

$$\begin{aligned} \delta(t+h) &= \delta(t) + h\omega(t) \\ \omega(t+h) &= \omega(t) + h2\sigma\omega(t) - h(\sigma^2 + \omega_0^2)\delta(t) \end{aligned} \quad (1.81)$$

Abb. 1.19 Stabilitätsbereich
des expliziten
Eule-Verfahrens



Die numerische Lösung beschreibt ein lineares, zeitdiskretes Differenzengleichungssystem dessen Stabilitätseigenschaften mit Hilfe der z-Transformation (s. z. B. [23]) untersucht werden können:

$$\begin{aligned} z\delta(z) &= \delta(z) + h\omega(z) \\ z\omega(z) &= (1 + 2h\sigma)\omega(z) - h(\sigma^2 + \omega_0^2)\delta(z) \end{aligned} \quad (1.82)$$

oder

$$\begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 - z & h \\ -h(\sigma^2 + \omega_0^2) & 1 + 2h\sigma - z \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \delta(z) \\ \omega(z) \end{bmatrix} \quad (1.83)$$

Die z-Eigenwerte können aus der charakteristischen Gleichung von (1.91) berechnet werden:

$$(1 - z)(1 - z + 2h\sigma) + h^2(\sigma^2 + \omega^2) = 0 \quad (1.84)$$

und lauten:

$$z_{1/2} = 1 + \sigma h \pm j\omega_0 \quad (1.85)$$

Als Voraussetzung für eine stabile Lösung muss gelten

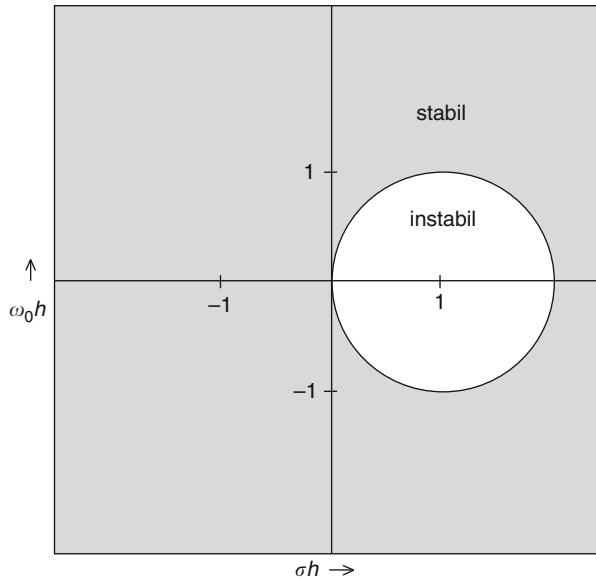
$$|z| < 1 \quad (1.86)$$

und somit:

$$(1 + \sigma h)^2 + \omega_0^2 h^2 < 1 \quad (1.87)$$

Diese Gleichung beschreibt in einer komplexen Ebene das Innere eines Kreises mit Mittelpunkt $(-1, 0)$ und Radius eins (s. Abb. 1.19).

Abb. 1.20 Stabilitätsbereich
des impliziten
Eule-Verfahrens



Analog kann bei den anderen numerischen Integrationsverfahren vorgegangen werden. Für das implizite Eule-Verfahren gilt als Stabilitätsbedingung:

$$(h\sigma - 1)^2 + h\omega_0 > 1 \quad (1.88)$$

Diese Gleichung beschreibt das Äußere eines Kreises mit Mittelpunkt (1, 0) und Radius 1 (s. Abb. 1.20).

Beim Trapezverfahren gilt folgende Beziehung zwischen den originalen Eigenwerten und den z-Eigenwerten des zugehörigen, zeitdiskreten Systems:

$$z_{1/2} = \frac{1 + \frac{h}{2}(\sigma \pm j\omega_0)}{1 - \frac{h}{2}(\sigma \pm j\omega_0)} \quad (1.89)$$

Als Stabilitätsbedingung gilt:

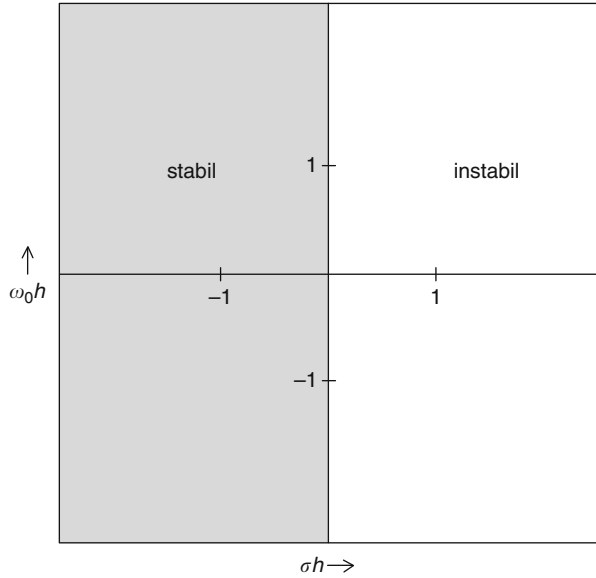
$$|z|^2 = \frac{\left(1 + \frac{h}{2}\sigma\right)^2 + \frac{h^2}{4}\omega_0^2}{\left(1 - \frac{h}{2}\sigma\right)^2 + \frac{h^2}{4}\omega_0^2} < 1 \quad (1.90)$$

woraus als Stabilitätskriterium schließlich folgt:

$$\sigma < 0 \quad (1.91)$$

Ein mit dem Trapezverfahren diskretisiertes System ist somit genau dann stabil, wenn das ursprüngliche System stabil ist (s. Abb. 1.21).

Abb. 1.21 Stabilitätsbereiche des Trapez-Verfahrens



Aus (1.89) folgt allerdings auch, dass ein reeller, stabiler Eigenwert für

$$|\sigma| > \frac{h}{2}$$

zu negativen reellen Eigenwerten in z führt, was einer Schwingung mit einer Periode von

$$T = 2h$$

entspricht.

Diese sogenannte *numerischen Schwingungen* sind umso schwächer gedämpft, je größer die Schrittweite ist.

Um die Dämpfung numerischer Schwingungen zu erhöhen, wird häufig ein sogenannte *gedämpftes Trapez-Verfahren* angewandt, bei welchem der implizite Anteil stärker gewichtet wird, als der explizite:

$$x(t+h) = x(t) + \frac{h}{2}\alpha\dot{x}(t) + \frac{h}{2}(2-\alpha)\dot{x}(t+h) \quad (1.92)$$

Durch eine geeignete Wahl von α , beschreibt (1.92) das implizite Eulerverfahren, das Trapezverfahren und auch das explizite Eulerverfahren:

- $\alpha = 0$: Implizites Eulerverfahren
- $\alpha = 1$: Trapezverfahren
- $\alpha = 2$: Explizites Eulerverfahren

Der Bereich $0 < \alpha < 1$ entspricht dem *gedämpften Trapez-Verfahren*.

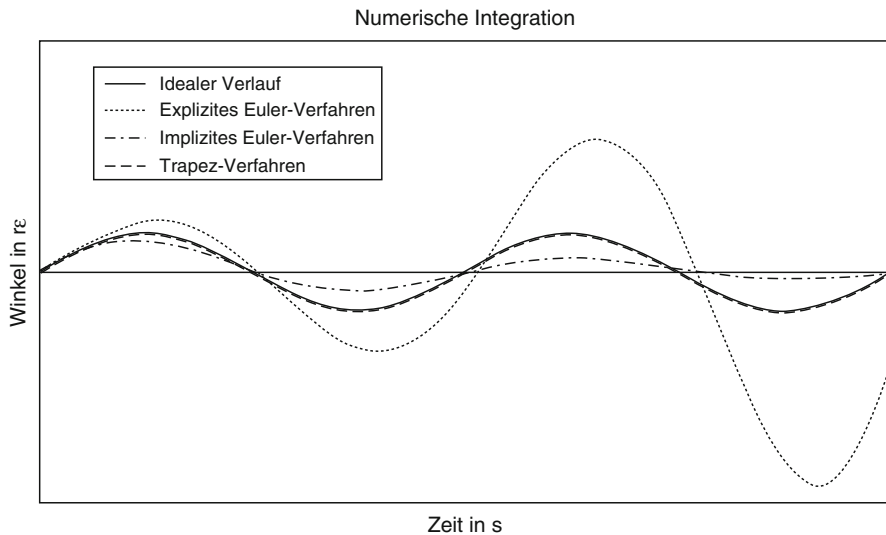


Abb. 1.22 Stabilitätsverhalten numerischer Integrationsverfahren

Abbildung 1.22 veranschaulicht das prinzipielle Stabilitätsverhalten der drei besprochenen numerischen Integrationsverfahren anhand einer ungedämpften Schwingungsgleichung der Form

$$\begin{aligned}\dot{\delta} &= \omega \\ \dot{\omega} &= -\omega_0^2 \delta\end{aligned}$$

mit den Anfangsbedingungen:

$$\begin{aligned}\delta(0) &= 0 \\ \omega(0) &= \delta_{\max} \omega_0\end{aligned}$$

Die exakte Lösung für den Verlauf des Winkels lautet:

$$\delta(t) = \delta_{\max} \sin(\omega_0 t)$$

Während die mit dem Trapezverfahren ermittelte Lösung von der exakten kaum zu unterscheiden ist und insbesondere ebenfalls ungedämpft ist, weist die mit dem impliziten Eule-Verfahren ermittelte Lösung eine zu große Dämpfung auf während die mit dem expliziten Eule-Verfahren berechnete Lösung instabil ist.

Auch wenn hier nur drei numerische Integrationsverfahren behandelt wurden, erkennt man anhand dieser Untersuchung das grundsätzliche Stabilitätsverhalten der gebräuchlichen numerischen Integrationsmethoden.

Bei den expliziten numerischen Integrationsverfahren, wie z. B. dem expliziten Eule-Verfahren oder den Runge-Kutta-Verfahren, hängt die Stabilität der numerisch

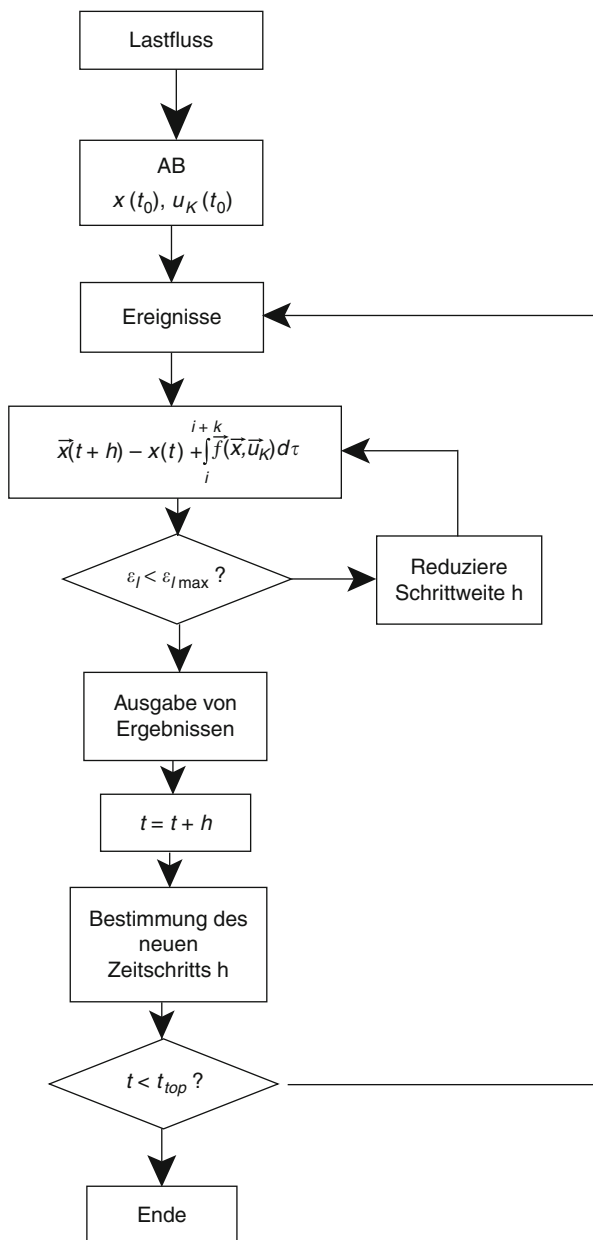
bestimmten Lösung immer von den Eigenwerten des Systems und der Schrittweite ab. Dies bedeutet, dass auch ein stabiles System als instabil erscheinen kann, wenn die Schrittweite zu groß gewählt wird. Die Wahl der Schrittweite muss sich hier immer an den Eigenwerten des Systems orientieren, auch wenn die Genauigkeitsbedingung nach Abklingen schneller Anteile eine größere Schrittweite erlauben würde. Dies ist insbesondere bei steifen Differentialgleichungssystemen, bei welchen Eigenwerte in stark unterschiedlichen Größenordnungen liegen ein entscheidender Nachteil, insbesondere wenn es darum geht, langsame Eigenbewegungen solcher Systeme zu analysieren. Es ist dann unumgänglich, das Modell entsprechend zu reduzieren um nicht extrem lange Rechenzeiten in Kauf zu nehmen.

Das Stabilitätsverhalten des impliziten Eule-Verfahrens ist repräsentativ für die Verfahren von Gear. Hier wird ein instabiler Bereich in der komplexen Ebene eingegrenzt. Für alle Eigenwerte außerhalb dieses Bereichs ist die Lösung stabil. Allerdings werden unter Umständen, wenn die Schrittweite zu groß gewählt wird, auch instabile Eigenbewegungen in der Simulation als stabil wiedergeben. Es besteht bei diesen Verfahren also die Gefahr, dass ein stabiles Verhalten „vorgetäuscht“ wird. Deshalb wird auch oft die Meinung vertreten, dass explizite Verfahren „ehrlicher“ sind, da man hier sicher sein kann, dass das wirkliche System stabil ist, sobald die numerisch ermittelte Lösung einen stabilen Verlauf aufweist. Sehr beliebt sind die Verfahren nach Gear bei der Simulation steifer Systeme, da hier selbst bei der Analyse langsamer Vorgänge keine Modellreduktion notwendig ist, weil schnelle Bewegungen durch das Integrationsverfahren automatisch geglättet werden. Zur Vollständigkeit muss allerdings angemerkt werden, dass die Verfahren nach Gear höherer Ordnung nicht A-stabil sind. Schwach gedämpfte Modi kleiner Frequenz können durch das numerische Verfahren als instabil wiedergegeben werden.

Wie aus (1.91) hervorgeht, verfälscht das Trapezverfahren das Stabilitätsverhalten nicht. Hier werden genau die Eigenwerte der negativen Halbebene als stabil wiedergegeben. Dies ist ein wesentlicher Grund für die große Beliebtheit des Trapezverfahrens bei der Stabilitätsanalyse von Energieversorgungssystemen. Allerdings muss bei der Wahl der Schrittweite beachtet werden, dass bei zu großen Schrittweiten reelle Eigenwerte auf schwach gedämpfte, komplexe Eigenwerte abgebildet werden, die zwar immer noch stabil sind, jedoch Schwingungen aufweisen, die es in Wirklichkeit nicht gibt. Diese sogenannte numerischen Schwingungen sind typisch für das Trapezverfahren und begrenzen die Größe der Schrittweite. Damit numerische Schwingungen besser gedämpft werden, findet bei steifen Systemen häufig eine modifizierte Form des Trapezverfahrens, das sog. gedämpfte Trapezverfahren nach (1.92) Anwendung.

1.4.5 Simulationsalgorithmen

Im Kern eines jeden rekursiven Simulationsalgorithmus steht die Integrationsschleife, in der ausgehend vom Zustandsvektor des vorherigen Zeitschritts ein neuer, zum aktuellen Zeitpunkt gültiger Zustandsvektor berechnet wird (s. Abb. 1.23).

Abb. 1.23 Typischer Ablauf eines Simulationsprogramms

Dieser Schritt erfolgt bei Anwendung impliziter numerischer Integrationsverfahren in der Regel iterativ, da hier unbekannte Größen auch auf der rechten Seite der Berechnungsformel auftreten.

Bei expliziten Verfahren ist die Anzahl der Rechenschritte zur Bestimmung der Lösung zum nächsten Zeitschritt fest, weshalb bei expliziten Verfahren die Rechenzeit

pro Zeitschritt nahezu konstant ist, was insbesondere bei Echtzeitanwendungen von Vorteil ist.

Gestartet wird die Simulation mit Anfangswerten, die auf Basis einer vorangegangenen Lastflussrechnung ermittelt werden und garantieren sollen, dass das System von Anfang an in einem stationären Zustand ist. Auf die Besonderheiten der Berechnung von Anfangsbedingungen wird in Abschn. 1.4.9 gesondert eingegangen.

Bevor der Zustandsvektor des neuen Zeitschritts berechnet wird, muss der Ereignis-Stack abgearbeitet werden, auf dem sich Simulationseignisse, wie z. B. die Definition eines Kurzschlusses, ein Schaltvorgang oder einfach die Änderung eines Modellparameters befinden.

Da Simulationseignisse zu sprunghaften Änderungen in den Ableitungen der Zustandsvariablen führen können (nur die Zustandsgrößen selbst müssen stetig sein), ist es bei numerischen Integrationsmethoden, bei denen der Ableitungsvektor zum letzten bekannten Zeitschritt in die Berechnung des Zustandsvektors zum neuen Zeitschritt eingeht wichtig, dass dieser Ableitungsvektor nach einem Ereignis nochmals berechnet wird und nicht auf abgespeicherte Werte der Ableitungen zurückgegriffen wird.

Simulationseignisse können nicht nur vor Start eines Simulationslaufs definiert werden, sondern auch interaktiv, während der Simulation. Dies ermöglicht es, dass Simulationseignisse nicht nur vom Anwender, sondern auch von Modellen ausgelöst werden können, wie beispielsweise Modelle von Schutzgeräten, die aufgrund einer Bedingung (z. B. Strom-, Impedanz-, Frequenz oder Spannungskriterium) einen Schalter öffnen.

Im Anschluss an die numerische Integration, bei welcher der Zustandsvektor zum neuen Zeitschritt ermittelt wird, müssen sämtliche Ausgabegrößen berechnet und in einer Datei abgespeichert werden.

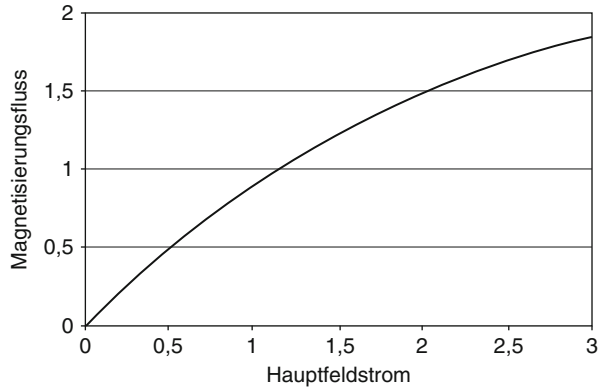
Grundsätzlich ist der Zustand eines Systems vollständig durch die Werte der Zustandsvariablen definiert, weshalb es theoretisch ausreichend wäre, den Zustandsvektor komplett abzuspeichern und alle abgeleiteten Größen erst später, wenn diese Größen tatsächlich ausgegeben werden, zu berechnen. Allerdings erfordert diese Vorgehensweise eine hohe Intelligenz des Ausgabeprozesses und zudem muss dem Ausgabeprozess das Modell unverändert vorliegen, damit abgeleitete Größen korrekt ermittelt werden können.

Aufgrund dieser Nachteile verlangen die meisten Simulationsprogramme, dass vor dem Start einer Simulation diejenigen Variablen vordefiniert werden, die im Lauf der Simulation abgespeichert und später zur Ausgabe zur Verfügung stehen sollen.

Handelt es sich um einen Algorithmus mit variabler Schrittweite, so wird in der Regel der lokale Abbruchfehler vorgegeben und die Schrittweite so gewählt, dass dieser eingehalten wird. Es muss daher mit Hilfe eines geeigneten Verfahrens der lokale Abbruchfehler des letzten Zeitschritts abgeschätzt werden. War der lokale Abbruchfehler zu groß, so muss der letzte Schritt mit kleinerer Schrittweite wiederholt werden.

Hinsichtlich der Vergrößerung der Schrittweite sind unterschiedliche Strategien üblich (s. z. B. [18, 22]). In jedem Fall muss jedoch berücksichtigt werden, ob es sich bei

Abb. 1.24 Hauptfeldsättigung einer Synchronmaschine als Beispiel für eine stetig differenzierbare Nichtlinearität



dem angewandten numerischen Integrationsverfahren um ein A-stabiles Verfahren handelt oder nicht. Im Fall von A-stabilen Verfahren kann sich die Schrittweitensteuerung ausschließlich an einer Genauigkeitsbedingung (in der Regel der lokale Abbruchfehler) orientieren. Im anderen Fall muss zusätzlich auch eine Stabilitätsbedingung berücksichtigt werden, was eine Abschätzung der Eigenwerte des Systems erfordert und somit zu einem beträchtlichen zusätzlichen Rechenaufwand führt, der unter Umständen den durch die Adaption des Zeitschritts gewonnenen Vorteil wieder zunichte macht.

Die beiden bekanntesten Simulationsprogramme, die mit einem variablen Zeitschritt arbeiten, DigSILENT PowerFactory [5] und EUROSTAG [22], verwenden A-stabile Verfahren oder zumindest die nahezu A-stabilen Gear-Verfahren und können sich daher bei der Wahl des Zeitschritts ausschließlich am lokalen Abbruchfehler orientieren.

1.4.6 Behandlung von Nichtlinearitäten

Selbst das einfachste Modell zur Stabilitätsanalyse in Energieversorgungssystemen ist wegen der Winkelabhängigkeit des Wirkleistungsflusses nichtlinear. Bei der Stabilitätsberechnung müssen daher grundsätzlich nichtlineare Differentialgleichungssysteme gelöst werden. Bei der numerischen Lösung sollte jedoch unterschieden werden, ob eine Nichtlinearität stetig differenzierbar ist oder nicht. Beispiele für stetig differenzierbare Nichtlinearitäten sind die bereits erwähnte Winkelabhängigkeit des Wirkleistungsflusses, oder auch die Sättigung des Hauptfeldflusses einer Synchronmaschine, deren prinzipieller Verlauf in Abb. 1.24 dargestellt ist.

Bei der Verwendung impliziter Integrationsverfahren kann im nichtlinearen Fall der Zustandsvektor nur iterativ bestimmt werden. Beim Trapezverfahren ist ein einfaches Einsetzungsverfahren weit verbreitet, wobei der gesuchte Zustandsvektor durch folgende Iterationsvorschrift bestimmt wird:

$$\vec{x}^{v+1}(t+h) = \vec{x}(t) + \frac{h}{2}(\vec{f}(\vec{x}(t), t) + \vec{f}(\vec{x}^v(t+h), t+h)) \quad (1.93)$$

Die Konvergenz des Verfahrens kann beschleunigt werden, indem die Iteration mit einem geeigneten Prädiktionsverfahren gestartet wird. Als Prädiktionsverfahren sind prinzipiell sämtliche expliziten Integrationsverfahren geeignet.

Allerdings bleiben bei dieser Iteration nicht alle Vorteile eines A-stabilen Integrationsverfahren erhalten. So konvergiert diese Iteration nur, wenn die Schrittweite h klein genug gewählt wird. Bei der Analyse von steifen DGL-Systemen muss sich die Schrittweite, ähnlich wie bei expliziten Integrationsverfahren, an den Eigenwerten des Systems orientieren, damit die Iterationsschleife konvergiert.

Ein sehr viel besseres Konvergenzverhalten wird erzielt, wenn man das durch die Diskretisierung gewonnene, arithmetische Gleichungssystem nach (1.67) mit Hilfe einer Newton-Raphson Iteration löst. Deren Iterationsschritt ist folgendermaßen definiert:

$$\vec{0} = \vec{f}(\vec{x}^v(t+h), t+h) + \mathbf{J}_x(\vec{x}^{v+1}(t+h) - \vec{x}^v(t+h)) \quad (1.94)$$

Die zugehörige Jacobi-Matrix lautet:

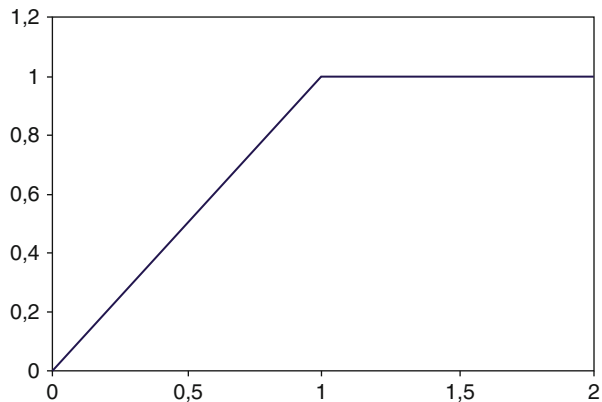
$$\mathbf{J}_x = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_m}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial f_m}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad (1.95)$$

Das Newton-Raphson-Verfahren konvergiert um ein Vielfaches schneller als das einfache Einsetzungsverfahren. Auch können sehr große Schrittweiten gewählt werden, unabhängig von den Eigenwerten des DGL-Systems, weshalb mit diesem Verfahren auch steife DGL-Systeme effizient berechnet werden können. Allerdings erfordert jeder einzelne Newton-Raphson Iterationsschritt einen deutlich höheren Rechenaufwand als ein Iterationsschritt des Einsetzungsverfahrens, da die Jacobi-Matrix zu jedem Iterationsschritt aufgebaut und invertiert werden muss. Dieser Nachteil kann allerdings dadurch reduziert werden, dass man die Jacobi-Matrix nicht in jedem Iterationsschritt erneuert, sondern über einen gewissen Zeitbereich hinweg Ungenauigkeiten der Jacobi-Matrix in Kauf nimmt, die sich ja nur auf die Konvergenzgeschwindigkeit, nicht aber auf das Endergebnis auswirken. Bei relativ schwach ausgeprägten Nichtlinearitäten muss die Jacobi Matrix in diesem Fall nur sehr selten erneuert werden.

Harte Begrenzungen von Stellgrößen in Reglermodellen stellen hingegen Nichtlinearitäten dar, die an der Übergangsstelle zum begrenzenden Verhalten nicht stetig differenzierbar sind (s. Abb. 1.25).

Derartige Nichtlinearitäten müssen mit Hilfe von Simulationsergebnissen nachgebildet werden. Jedem Modell werden dabei diskrete Zustände zugeordnet. Im Fall des Begrenzers nach Abb. 1.24 wären dies die beiden Zustände „begrenzt“ und „nicht begrenzt“. Bei der Berechnung des Zustandsvektors zum nächsten Zeitschritt wird zunächst angenommen, dass das Modell sich im gleichen diskreten Zustand befindet, wie zum zuletzt berechneten Zeitschritt. Im Anschluss an die Berechnung des

Abb. 1.25 „Harte“
Begrenzungskennlinie als
Beispiel für eine nicht stetig
differenzierbare
Nichtlinearität



Zustandsvektors zum neuen Zeitschritt wird jedes Modell auf eventuelle Zustandswechsel überprüft. Falls ein solcher Zustandswechsel erkannt wurde, wird dieser durchgeführt und der gleiche Zeitschritt im neuen Zustand noch einmal gerechnet.

Da Zustandswechsel in der Regel zwischen zwei ganze Zeitschritte fallen, wird nicht nur überprüft, ob ein diskreter Zustandswechsel erfolgt ist, sondern auch abgeschätzt, zu welchem Zeitpunkt zwischen den letzten beiden Zeitschritten dies geschah. Anschließend werden alle Zustandsgrößen auf diesen Zeitpunkt interpoliert und die Simulation von dort neu gestartet.

Zu beachten ist dabei auch, dass diskrete Zustandswechsel zu Diskontinuitäten in den Zeit-Ableitungen der Zustandsvariablen führen können, weshalb im Anschluss an den Zustandswechsel der Ableitungsvektor nochmals berechnet werden muss.

Bei den Verfahren nach Gear (einschließlich dem impliziten Eulerverfahren) ist dies nicht notwendig, da hier der Ableitungsvektor zum letzten Zeitschritt in die Berechnung des Zustandsvektors zum neuen Zeitschritt nicht eingeht. Insbesondere bei Simulationsprogrammen zur Berechnung elektromagnetischer Ausgleichsvorgänge, wie z. B. [5, 19], ist die Umschaltung auf das implizite Eulerverfahren bei gleichzeitiger Schrittweitenreduktion daher eine beliebte Methode zur Umgehung der Berechnung des Ableitungsvektors im Anschluss an einen diskreten Zustandswechsel.

1.4.7 Dynamische Modellierung

Standardsoftware zur Stabilitätssimulation wird üblicherweise bereits mit einer umfangreichen Modellbibliothek ausgeliefert. Diese Standard-Modellbibliotheken umfassen Generatormodelle, Asynchronmaschinenmodelle, Modelle für dynamische Lasten, aber auch Standardmodelle für Spannungsregelsysteme (z. B. nach [9]) Turbinen und Drehzahlregler.

Während Generatoren, Motoren und Lasten in der Regel mit Hilfe von Standardmodellen ausreichend genau nachgebildet werden können, ist eine Standardisierung

von Regler- oder Kraftwerksmodellen auf Grund der großen Vielfalt unterschiedlichster Typen und Designs nur bedingt möglich.

Aus diesem Grund müssen in den meisten Anwendungsfällen Standardmodelle mit sog. benutzerdefinierten Modellen ergänzt werden. Um dies zu ermöglichen werden dem Anwender Methoden zur Verfügung gestellt, welche die Nachbildung allgemeiner, dynamischer Modelle entweder in Form von impliziten Algebra-Differentialgleichungen gemäß (1.96) oder als explizites Differentialgleichungssystem gemäß (1.97) unterstützen.

$$\vec{0} = \vec{f}(\vec{x}, \dot{\vec{x}}, \vec{w}, \vec{y}) \quad (1.96)$$

$$\dot{\vec{x}} = \vec{f}(\vec{x}, \vec{w})$$

$$\vec{y} = \vec{g}(\vec{x}, \vec{w}) \quad (1.97)$$

Die hierbei vorkommenden Vektoren sind wie folgt definiert:

- $\vec{x}$: Vektor der Zustandsgrößen
- $\vec{w}$: Vektor der Eingangsgrößen
- $\vec{y}$: Vektor der Ausgangsgrößen

Die Definition eigener Modelle nach (1.96) oder (1.97) wird dem Anwender durch unterschiedliche Hilfsmittel ermöglicht:

Einige Programme erlauben beispielsweise die Einbindung von FORTRAN- oder C-ähnlichen Codesegmenten, die den Ableitungsvektor und den Ausgangsvektor zu jedem Zeitschritt definieren.

Weitaus einfacher ist die dynamische Modellierung aber mit Hilfe sog. Simulationssprachen, die grundsätzlich den Funktionsumfang einer Standard-Programmiersprache bieten, darüber hinaus aber auch spezielle Operatoren und Funktionen unterstützen, welche die Beschreibung dynamischer Modelle wesentlich erleichtern. Die standardisierte Simulationssprache VHDL-AMS [10] umfasst eine komplette Sprach-Definition zur Modellierung zeitkontinuierlicher Systeme als Algebra-Differentialgleichungssysteme nach (1.96). VHDL-AMS ist jedoch hauptsächlich im Bereich der Simulation elektronischer Schaltungen verbreitet, da es sich bei VHDL ursprünglich um eine Simulationssprache zur Definition ereignisgesteuerter Systeme, insbesondere zur Modellierung hochintegrierter, digitaler Schaltkreise gehandelt hat. Die dynamische Simulationssprache DSL, die in DigSILENT *Power-Factory* [5] zur Modellierung dynamischer Systeme verwendet wird, basiert auf der Zustandsraumdarstellung nach (1.97).

Im Gegensatz zu einer reinen Programmiersprache gehören bei Simulationssprachen Operatoren und Funktionen zur Beschreibung von Zeitableitungen oder Diskontinuitäten zum Sprachumfang. Des weiteren stehen Kommandos zur Initialisierung der Modelle zur Verfügung.

Noch einfacher ist die Modellierung dynamischer Systeme dann, wenn ein grafischer Editor zur Verfügung steht, der die Definition dynamischer Modelle in Form von Blockdiagrammen erlaubt. Neben dem Bedienkomfort ist auch die gute Dokumentation der erstellten Modelle ein großer Vorteil der grafischen Modelldefinition.

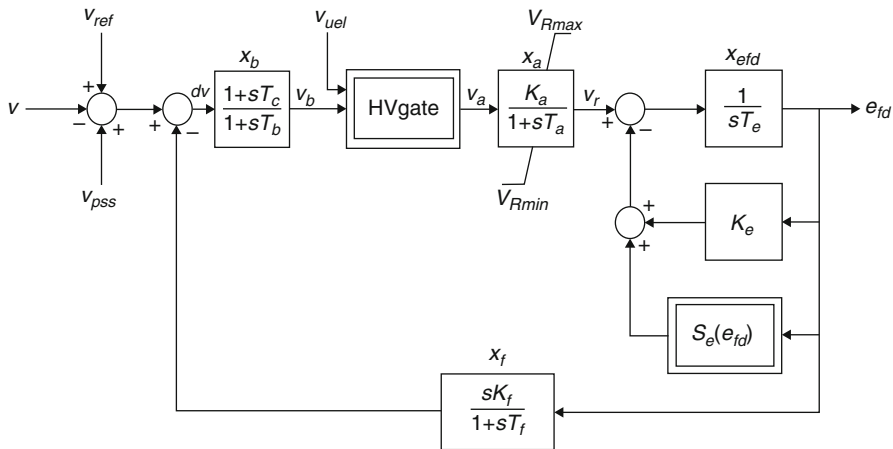


Abb. 1.26 Erregersystem IEEE Typ DC1A

Als wesentlicher Nachteil der grafischen Modellierung im Vergleich zu einer direkten Codierung wird oftmals die geringere Flexibilität genannt, die sich aus der begrenzten Anzahl von verschaltbaren Standardelementen, wie z. B. „Integrierer“, „Verzögerung erster Ordnung“, etc. ergibt.

Dieser Nachteil wird vermieden, wenn der Anwender die Möglichkeit besitzt, auch diese kleinsten Einheiten selbst zu definieren. In DIGSILENT PowerFactory [5] beispielsweise wird die Simulationssprache DSL lediglich dazu verwendet, kleinste Grundbausteine zu definieren, die dann grafisch zu größeren Einheiten verschaltet werden können. Ein derartiger „Baukasten“ bietet den Komfort einer grafischen Modellierung und die Flexibilität einer direkten Codierung und kann somit als ideal angesehen werden.

1.4.8 Initialisierung (Berechnung von Anfangsbedingungen)

Damit ein Simulationslauf aus einem stationären Zustand gestartet werden kann, ist es notwendig, korrekte Anfangswerte für die Zustandsgrößen sämtlicher Modelle zu berechnen.

Ein eingeschwungener Zustand ist dadurch charakterisiert, dass keine Änderungen in den Zustandsgrößen auftreten, was bedeutet, dass alle Ableitungen von Zustandsgrößen gleich Null sein müssen. Die Aufgabe der Initialisierung ist es daher, aus gegebenen Strömen und Spannungen des Netzes die Zustandsgrößen aller Modelle so zu bestimmen, dass gilt:

$$\vec{0} = \vec{f}(\vec{x}, \vec{w}) \quad (1.98)$$

Betrachtet man das Blockschaltbild eines Modells (wie z. B. Abb. 1.26), so ist die Bedingung (1.98) äquivalent zur Aussage, dass der Eingang jedes Integrierers gleich Null sein muss.

Diese Bedingung ist die Grundlage der Bestimmung von Anfangsbedingungen eines Reglermodells.

Bei einfachen Regler- oder Kraftwerksmodellen können die Gleichungen der Anfangsbedingungen direkt formuliert werden. Bei komplizierten Modellen hingegen können Anfangsbedingungen jedoch oftmals nur iterativ bestimmt werden, was automatische Berechnungsmethoden zur Initialisierung notwendig macht, wie sie beispielsweise in [5] implementiert sind.

Im Folgenden wird zuerst die direkte Initialisierung eines Spannungsreglermodells beschrieben. Im Anschluss daran werden die dabei gewonnenen Erkenntnisse verallgemeinert und derart formuliert, dass eine automatische Berechnung der Anfangsbedingungen eines beliebigen Modells möglich wird.

1.4.8.1 Beispiel Spannungsregler

Abbildung 1.26 zeigt ein Spannungsreglermodell gemäß IEEE Typ DC1A [14]. Es handelt sich dabei um eine feldgeregelte Gleichstrom-Erregermaschine mit kontinuierlich arbeitendem Spannungsregler. Die Erregermaschine wird durch folgendes Differentialgleichungssystem nachgebildet (s. dazu auch Abschn. 13.1):

$$\begin{aligned} v_r &= K_e x_{efd} + S_e(x_{efd})x_{efd} + T_e \dot{x}_{efd} \\ e_{fd} &= x_{efd} \end{aligned} \quad (1.99)$$

Die Sättigung der Erregermaschine wird durch eine Exponentialfunktion approximiert:

$$S_e(x_{efd}) = A e^{B x_{efd}} \quad (1.100)$$

Um die Anfangswerte für das Erregersystem nach Abb. 1.26 ermitteln zu können, muss zuerst geklärt werden, welche Größen aufgrund der vorangegangenen Lastflussrechnung gegeben sind und welche Größen gesucht werden.

Wie bereits erwähnt, können sämtliche Spannungen und Ströme des elektrischen Netzes als bekannt angenommen werden. Konsequenterweise ist damit die Eingangsspannung v durch die Lastflussrechnung gegeben.

Der Ausgang efd des Erregersystems ist mit einer Synchronmaschine verbunden, deren Wirk- und Blindleistungsverhältnisse in der vorangegangenen Lastflussrechnung berechnet wurden. Eine Initialisierung des dynamischen Modells der Synchronmaschine führt anschließend zu einem eindeutigen Wert für die Erregerspannung efd .

Die anderen Eingänge müssen als unbekannt angenommen werden, wobei man bei genauerer Betrachtung eine Redundanz der Eingänge $vpss$ und $vref$ erkennt. Es wird nicht möglich sein, eindeutige Werte für beide Eingangsgrößen zu bestimmen, lediglich die Summe beider Werte kann eindeutig bestimmt werden. Man setzt daher $vpss = 0$, was aus Sicht des Erregersystems als reine Willkür erscheint, bei genauerer Kenntnis des Aufbaus eines „Power System Stabilizers“ (s. z. B. [14]), dessen Ausgang der Variablen $vpss$ entspricht, aber zwingend ist.

Des weiteren wird bei der Initialisierung davon ausgegangen, dass sich das Modell in einem „normalen“ Betriebszustand befindet, was bedeutet, dass die Grenzen von vr nicht erreicht sind und auch die Untererregungsbegrenzung, die durch $vuel$ aktiviert wird, nicht aktiv ist. Trifft diese Annahme nicht zu, so ist es unter Umständen nicht möglich, die Zustandsgrößen des Modells so zu bestimmen, dass ein eingeschwungener Zustand vorliegt.

Aus (1.99) ergibt sich unter Annahme eines bekannten Werts für efd durch Setzen der Zeitableitung zu Null der Anfangswert des Signals vr :

$$\begin{aligned} x_{efd} &= e_{fd} \\ vr &= K_e e_{fd} + S_e(e_{fd})e_{fd} \end{aligned} \quad (1.101)$$

Zur Bestimmung der anderen Signale und Zustandsgrößen muss das Signal vr bis zur Bestimmung der Regelabweichung am Eingang des Modells zurückverfolgt werden. Die Berechnung des Anfangswerts der Zustandsgröße xa kann nur erfolgen, wenn der innere Aufbau des Verzögerungsglieds erster Ordnung bekannt ist. Die Gleichungen dieses Verzögerungsglieds erster Ordnung sind wie folgt implementiert:

$$\begin{aligned} \dot{x}_a &= \frac{K_a v_a - x_a}{T_a} \\ v_r &= x_a \end{aligned} \quad (1.102)$$

Die Zustandsgröße ist somit gleich der Ausgangsgröße, woraus für die Anfangsbedingungen folgt:

$$\begin{aligned} x_a &= v_r \\ v_a &= \frac{x_a}{K_a} \end{aligned} \quad (1.103)$$

Der Block „HVgate“, überträgt das größere seiner beiden Eingangssignale an den Ausgang des Blocks, womit der Einfluss des Eingangssignals $vuel$ definiert ist. Bei der Bestimmung der Anfangsbedingungen ist das Eingangssignal $vuel$ in der Regel das kleinere der beiden Eingangssignale von „HVgate“, da angenommen wird, dass die Untererregungsbegrenzung bei der Initialisierung noch nicht aktiv ist. Man kann somit va direkt dazu verwenden, die Zustandsgröße xb , sowie das Signal dv zu initialisieren. Die Zustandsgleichung des „Lead-Lag“-Blocks erster Ordnung lautet:

$$\begin{aligned} \dot{x}_b &= \frac{dv - x_b}{T_b} \\ v_b = dv + T_c \dot{x}_b &= dv + T_c \frac{dv - x_b}{T_b} = \left(1 + \frac{T_c}{T_b}\right) dv - \frac{T_c}{T_b} x_b \end{aligned} \quad (1.104)$$

Hieraus folgt für die Anfangsbedingungen von xb und dv :

$$dv = x_b = v_b = v_a = \frac{x_a}{K_a} \quad (1.105)$$

Einfacher können diese Anfangsbedingungen bestimmt werden, wenn man sich die einfache Regel zunutze macht, dass eine Übertragungsfunktion im stationären Zustand der Auswertung der Laplace-Transformierten für $s=0$ entspricht (z. B. [23]).

Aus dieser einfachen Regel folgt für das Ausgangssignal v_f der Stabilisierung: $v_f = 0$. Da die Eingangsspannung v durch das Lastflussergebnis gegeben ist, kann der Sollwert v_{ref} des Spannungsreglers nun aus dv berechnet werden:

$$v_{ref} = v + dv \quad (1.106)$$

Der Spannungssollwert ist ungleich der Eingangsspannung, da es sich beim Spannungsregler dieses Beispiels um einen Proportional- (P-) Regler handelt, der im eingeschwungenen Zustand eine bleibende Abweichung vom Sollwert aufweist (z. B. [23]). Würde es sich um einen Regler mit Integral- (I-) Anteil handeln, so wäre dv gleich Null.

1.4.8.2 Verallgemeinerung

Dieses Beispiel hat gezeigt, dass bei der Bestimmung von Anfangsbedingungen eines dynamischen Modells alle Zustandsgrößen und einige Eingangsgrößen berechnet werden müssen.

Welche Eingangsgrößen von außen gegeben sind und welche durch die Initialisierung des Modells ermittelt werden müssen ist nicht eindeutig festgelegt und muss in jedem Fall neu entschieden werden.

Um die Berechnung von Anfangsbedingungen automatisieren zu können, ist eine allgemeine Beschreibung des Problems erforderlich. Die Gleichungen des eingeschwungenen Zustands eines dynamischen Modells nach (1.97) lauten wie folgt:

$$\begin{aligned} \vec{0} &= \vec{f}(\vec{x}, \vec{w}) \\ \vec{y} &= \vec{g}(\vec{x}, \vec{w}) \end{aligned}$$

Die Anzahl der Gleichungen, die durch den Funktionsvektor $f()$ gegeben sind entsprechen der Anzahl der Zustandsgrößen. Bei Ein- und Ausgangsgrößen muss zwischen solchen Ein- und Ausgangsgrößen unterschieden werden, die von außen, z. B. durch die Lastflussrechnung oder durch ein anderes Modell, vorgegeben sind und diejenigen Größen, die durch die Berechnung der Anfangsbedingungen des betrachteten Modells bestimmt werden müssen. Es erfolgt daher eine Partitionierung der Ein- und Ausgangsvektoren in einen Teilvektor bekannter Größen (Index b) und einen Teilvektor unbekannter Größen (Index u):

$$\begin{aligned} \vec{w} &= \begin{pmatrix} \vec{w}_b \\ \vec{w}_u \end{pmatrix} \\ \vec{y} &= \begin{pmatrix} \vec{y}_b \\ \vec{y}_u \end{pmatrix} \end{aligned} \quad (1.107)$$

Mit diesen neuen Vektoren lautet das Gleichungssystem zur Bestimmung von Anfangsbedingungen:

$$\begin{aligned}\vec{0} &= \vec{f}(\vec{x}, \vec{w}_u, \vec{w}_b) \\ \vec{y}_b &= \vec{g}_b(\vec{x}, \vec{w}_u, \vec{w}_b) \\ \vec{y}_u &= \vec{g}_u(\vec{x}, \vec{w}_u, \vec{w}_b)\end{aligned}\tag{1.108}$$

Ist n_{wu} gleich der Anzahl unbekannter Eingangsgrößen und n_x gleich der Anzahl Zustandsgrößen (gleich der Dimension von f), so ist die Anzahl der Unbekannten dieses Gleichungssystems gleich $n_{wu} + n_x$. Demgegenüber gibt es $n_x + n_{yb}$ Gleichungen (n_{yb} gleich der Anzahl bekannter Ausgangsgrößen). Damit für dieses Gleichungssystem eine eindeutige Lösung gefunden werden kann muss die Anzahl unbekannter Variablen gleich der Anzahl der Gleichungen sein, woraus als notwendige Bedingung für die Eindeutigkeit einer Lösung folgt:

$$n_{wu} = n_{yb}\tag{1.109}$$

Zur eindeutigen Lösbarkeit des Gleichungssystems nach (1.108) und somit zur automatischen Bestimmung der Anfangsbedingungen eines dynamischen Modells, muss die Anzahl unbekannter Eingangsgrößen gleich der Anzahl bekannter Ausgangsgrößen sein.

Anhand des Spannungsreglerbeispiels kann die Beziehung (1.109) noch einmal verifiziert werden:

Die einzige unbekannte Eingangsgröße ist in diesem Beispiel der Spannungssollwert v_{ref} . Alle anderen Eingangsgrößen sind entweder durch eine vorangegangene Lastflussrechnung gegeben oder werden als bekannt angenommen und auf einen festen Wert gesetzt, wie z. B. v_{pss} (oder besitzen keinen Einfluss wie v_{uel}).

Die einzige Ausgangsvariable des Reglers efd , ist durch die Lastflussrechnung und die Initialisierung der Synchronmaschine gegeben. Somit steht einer unbekannten Eingangsgröße eine bekannte Ausgangsgröße gegenüber, (1.109) ist erfüllt, und der Anfangszustand des Modells kann eindeutig bestimmt werden.

Literatur

1. Andersen P. M., Agrawal B. L., van Ness J. E.: Subsynchronous Resonance in Power Systems. IEEE Press, New York (1989)
2. Bronstein und Semendjajew: Taschenbuch der Mathematik. Verlag Harry Deutsch, Thun und Frankfurt/Main, 24. Auflage (1989)
3. Chow J. H.: Time Scale Modeling of Dynamic Networks with Applications to Power Systems. Springer-Verlag, Berlin/Heidelberg/New York (1982)
4. Crastan V.: Elektrische Energieversorgung I. Springer Berlin, Heidelberg, New York (2000)
5. DigSILENT PowerFactory: DigSILENT GmbH, <http://www.digsilent.de>
6. Dommel H.: Digital Computer Solution of Electromagnetic Transients in Single- and Multiphase Networks. IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, 88(4), (1969)

7. Dommel H. W.: EMTP Theory Book. University of British Colombia (1986)
8. Horneber E.-H.: Simulation elektrischer Schaltungen auf dem Rechner. Springer-Verlag (1985)
9. IEEE Committee Report: Excitation System Models for Power System Stability Studies. IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, Vol. 100 (1981)
10. IEEE 1076.1 Working Group: Analog and Mixed Signal Extensions to VHDL (VHDL-AMS). IEEE Standard 1076.1-1999 (1999)
11. Kovacs K.P.: Symmetrische Komponenten in Wechselstrommaschinen. Birkhäuser Verlag (1962)
12. Kulicke B.: Numerische Berechnung der Momentanwerte elektromechanischer Ausgleichsvorgänge von Drehfeldmaschinen im Verbundbetrieb. Dissertation. Technische Hochschule Darmstadt (1974)
13. Kulicke B.: Programmsystem zur Berechnung elektromechanischer und elektromagnetischer Ausgleichsvorgänge. ETZ-Archiv 6, 12 (1984)
14. Kundur P.: Power system stability and control. McGraw-Hill (1994)
15. Oswald B.: Netzberechnung 2 - Berechnung transients Vorgänge in Elektroenergieversorgungsnetzen. VDE Verlag (1996)
16. Oswald B., Pöller M.: Differenzengleichungen des Elektroenergiesystems. Electrical Engineering/Archiv für Elektrotechnik, 81(5), Dezember (1998)
17. Oswald B., Siegmund D.: Berechnung von Ausgleichsvorgängen in Elektroenergiesystemen. Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie, Leipzig (1991)
18. Pöller M.: Analyse von Ausgleichsvorgängen in Elektroenergiesystemen unter besonderer Berücksichtigung des Multiple-Time-Scale-Verhaltens. Fortschritt-Bericht VDI 21/299, VDI-Verlag, Düsseldorf (2001)
19. PSCAD/EMTDC Manitoba HVDC Research Center, <http://www.pscad.com/>
20. PSS/E Power System Simulator for Engineering, Power Technologies Inc. <http://www.shawgrp.com/PTI/index.cfm>
21. Stoer J., Bulirsch R.: Numerische Mathematik 2. Springer-Verlag (1990)
22. Stubbe M., Bihain A., Deuse J., Baader J. C.: STAG - A Unified Software Program for the Study of the Dynamic Behavior of Electrical Power Systems. IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 4, No. 1 (1989)
23. Unbehauen H.: Regelungstechnik I-III. Vieweg, 5. Auflage (1989)
24. Van Cutsem T., Vournas C.: Voltage stability of electric power systems. Kluwer Academic Publishers (1998)

Kapitel 2

Drehzahl- und Frequenzleistungsregelung

Hauptmerkmale einer technisch guten elektrischen Energieversorgung sind die *Zuverlässigkeit des Netzbetriebs* und die *Qualität der Spannung*, d. h. die Einhaltung aller Spannungsmerkmale, wie *Frequenz*, *Amplitude*, *Form* und *Symmetrie*.

Die Zuverlässigkeit des Netzbetriebs wird in Kap. 5 angesprochen. Allgemeines zu Form und Symmetrie sowie Einhaltung der Spannungsamplitude ist in Band 1, Abschn. 7.4, und in Kap. 4 zu finden. In diesem Kapitel befassen wir uns mit dem Teilproblem *Konstanthaltung der Frequenz* (auf 50 Hz in Europa und den meisten Ländern, 60 Hz in USA und Brasilien).

Frequenzabweichungen treten durch ständig wechselnde Verbraucherlast oder wegen Störungen auf und müssen durch die rasche automatische Anpassung der von den Turbinen gelieferten Leistung korrigiert werden. Dies geschieht im Rahmen der *Netzregelung*. Eine Einführung zu diesem Thema wurde bereits in Band 1, Abschn. 6.5 und insbesondere Abschn. 6.5.2 gegeben; sie wird hier als bekannt vorausgesetzt. Die wichtigsten Ergebnisse werden nachstehend kurz zusammengefasst und in den folgenden Abschnitten vertieft:

- *Inselbetrieb mit einem einzigen Generator*: Ist die einfachste Netzkonfiguration. Die Frequenzhaltung reduziert sich auf das Konstanthalten der Drehzahl der Generatorgruppe (Primärregelung = primäre Drehzahlregelung) mit Statik $\sigma = 0$ (astatische Regelung oder Integralregelung).
- *Inselbetrieb mit mehreren Generatoren oder Kraftwerken (Inselnetz)*: Es tritt das zusätzliche Problem auf, Last bzw. Regelaufwand auf die Kraftwerke zu verteilen. Nicht alle Kraftwerke beteiligen sich gleichermaßen an der momentanen *Primärregelung*. Wir haben unterschieden zwischen *Regelkraftwerken*, deren *Drehzahl-Wirkleistungskennlinie* eine kleine Statik von z. B. $\sigma = 5\%$ aufweist, und Kraftwerke, die mit großer Statik oder konstanter Leistung ($\sigma = \infty$) fahren. Je kleiner die Statik, desto stärker reagiert das Kraftwerk auf eine Drehzahlabweichung, d. h. es beteiligt sich stärker an der Frequenzhaltung. Um eine gleichmäßige Verteilung der Last auf die Regelkraftwerke bzw. Generatorgruppen des Regelkraftwerks zu erreichen, darf deren Statik jedoch nicht zu klein sein und muss minimal einige Prozenten aufweisen. Die gewünschte Frequenzhaltung im Promillebereich kann also nur durch eine übergeordnete lokale oder zentrale *Sekundärregelung* erzielt werden, welche die Sollwerte der Primärregelung steuert. Die Leistungen der sich an der momentanen Regelung nicht

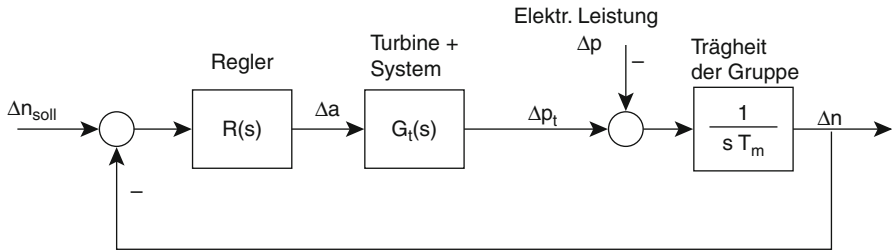


Abb. 2.1 Primäre Drehzahlregelung (p.u. Darstellung)

beteiligten Kraftwerke, aber auch die Arbeitspunkte (mittlere Leistung) der Regelkraftwerke werden schließlich durch eine *Tertiärregelung* festgelegt, die auf Wirtschaftlichkeits- und Sicherheitsüberlegungen gründet (Abb. 2.14, Kap. 9).

- *Netzverbund*: Sind mehrere Netze in einem *Verbund* zusammengeschlossen, ist jedes Netz mit einer eigenen *zentralen Sekundärregelung* ausgerüstet, die nicht nur die Frequenzhaltung, sondern auch die Einhaltung des programmierten Leistungsaustauschs mit den Nachbarnetzen sicherstellt (*Frequenzleistungsregelung*, Abschn. 2.3).

2.1 Primärregelung

Der linearisierte Drehzahlregelkreis kann, bei Vernachlässigung kleiner Nebenwirkungen, durch Abb. 2.1 beschrieben werden. Diese Nebenwirkungen, wie Selbstregelungseffekte und die Kopplung von Hydrogruppen, die von einer gemeinsamen Druckleitung gespeist werden (Band 2, Abschn. 4.5.7, Abb. 4.48), beeinflussen nur unwesentlich die Auslegung der Drehzahlregelung. Sie lassen sich, wenn nötig, mit einem Simulationsmodell erfassen.

Der primäre Drehzahlregler einschl. leistungsverstärkender Servomotor, dargestellt durch die Übertragungsfunktion $R(s)$, steuert den Öffnungsgrad a der Turbine und somit deren Leistung. Die Übertragungsfunktion $G_t(s)$ wurde für ein hydraulisches System in Band 2, Abschn. 4.5.7 abgeleitet. Für das thermische System s. Band 2, Abschn. 5.5.4, 5.7.4 und die nachfolgende 2.1.2 und 2.1.3. Aus Abb. 2.1 folgt der Zusammenhang

$$\Delta n = \frac{R(s) G_t(s)}{R(s) G_t(s) + s T_m} \Delta n_{soll} - \frac{1}{R(s) G_t(s) + s T_m} \Delta p. \quad (2.1)$$

Stationär gilt die Beziehung

$$\begin{aligned} \Delta p = \Delta p_t = R(0) G_t(0) (\Delta n_{soll} - \Delta n) &= \frac{1}{\sigma} (\Delta n_{soll} - \Delta n) \\ \text{---} > \quad \Delta n &= \Delta n_{soll} - \sigma \Delta p, \end{aligned} \quad (2.2)$$

welche die *statische Drehzahl-Wirkleistungskennlinie* der Primärregelung darstellt. Die Größe $\sigma = 1/(R(0) G_t(0))$ wird als *bleibende Statik* oder kurz *Statik* bezeichnet. Die Regelungstheorie (Anhang A.5) erlaubt, die Form, die das Produkt $R(s) G_t(s)$ haben muss, um das gewünschte Verhalten des Regelkreises zu erreichen, vorzuschreiben. Für eine Stellantwort zweiter Ordnung nimmt die Übertragungsfunktion $G_c(s)$ des geschlossenen Regelkreises folgende Form an:

$$G_c(s) = \frac{R(s) G_t(s)}{R(s) G_t(s) + s T_m} = \frac{1 + s T_d}{1 + \frac{2\zeta}{\omega_0} + \frac{s^2}{\omega_0^2}}, \quad (2.3)$$

worin ω_0 die Resonanzfrequenz (praktisch gleich zur Schnittfrequenz des offenen Regelkreises), ζ die Dämpfung und $\omega_0^2 T_d$ die Anfangssteilheit der Stellantwort darstellen. Aus Gl. (2.3) folgt die Lösung

$$R(s) G_t(s) = \frac{1}{\sigma} \frac{1 + s T_d}{1 + s T_1} = \frac{1}{\sigma_t} \frac{\frac{1}{T_d} + s}{\frac{1}{T_1} + s} \quad (2.4)$$

mit $T_1 = \frac{1}{\sigma \omega_0^2 T_m}$, $\sigma_t = \sigma \frac{T_1}{T_d} = \frac{1}{\omega_0 T_m (2\zeta - \sigma \omega_0 T_m)}$.

Die Größe σ_t wird als *transiente Statik* bezeichnet und ist reziprok zum Grenzwert von $R(s) G_t(s)$ für $s \rightarrow \infty$. Wird die durch ω_0 bestimmte Regelgeschwindigkeit so gewählt, dass mit guter Näherung

$$G_t(s) \approx G_t(0) = K \quad (2.5)$$

gesetzt werden kann (im Fall der hydraulischen Kraftwerke muss dazu ω_0 deutlich kleiner als $1/T_c$ und $\pi/2\tau$ sein, s. Band 2, Abschn. 4.5.5), folgt die Reglerfunktion

$$R(s) = \frac{1}{\sigma K} \frac{1 + s T_d}{1 + s T_1}. \quad (2.6)$$

Die praktische Ausführung des Reglers weist für Wasserkraftwerke oft eine Übertragungsfunktion des Typs

$$R(s) = \frac{1}{\sigma K} \frac{1 + s T_d}{(1 + s T_1)(1 + s T_2)} \quad (2.7)$$

auf, wobei jedoch die kleine Zeitkonstante T_2 das oben erwähnte Zeitverhalten kaum beeinflusst.

Beispiel 2.1 Der Drehzahlregler sei für eine Gruppe mit $T_m = 8$ s auszulegen. Verlangt werden eine Statik von 5 % und eine Dämpfung $\zeta = 0.7$.

Durch die Wahl einer Resonanzfrequenz von $\omega_0 = 0.4$ rad/s folgt aus Gl. (2.4)

$$T_1 = \frac{1}{0.05 \cdot 0.4^2 \cdot 8} = 15.6 \text{ s}$$

$$\sigma_t = \frac{1}{0.4 \cdot 8 (2 \cdot 0.7 - 0.05 \cdot 0.4 \cdot 8)} = 25 \%, \quad T_d = 15.6 \frac{0.05}{0.25} = 3.1 \text{ s}.$$

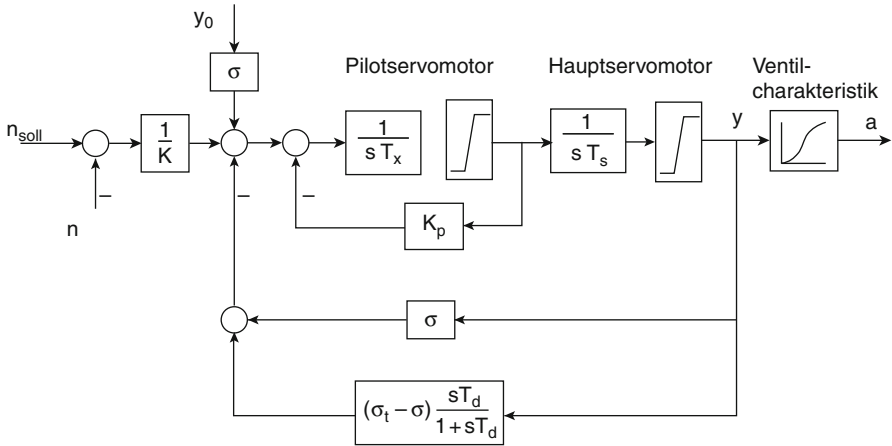


Abb. 2.2 Drehzahlregler einer Wasserturbine

2.1.1 Wasserturbinen

Als konkretes Beispiel sei das für Wasserturbinen häufig verwendete Schema in Abb. 2.2 näher betrachtet. Die Soll-Istwert-Differenz wird über einen rückgekoppelten Pilot servomotor zum Haupt servomotor geführt, dessen Stellung über die nichtlineare Ventilcharakteristik den Öffnungsgrad der Turbine steuert. Die Verstärkung $1/T_s$ des Haupt servomotors ist meist nichtlinear, um die Nichtlinearität der Ventilcharakteristik zu kompensieren. Sowohl Hub als auch Geschwindigkeit des Haupt servomotors werden begrenzt. Statische Kennlinie und Zeitverhalten der Regelung werden maßgeblich durch die bleibende und transiente Rückführung bestimmt. Aus dem Schema ergibt sich für die Übertragungsfunktion $R(s) = \Delta a / \Delta(n_{\text{soll}} - n)$

$$R(s) = \frac{1}{\sigma K} \frac{1 + sT_d}{1 + s \left(T_d \frac{\sigma_t}{\sigma} + \frac{T_s K_p}{\sigma} \right) + s^2 \frac{T_s K_p}{\sigma} (T_p + T_d) + s^3 \frac{T_p T_d T_s K_p}{\sigma}}. \quad (2.8)$$

Da die Zeitkonstante $T_p = T_x / K_p$ klein ist, kann durch ihre Vernachlässigung diese Übertragungsfunktion dritter Ordnung in die Übertragungsfunktion Gl. (2.7) überführt werden, worin, da mit guter Näherung $T_x = T_s K_p \ll T_d \sigma_t$:

$$T_1 \approx T_d \frac{\sigma_t}{\sigma}, \quad T_2 \approx \frac{T_x}{\sigma_t}. \quad (2.9)$$

Mit der Größe y_0 (Abb. 2.2) wird die dem Drehzahlsollwert entsprechende Stellung des Servomotors vorgegeben. Ist die Phasenmarge der Regelung wegen der vernachlässigten Frequenzabhängigkeit der Funktion $G_t(s)$ ungenügend, lässt sich die Stabilität durch Ergänzung des Faktors $1/K$ mit einem PD-Glied verbessern.

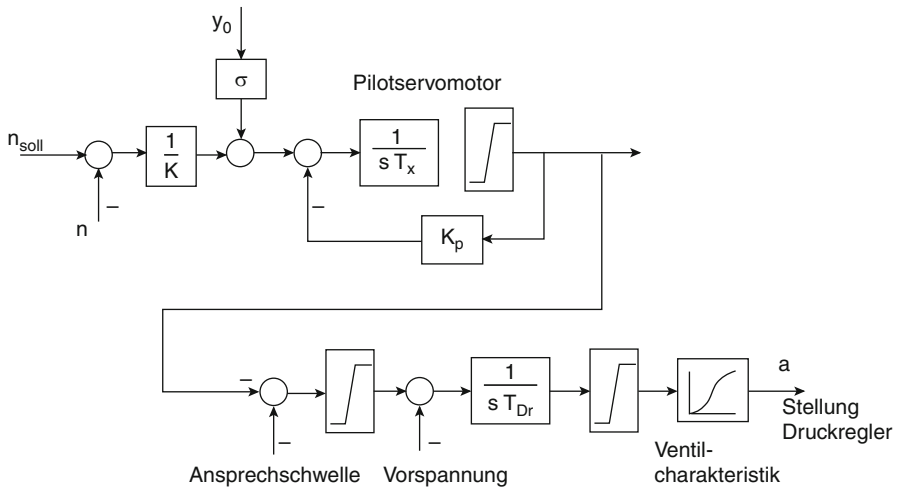


Abb. 2.3 Druckregelkreis einer Francis-Turbine

Die Geschwindigkeit, mit welcher der Wasserfluss in der Druckleitung bei Leistungsausfall reduziert wird, muss begrenzt werden, um unzulässige Druckstöße zu vermeiden (Band 2, Abschn. 4.5.3, 4.5.5). Dies wird im Fall der Pelton-Turbine mit dem Strahlablenker erzielt (Band 2, Abschn. 4.4.1). Bei der Francis-Turbine wird ein *Druckregler* dafür sorgen, dass von einer kritischen Geschwindigkeit des Hauptservomotors (= Stellung des Pilot servomotors) an, ein Teil des Wassers über den Druckregler abgeleitet wird. Ein typisches Schema zeigt Abb. 2.3.

2.1.2 Dampfkraftwerk

In Band 2, Abschn. 5.5.4 wurden zwei typische Betriebsarten der Kesselregelung unterschieden, nämlich Festdruckregelung und Gleitdruckregelung. Im Folgenden seien sie näher betrachtet.

2.1.2.1 Festdruckregelung

Die für die Primärregelung maßgebende Übertragungsfunktion $G_t(s)$ des thermischen Systems in Abb. 2.1 lässt sich aus dem Schema in Band 2, Abb. 5.24 bestimmen, dessen Blockschaltbild für kleine Änderungen in Abb. 2.4a und vereinfacht, durch Einführung nachfolgender Funktion $G_p(s)$, in Abb. 2.4b dargestellt ist:

$$G_t(s) = p_{E0} G_p(s) K_t \frac{1 + s(1 - \beta)T_2}{1 + sT_2},$$

$$\text{mit } G_p(s) = \frac{sT_D + G_K(s)}{a_0 + sT_D + G_K(s)} \quad (2.10)$$

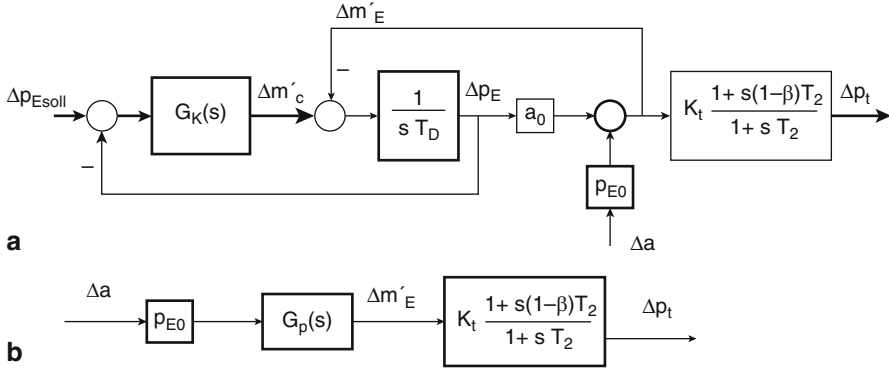


Abb. 2.4 Blockschaltbild des Dampfkraftwerks bei Festdruckregelung ($\Delta p_{E\text{ Soll}} = 0$)

Die Übertragungsfunktion $G_K(s)$ des Kessels nimmt oft die Form an

$$G_K(s) = \frac{1 + sT_i}{sT_i} \frac{K_v}{(1 + sT_{v1})(1 + sT_{v2})}, \quad (2.11)$$

worin T_i die Zeitkonstante des PI-Kesselreglers und T_v die Zeitkonstanten der Wärmeentbindung darstellen. Da die Funktion $G_K(s)$ einen integrierenden Anteil aufweist, folgt aus Gl. (2.10) sowohl für $s=0$ als auch für $s \rightarrow \infty$, $G_p(s) = 1$. Die Übertragungsfunktion $G_p(s)$ weicht lediglich in einem Frequenzbereich von 1 ab, der auf Grund der Langsamkeit der Kesselregelung wesentlich tiefer liegt als die Schnittfrequenz des primären Drehzahlregelkreises. Für die Analyse der primären Drehzahlregelung kann deshalb mit genügender Näherung gesetzt werden

$$G_t(s) \approx p_{E0} K_t \frac{1 + s(1 - \beta)T_2}{1 + sT_2}, \quad (2.12)$$

d. h. der Frischdampfdruck p_E kann als konstant angenommen werden.

Der Bedingung (2.4) für eine optimale Stellantwort würde ein Proportionalregler $R(s) = K_r$, mit $K_r = 1/(\sigma p_{E0} K_t)$ Genüge leisten, wobei i. d. R die weitere Bedingung $\sigma_t = \sigma/(1 - \beta)$ zu einer genügenden Stabilität führen dürfte. Notfalls kann diese durch einen PD-Regler verbessert werden.

Im Grenzfall $K_r = 0$, d. h. $\sigma = \infty$, wird eine reine Leistungsregelung erzielt. In der Praxis ist es zumindest bei großer Statik von Vorteil, die Drehzahl-Leistungskennlinie mit Hilfe eines PI-Leistungsreglers einzustellen, etwa nach Schema in Abb. 2.5. Der Leistungssollwert wird mit der Drehzahlabweichung über den Faktor $1/\sigma$ korrigiert, der die Statik beliebig einzustellen erlaubt. Als Leistungs-Istwert wird die leicht messbare Generator-Wirkleistung genommen.

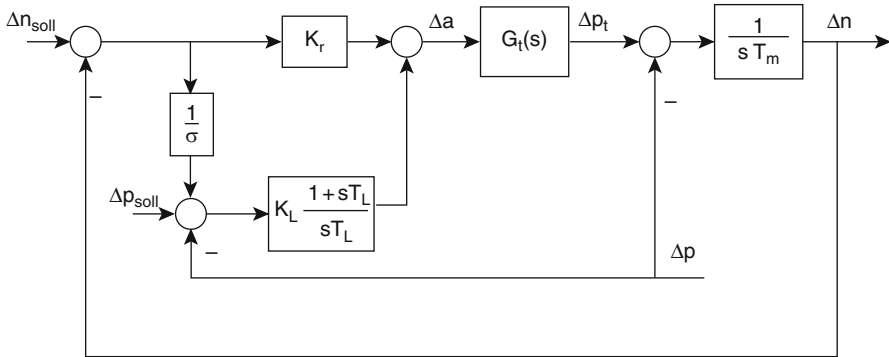


Abb. 2.5 Primäre Drehzahlregelung bei Festdruck (p.u. Darstellung)

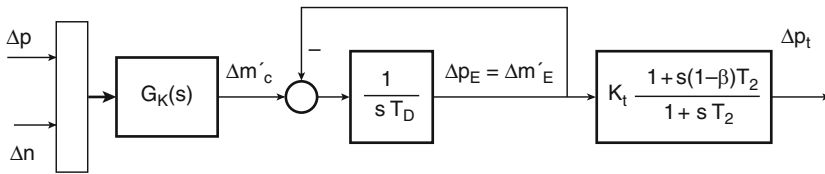


Abb. 2.6 Regelstrecke bei natürlichem Gleichdruckbetrieb (p.u. Darstellung)

2.1.2.2 Gleitdruckregelung

Die Festdruckregelung erlaubt eine rasche Anpassung der Leistung bei guter Ausnutzung des Speichervermögens des Dampferzeugers und ermöglicht zudem auch den Inselbetrieb des Dampfkraftwerks; die Turbine wird allerdings thermisch stark beansprucht.

Um dies zu vermeiden, kann die Anlage mit dem *natürlichen Gleitdruck* betrieben werden. Das Ventil ist dabei ungeregt und in jeder Lastsituation voll offen. Frischdampfdruck und Massenstrom sind zueinander proportional. Die Drehzahlregelung erfolgt über die Kesselsteuerung durch Anpassung des Massenstromes $\Delta m'_c$. Der Massenstrom $\Delta m'_E$ und somit die Leistung folgen sehr langsam mit der Zeitkonstanten T_D (Abb. 2.6).

Eine schnellere Regelung kann durch Verwendung einer Zwischenlösung erhalten werden. Im sog. *modifizierten Gleitdruckbetrieb* wird der Frischdampfdruck geregelt, jedoch nicht konstant gehalten, sondern entsprechend einer mit der Leistung nachgebenden Gleitdruckkennlinie eingestellt. Das Ventil wird zumindest bei großen Drehzahlabweichungen geregelt. An Stelle des Blockschaltbilds in Abb. 2.5 tritt jenes der Abb. 2.7. Aus dem Blockschaltbild Abb. 2.4a folgt für die Übertragungsfunktion $G_m(s)$

$$G_m(s) = \frac{a_0 G_K(s)}{a_0 + s T_D + G_K(s)}. \quad (2.13)$$

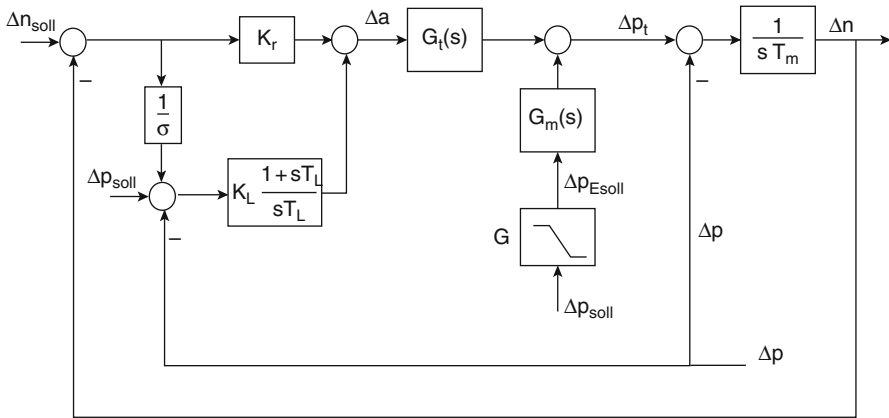


Abb. 2.7 Primäre Drehzahlregelung bei modifiziertem Gleitdruck G = Gleitdruckkennlinie (p.u.-Darstellung)

2.1.3 Gasturbinen- und Kombikraftwerke

Bei einem GUD-Kraftwerk erfolgt die Primärregelung zunächst durch die Gasturbine. Die Wellenleistung der Gasturbine folgt sehr rasch dem Brennstoffmassenstrom mit einer Zeitkonstanten von ca. 2 s (s. dazu auch Band 2, Abschn. 5.7.6). Die Übertragungsfunktion $G_t(s)$ der Turbine kann also in erster Näherung durch einen Term erster Ordnung dargestellt werden. Im oberen Lastbereich wird die Austrittstemperatur der Gasturbine konstant gehalten, und die Leistungsänderung erfolgt durch die Veränderung des Massenstromes über die Verdichterleitschaufelverstellung (Vorleitregelung) [2]. Näheres über die Dynamik der Gasturbine ist in [4, 5] und insbesondere über die Anfahrvorgänge in [2] zu finden. Ein nichtlineares Modell, basierend auf [4], ist nachstehend gegeben.

Die Dampfturbinenleistung stellt sich entsprechend dem Wärmeeintrag der Gasturbine ein. Ziel der Regelung ist es, die Gasturbinenabwärme optimal zu nutzen. Grundsätzlich verhält sich die Dampfturbine wie in Abschn. 2.1.2 dargestellt, wobei die Besonderheiten des Abhitzekeessels, der an Stelle des Feuerungskessels tritt, zu beachten sind (eine eingehende Beschreibung ist in [2] zu finden). Stationär wird sich die Dampfturbinenleistung ca. proportional zur Gasturbinenleistung verändern. Dynamisch wird die Anpassung im Gleitdruckbetrieb mit einer Zeitverzögerung im Minutenbereich geschehen. Wird die Dampfturbine jedoch mit leicht angedrosselten Stellventilen betrieben (modifizierter Gleitdruck), kann das Speicherverhalten der Dampfsysteme zur schnellen Leistungsreserve herangezogen werden. Die zusätzlich entnommene Leistung muss dabei mit der gleichzeitig erfolgten Änderung der Gasturbinenleistung korrespondieren.

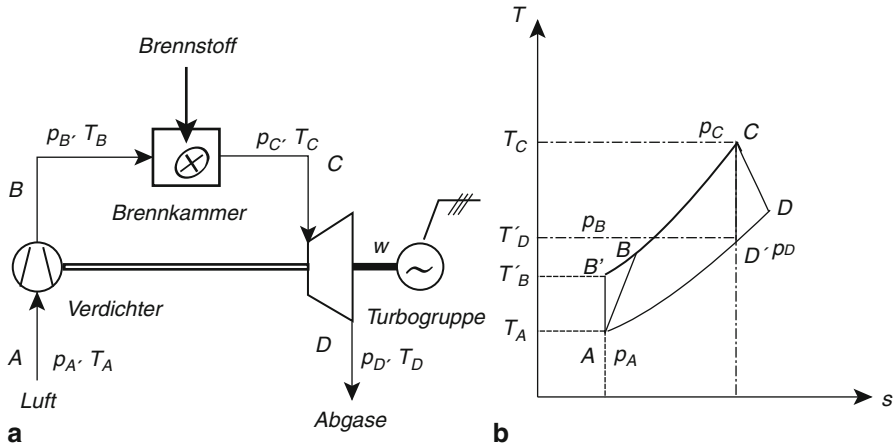


Abb. 2.8 a) Gasturbinenanlage b) Ts-Diagramm des Prozesses: (ABCD)=realer Prozess, (AB'CD')=idealer (reversibler) Prozess

Modellierung der Gasturbinenanlage Die adiabaten Vorgänge in Verdichter und Gasturbine lassen sich, nach Band 2 Anhang A, Gl. (I.27), durch

$$\frac{c_p}{R} \frac{dT}{T} - \frac{dp}{p} = 0 \quad \text{---} \quad \frac{T_1}{T_2} = \left(\frac{p_1}{p_2} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} = \left(\frac{p_1}{p_2} \right)^{\frac{R}{c_p}}$$

$$\text{mit } \kappa = \frac{c_p}{c_v} = \frac{c_v + R}{c_v} \quad \text{---} \quad \frac{\kappa - 1}{\kappa} = \frac{R}{c_p} \quad (2.14)$$

darstellen. Die temperaturabhängige Größe c_p wird dabei gemittelt.

Mit Bezug auf Abb. 2.8 und unter Berücksichtigung der Beziehungen (5.9) von Band 2, folgen die spezifischen Arbeiten von Verdichter und Turbine

$$w_T = \eta_{iT} c_{pT} (T_c - T'_D) = \eta_{iT} c_{pT} T_c \left(1 - \frac{T'_D}{T_c} \right) = \eta_{iT} c_{pT} T_c \left(1 - \frac{1}{x_T} \right)$$

$$w_V = \frac{1}{\eta_{iV}} c_{pV} (T'_B - T_A) = \frac{1}{\eta_{iV}} c_{pV} T_A \left(\frac{T'_B}{T_A} - 1 \right) = \frac{1}{\eta_{iV}} c_{pV} T_A (x_V - 1), \quad (2.15)$$

worin einfachheitshalber die vom Druckverhältnis abhängigen Ausdrücke analog Gl. (5.11) von Band 2 mit

$$x_T = \left(\frac{p_C}{p_D} \right)^{\frac{R}{c_{pT}}}, \quad x_V = \left(\frac{p_B}{p_A} \right)^{\frac{R}{c_{pV}}} \quad (2.16)$$

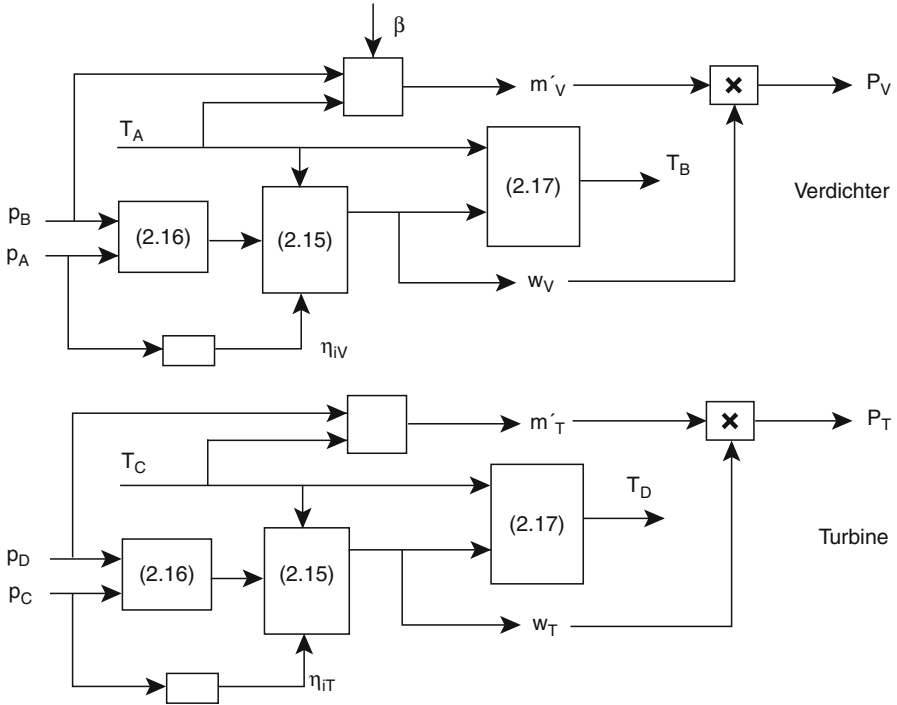


Abb. 2.9 Blockdiagramm von Verdichter und Gasturbine

bezeichnet wurden. Ferner folgen die Temperaturen immer aus den Gl. (5.9)

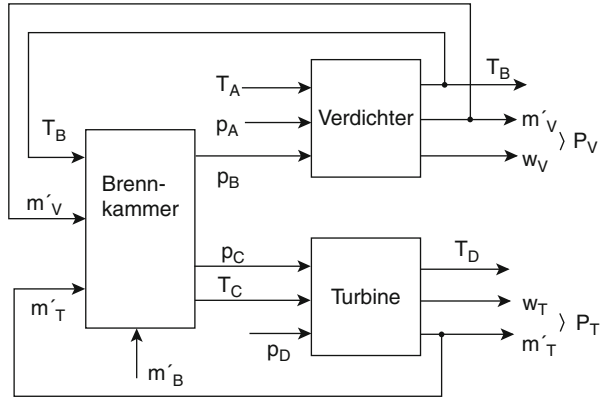
$$\begin{aligned}
 w_T &= c_{pT}(T_C - T_D) \quad \text{---} \succ \quad T_D = T_C - \frac{w_T}{c_{pT}} = T_C \left[1 - \eta_{iT} \left(1 - \frac{1}{x_T} \right) \right] \\
 w_V &= c_{pV}(T_B - T_A) \quad \text{---} \succ \quad T_B = T_A - \frac{w_V}{c_{pV}} = T_A \left[1 + \frac{1}{\eta_{iV}} (x_V - 1) \right].
 \end{aligned}
 \tag{2.17}$$

Aus den Massenströmen und den spezifischen Arbeiten folgen schließlich die Leistungen von Turbine und Verdichter und daraus die Antriebsleistung der Gasturbinengruppe (s. auch Band 2, Gl. 5.13)

$$P_T = m'_T w_T, \quad P_V = m'_V w_V, \quad P = P_T - P_V. \tag{2.18}$$

Die Beziehungen Gl. (5.15–5.18) von Band 2 werden vom Blockdiagramm Abb. 2.9 zusammengefasst. Die Wirkungsgrade können durch lineare Funktionen der Drücke dargestellt werden; für die Identifikation s. [4]. Ebenso lassen sich die Massenströme in Funktion von Druck und Temperatur folgendermaßen darstellen [4, 5]

$$\begin{aligned}
 m'_V &= p_A (k_{V1} - k_{V2} T_A) n \beta \\
 m'_T &= k_T \frac{pc}{\sqrt{T_C}},
 \end{aligned}
 \tag{2.19}$$

Abb. 2.10 Blockdiagramm der Gasturbinenanlage

worin die Drehzahl n im Normalbetrieb als konstant betrachtet werden kann und β die Stellung der Verdichterleitschaufeln beschreibt.

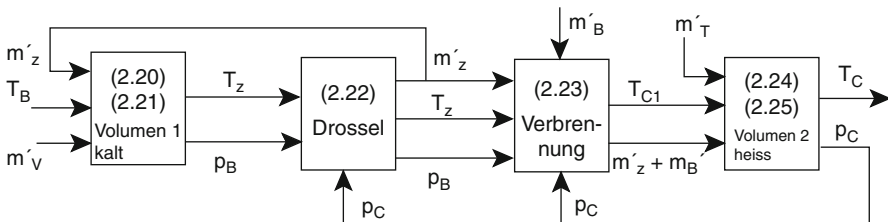
Zusammenfassend und durch Einführung der Brennkammer ergibt sich für die Gasturbinenanlage die Blockdiagramm-Darstellung von Abb. 2.10.

Das Brennkammermodell muss Druck p_C und Temperatur T_C am Turbineneingang sowie den Druck p_B am Verdichterausgang in Funktion der Eingangsgrößen ausdrücken. Diese sind die Massenströme von Turbine m'_T und Verdichter m'_V , die Verdichterausgangstemperatur T_B und der Brennstoffmassenstrom m'_B . Bei Berücksichtigung der Massen- und Energiebilanzen lässt sich die Brennkammer, entsprechend dem Blockdiagramm in Abb. 2.11 durch folgende Gleichungen darstellen [4]:

$$\frac{dp_B}{dt} = K_1 \kappa_1 T_z (m'_V - m'_z) \quad (2.20)$$

$$\frac{dT_z}{dt} = K_1 T_z [\kappa_1 m'_V T_B - (\kappa_1 - 1) m'_z T_z - m'_V T_z] \quad (2.21)$$

$$m'_z = k_z \sqrt{\frac{(p_C - p_B) p_B}{T_z}} \quad (2.22)$$

**Abb. 2.11** Blockdiagramm der Brennkammer. [4]

$$T_{C1} = \frac{k_B}{c_{pL} + \alpha c_{pB}} [\alpha \eta_B h_u - h_{0L} - \alpha h_{0B} + c_{pz} T_z] \quad (2.23)$$

$$\frac{dp_C}{dt} = K_2 \kappa_2 T_C (m'_z + m'_B - m'_T) \quad (2.24)$$

$$\frac{dT_C}{dt} = K_2 \frac{T_C}{p_C} [\kappa_2 (m'_z + m'_B) T_{C1} - (\kappa_2 - 1) m'_T T_C - (m'_z + m'_B) T_C] \quad (2.25)$$

Neu darin sind folgende Variablen: m'_z Luft-Massenstrom, T_z Lufttemperatur, T_{C1} Brennkammeraustrittstemperatur, $\alpha = m'_B/m'_z$ Brennstoff-Luft-Verhältnis. Ferner ist h_u der untere Heizwert, h_0 der Enthalpie-Offset (von Luft und Brennstoff) und η_B der Brennkammerwirkungsgrad.

2.2 Frequenzregelung im Inselnetz

In einem Inselnetz mit verschiedenen Kraftwerken oder Synchrongruppen laufen stationär alle Generatoren mit der gleichen, der Netzfrequenz entsprechenden (synchronen) Drehzahl. Bei einer plötzlichen Änderung der Verbraucherlast an irgendeiner Stelle des Netzes ergibt sich eine Neuverteilung der Ströme, insbesondere auch der Generatorströme. Die unterschiedliche Änderung der Generatorbelastung führt zu Abweichungen in der Drehzahl der einzelnen Synchrongruppen. Damit werden synchronisierende Kräfte wirksam (Band 1, Abschn. 6.6), die mit einer Schwingungsfrequenz von meist 1–10 rad/s (je nach Größe des Netzes, s. auch Kap. 3) und, sofern das Netz stabil ist, den Gleichlauf aller Generatoren wieder erzwingen.

2.2.1 Primärregelung

Da die Primärregelung deutlich langsamer reagiert als die Synchronisierkräfte (Schnittfrequenz ca. 0.1–1 rad/s), kann in erster Näherung ihre Interaktion mit den Synchronisiervorgängen vernachlässigt werden (Näheres dazu in Kap. 3). Für die folgenden Betrachtungen nehmen wir also an, dass alle Synchrongruppen bereits wiedersynchronisiert sind, d. h. eine Drehzahl aufweisen, die der momentanen Netzfrequenz entspricht. Für eine beliebige Gruppe gilt dann in p.u.

$$\Delta p_{ti} - \Delta p_i = T_{mi} \frac{dn_i}{dt},$$

oder in physikalischen Einheiten (P_{ri} = Nennleistung)

$$\frac{\Delta P_{ti}}{P_{ri}} - \frac{\Delta P_i}{P_{ri}} = T_{mi} \frac{1}{\omega_r} \frac{d\omega_i}{dt} = T_{mi} \frac{1}{f_r} \frac{df}{dt}.$$

Wird über alle n Synchrongruppen des Inselnetzes summiert, folgt

$$\sum_{i=1}^n \Delta P_{ti} - \sum_{i=1}^n \Delta P_i = \frac{1}{f_r} \frac{df}{dt} \sum_{i=1}^n P_{ri} T_{mi} = T_m \frac{1}{f_r} \frac{df}{dt} \sum_{i=1}^n P_{ri} \quad (2.26)$$

$$\text{mit } T_m = \frac{\sum_{i=1}^n P_{ri} T_{mi}}{\sum_{i=1}^n P_{ri}}.$$

Das Netz verhält sich nach der Synchronisierung wie ein Netz mit einem einzigen Generator mit der mittleren Anlaufzeitkonstante T_m . Daraus lässt sich der mittlere Drehzahl- oder Frequenzverlauf bei Störungen des Gleichgewichts berechnen. Die Änderung der Gesamtlast der Generatoren ist

$$\sum_{i=1}^n \Delta P_i = \Delta P_L + \Delta P_v, \quad (2.27)$$

worin ΔP_L die effektive Änderung der Verbraucherlast und ΔP_v die Änderung der Netzverluste darstellen.

Nach dem Einschwingen der primären Drehzahlregelung (typische Schnittfrequenzen sind 0.1–1 rad/s) gilt für jede Gruppe die stationäre Kennlinie Gl. (2.2), die durch Einführung der Frequenz in Hz und der Leistung in MW lautet

$$\frac{\Delta f}{f_r} = \Delta n_{soll} - \sigma_i \frac{\Delta P_{ti}}{P_{ri}}. \quad (2.28)$$

Nach der Leistung aufgelöst, und für $\Delta n_{soll} = 0$ (d. h. bei unverändertem Drehzahl-sollwert) folgt die stationäre Aufteilung der Last auf die einzelnen Gruppen

$$\frac{\Delta P_{ti}}{P_{ri}} = -\frac{1}{\sigma_i} \frac{\Delta f}{f_r}, \quad (2.29)$$

und umgekehrt, bei Berücksichtigung der Gl. (2.27), mit $\Delta P_{ti} = \Delta P_i$, die Frequenzabweichung entsprechend der Gesamtstatik σ des Inselnetzes

$$\frac{\Delta f}{f_r} = -\sigma_i \frac{\Delta P_{ti}}{P_{ri}} = -\sigma \frac{\Delta P_L + \Delta P_v}{\sum_{i=1}^n P_{ri}}, \quad \text{mit } \sigma = \frac{\sum_{i=1}^n P_{ri}}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{\sigma_i} P_{ri}}. \quad (2.30)$$

Jede Regelgruppe übernimmt demzufolge die Leistung

$$\frac{\Delta P_{ti}}{P_{ri}} = \frac{\sigma}{\sigma_i} \frac{\Delta P_L + \Delta P_v}{\sum_{i=1}^n P_{ri}}. \quad (2.31)$$

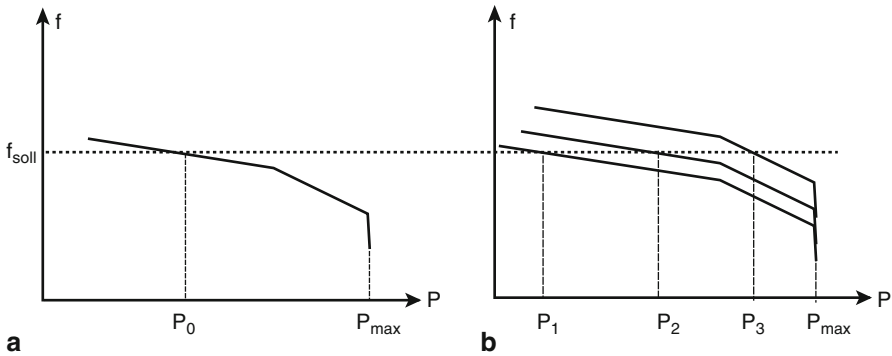


Abb. 2.12 Frequenz-Leistungskennlinie des Inselnetzes mit variabler Gesamtstatik σ und maximaler rotierender Leistung

An Stelle der Statik kann auch die reziproke *Leistungszahl der Gruppe* K_i bzw. des Netzes K (auch *Netzkennzahl* genannt) verwendet werden, definiert durch

$$K_i = \frac{P_{ri}}{\sigma_i f_r}, \quad K = \sum_{i=1}^n K_i = \sum_{i=1}^n \frac{P_{ri}}{\sigma_i f_r} = \frac{1}{\sigma} \frac{\sum_{i=1}^n P_{ri}}{f_r}, \quad (2.32)$$

welche in MW/Hz ausgedrückt wird. Bei progressiver Zunahme der Netzlast kann eine Gruppe die maximal mögliche Leistung erreichen, womit ihre Statik ab diesem Moment den Wert $\sigma_i = \infty$, bzw. die Leistungszahl den Wert null annimmt. Ihr Beitrag zur Netz-Leistungszahl entfällt, womit sich die Netzkennzahl verringert (bzw. die Gesamtstatik vergrößert). Die Frequenz-Leistungskennlinie des Netzes weist deshalb, wie in Abb. 2.12a veranschaulicht, Knicke auf. Sie ist außerdem leistungsmäßig begrenzt. Als *rotierende Reserve* wird die Differenz ($P_{\text{max}} - P_L$) zwischen der maximalen Leistung der bereitstehenden (rotierenden) Gruppen und der Netzlast bezeichnet. Es leuchtet ein, dass für einen sicheren Netzbetrieb eine genügende rotierende Reserve vorhanden sein muss.

Schließlich sei erwähnt, dass wenn die Last frequenzabhängig ist, also einen Selbstregelungseffekt aufweist, die entsprechende Leistungszahl additiv der Netzkennzahl hinzuzufügen ist.

2.2.2 Sekundärregelung

Die Frequenz entspricht nur für die Gesamtlast $P_L = P_0$ der Sollfrequenz. Um die Frequenz (Nennfrequenz) auch für andere Gesamtlasten P_1, P_2, P_3 einzuhalten, muss die Netzkennlinie parallel verschoben werden (Abb. 2.12b). Dies besorgt die *zentrale Sekundärregelung*, die, um Interaktionen zu vermeiden, eine Größenordnung langsamer als die Primärregelung arbeitet (0.01–0.1 rad/s). Der Sekundärregler, meist

ein Integralregler, misst die Frequenz und steuert mit der Frequenzabweichung Δf die Sollwerte der Primärregler der *Regelkraftwerke* (Δn_{soll} , bzw. Δp_{soll}). Der Sekundärregler oder *Netzregler* bestimmt oft auch (über die Statik bzw. Leistungszahl), welchen Anteil die einzelnen Regelkraftwerke an der Sekundärregelung haben sollen. Wird z. B. Δn_{soll} entsprechend

$$\Delta n_{\text{soll}} = -\frac{1}{sT_s} \frac{\Delta f}{f_r} \quad (2.33)$$

verändert¹, wobei die Integrationszeit T_s der Sekundärregelung meist die Größenordnung Minute aufweist, folgt durch Einsetzen in Gl. (2.28) der Frequenzverlauf

$$\frac{\Delta f}{f_r} = -\frac{sT_s}{1+sT_s} \sigma_i \frac{\Delta P_{ti}}{P_{ri}} = -\frac{sT_s}{1+sT_s} \sigma \frac{\Delta P_L + \Delta P_v}{\sum_{i=1}^n P_{ri}}, \quad (2.34)$$

d. h. dem Primärregelungsvorgang, der zum Gleichgewicht Gl. (2.30) führt, überlagert sich ein Sekundärregelungsvorgang, der mit der Zeitkonstanten T_s die Frequenzabweichung zum Verschwinden bringt.

2.3 Frequenzleistungsregelung im Verbund

Mit den Definitionen

$$\Delta P_{ti} = P_{ti} - P_{0ti}, \quad P_t = \sum_{i=1}^n P_{ti} \quad \text{---} \quad \sum_{i=1}^n \Delta P_{ti} = P_t - P_{0t}, \quad (2.35)$$

worin P_t die momentane Gesamtleistung der Turbinen des Netzes und P_{0t} deren stationären Anfangszustand (Arbeitspunkt) bedeuten, folgt aus den Gl. (2.29–2.32)

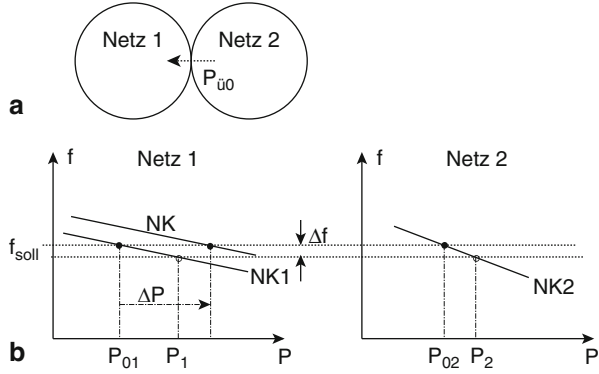
$$P_t - P_{0t} = -K \Delta f. \quad (2.36)$$

Die Leistungszahl des Netzes oder die Netzkennzahl K drückt die Fähigkeit des Netzes aus, im Fall einer Frequenzänderung rasch eine entsprechende Leistung zur Wiederherstellung des Gleichgewichts und somit zur Frequenzhaltung bereitzustellen. Die Netzkennzahl ist, von Selbstregelungseffekten abgesehen, die Summe der Leistungszahlen der Regelkraftwerke.

Die Netzkennzahl des UCPTE-Netzes nahm von 1976–1996 von knapp 20.000 MW/Hz auf rund 30.000 MW/Hz zu. Durch die Zuschaltung des Centrel-Netzes (s. Band 1, Abschn. 1.3) erhöhte sich die Netzkennzahl auf rund 40.000 MW/Hz. Der Selbstregelungseffekt der Last ist ca. mit 25 % an der Netzkennzahl beteiligt [1].

Zwei unabhängig geführte Netze, die eine programmierte Leistung $P_{ü0}$ (Übergabeleistung) austauschen (Abb. 2.13a) und deren Netzkennlinien NK1 und NK2 in Abb. 2.13b dargestellt sind, seien nun betrachtet. Die stationären Leistungen sind P_{01}

Abb. 2.13 Sekundärregelung im Netzverbund, NK1 Netzkennlinie Netz 1, NK2 Netzkennlinie Netz 2, NK Netzkennlinie Netz 1 nach Eingreifen der Sekundärregelung



und P_{02} . Tritt in Netz 1 eine Belastungsänderung ΔP auf, ändert die Netzfrequenz um Δf , und wegen Gl. (2.36) gilt

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_1 &= P_1 - P_{01} = -K_1 \Delta f \\ \Delta P_2 &= P_2 - P_{02} = -K_2 \Delta f \end{aligned} \right\} \Delta P = -(K_1 + K_2) \Delta f \quad (2.37)$$

Die Belastungsänderung wird teils durch die Kraftwerke des Netzes 1 und teils durch die des Netzes 2 entsprechend ihren Leistungszahlen kompensiert. Wird einfachheitshalber angenommen, die Verbraucherlast in Netz 2 sei frequenzunabhängig (kein Selbstregelungseffekt), tritt die Leistungsänderung in Netz 2 voll als Änderung der Übergabeleistung an der Kuppelstelle auf

$$\Delta P_{\bar{u}} = -K_2 \Delta f = \frac{K_2}{K_1 + K_2} \Delta P. \quad (2.38)$$

Diese Abweichung der Übergabeleistung vom vereinbarten Programm ist als vorübergehende Unterstützung durch Netz 2 zu verstehen und muss vom Netzregler (Sekundärregler) von Netz 1 zurückkorrigiert werden. Die Unterstützung ermöglicht z. B. die rotierende Reserve zu reduzieren. Die Netzregler beider Netze verwenden als Eingangssignal (Fehlersignal F) die Größe

$$F = \Delta f + \frac{\Delta P_E}{K}, \quad (2.39)$$

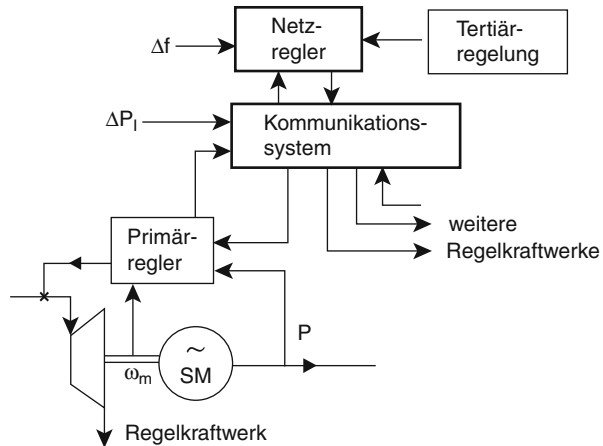
mit P_E = exportierte Leistung. Für Netz 2 ist $\Delta P_E = \Delta P_{\bar{u}}$, und man erhält aus Gl. (2.38)

$$F_2 = \Delta f + \frac{\Delta P_{\bar{u}}}{K_2} = \Delta f - \Delta f = 0. \quad (2.40)$$

Richtigerweise reagiert also Netz 2 nicht. Für Netz 1 ist hingegen $\Delta P_1 = -\Delta P_{\bar{u}}$, und es folgt

$$\Delta f - \frac{\Delta P_{\bar{u}}}{K_1} = \Delta f \left(1 + \frac{K_2}{K_1} \right). \quad (2.41)$$

Abb. 2.14 Gesamtaufbau der Netzregelung



Der Sekundärregler von Netz 1 (PI-Regler) integriert diese Regelabweichung und bringt sie durch Korrektur der Sollwerte der Primärregler der Regelkraftwerke innerhalb ca. einer Minute zum Verschwinden. Damit wird $\Delta f = 0$, und wegen (2.34) wird auch $\Delta P_{ii} = 0$. Die sich ergebende neue Kennlinie NK für Netz 1 ist in Abb. 2.13b eingezeichnet.

Weisen Netz 1 oder 2 weitere Kuppelleitungen mit anderen Netzen auf, beteiligen sich alle Netze des Verbundes vorübergehend an der Frequenzhaltung, nur der Netzregler des von der Laständerung betroffenen Netzes 1 führt jedoch die Leistungskorrektur aus. Die gleichen Vorgänge spielen sich ab, wenn das Leistungsungleichgewicht statt durch eine Änderung der Verbraucherlast z. B. durch den Ausfall eines Netzteils oder eines Kraftwerks verursacht wird.

Der Gesamtaufbau der Netzregelung ist in Abb. 2.14 skizziert. Alle Übergabeleistungen an den Kuppelstellen sowie Generatorleistungen werden über Telekommunikation an die zentrale Leitstelle übermittelt. Durch Messung der Frequenzabweichung und Ermittlung der momentanen Leistungszahl (reziprok zur Gesamtstatik) des Netzes findet hier die Berechnung des Steuersignals $\Delta f - \Delta P/K$ für den Sekundärregler statt. Bei der Berechnung von K kann auch der Beitrag der Selbstregelung durch die Frequenzabhängigkeit der Last berücksichtigt werden [3]. Der Sekundärregler integriert dieses Signal (PI-Regler) und erteilt die Stellbefehle für die Sollwerte der Primärregler der Regelkraftwerke.

Die Leistungsverteilung wird vorprogrammiert und laufend vom übergeordneten tertiären Rechner ermittelt unter Berücksichtigung von ökonomischen und Sicherheitsvorgaben (Kap. 9).

Literatur

1. Asal H., Grebe E., Madsen B., Weber H.: Kennzahlen der Primärregelung im UCTE-Netz und künftige Anforderungen. Elektrizitätswirtschaft (1997), 4

2. Dolezal R.: Kombinierte Gas- und Dampfkraftwerke. Springer, Berlin, Heidelberg, New York (2001)
3. Machowsky J., Bialek J.W., Bumby J.R.,: Power system dynamics and stability. John Wiley & Sons (1998)
4. Schulze J.: Ein robuster Digitalregler für einen Kraftwerksgenerator mit Gasturbine. Diss. TU Braunschweig (1993)
5. Traupel W.: Thermische Turbomaschinen Bd 1 und Bd 2, Springer, Berlin, Heidelberg, New York (1982)

Kapitel 3

Synchronisierung und Polradwinkelstabilität

Kapitel 2 behandelt die Frage der Frequenzabweichungen und der Frequenzregelung unter der Annahme, die Synchronisiervorgänge seien unter Wahrung der Stabilität des Netzes erfolgreich abgeschlossen. Es bleibt zu klären, welche Bedingungen erfüllt sein müssen, damit dies tatsächlich auch eintritt.

Die Dynamik eines komplexen Gebildes wie das Verbundnetz kann nur durch Simulationsprogramme exakt berechnet werden. Für das Verständnis der sich abspielenden Vorgänge ist jedoch eine Schematisierung von Vorteil. In Band 1, Abschn. 6.6, wurde das Problem der Synchronisierung und Stabilität einer Synchrongruppe, die mit einem starken Netz gekoppelt ist, behandelt (Grenzfall des unendlich starken oder starren Netzes). Dieses Schema beschreibt einerseits angenähert das Verhalten eines in ein starkes Verbundnetz einspeisenden Kraftwerks, dient andererseits auch als Einstieg in die allgemeine Problematik der Netzstabilität. Zunächst wird deshalb dieser Ansatz wieder aufgegriffen und vertieft (Abschn. 3.1–3.4) und danach das Mehrmaschinensystem behandelt (Abschn. 3.5–3.7).

3.1 Synchrongruppe am starren Netz

3.1.1 Torsionsschwingungen

Sollen auch die Torsionsvorgänge zwischen Turbine und Generator berücksichtigt werden (wenn nicht, s. Abschn. 3.1.2), kann (z. B. für ein Wasserkraftwerk) das Zweimassen-Schema in Abb. 3.1a zugrunde gelegt werden. Darin sind M_a das Antriebsmoment und M das Belastungsmoment der Gruppe, K_{12} die Torsionssteifigkeit, K_{D12} der Dämpfungskoeffizient der mechanischen Schwingungen und ω_m , δ_m die mechanische Kreisfrequenz und der Positionswinkel der rotierenden Massen. Es folgen die Gleichungen im Bildbereich (s. dazu auch Band 1, Abschn. 6.6.7.1).

$$\begin{aligned}M_a - M_{12} &= s J_1 \omega_{m1} = s^2 J_1 \delta_{m1} \\M_{12} - M &= s J_{21} \omega_{m2} = s^2 J_2 \delta_{m2} \\M_{12} &= K_{12}(\delta_{m1} - \delta_{m2}) + K_{D12} \frac{d(\delta_{m1} - \delta_{m2})}{dt}\end{aligned}\tag{3.1}$$

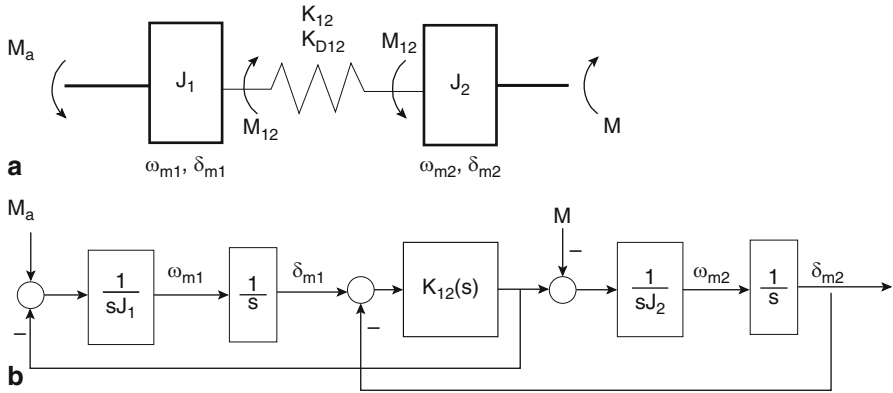


Abb. 3.1 Gruppenwelle bei Berücksichtigung der Torsion **a** Mechanisches Modell **b** Blockschaltbild mit $K_{12}(s) = K_{12} + sK_{D12} = K_{12}(1 + sT_{12})$

und das entsprechende Blockschaltbild Abb. 3.1b. Aus den Gleichungen folgt der Zusammenhang

$$(J_1 + J_2) s^2 \delta_{m2} = (J_1 + J_2) s \omega_{m2} = \frac{[M_a - k_1(s)M]}{k(s)}$$

$$k_1(s) = 1 + \frac{s^2 J_1}{K_{12}(1 + sT_{12})}$$

mit

$$k(s) = 1 + \frac{s^2 J_1 J_2}{(J_1 + J_2) K_{12}(1 + sT_{12})},$$

der sich für $K_{12} \rightarrow \infty$ (womit $k_1(s) = k(s) = 1$) auf Gl. (6.107), Band 1, reduziert, mit dem Gesamtträgheitsmoment $J = J_1 + J_2$. Die Kreisfrequenz der Torsionsschwingungen ist (Annahme $M = \text{konstant}$)

$$v_t = \sqrt{\frac{K_{12}(J_1 + J_2)}{J_1 J_2}}. \quad (3.2)$$

Das Blockschaltbild Abb. 3.1b lässt sich leicht ergänzen für Systeme, die weitere rotierende Massen, wie z. B. die Erregermaschine oder bei thermischen Kraftwerken Hochdruck-, Mitteldruck- und Niederdruckturbine, einschließen.

Für das Mehrmassenmodell ist eine Darstellung im Zustandsraum zweckmäßig. Die Gl. (3.1) lauten für n Massen

$$M_i + M_{(i-1),i} - M_{i,(i+1)} = sJ_i \omega_{mi} = s^2 J_i \delta_{mi}, \quad i = 1 \dots n$$

$$M_{(i-1),i} = K_{(i-1),i} (\delta_{m(i-1)} - \delta_{mi}) + K_{D(i-1),i} \frac{d(\delta_{m(i-1)} - \delta_{mi})}{dt}, \quad i = 2 \dots n$$

$$\text{mit } M_{01} = 0, \quad M_{n(n+1)} = 0, \quad M_n = -M, \quad M_1 \dots M_{n-1} = \text{Antriebsmomente.}$$

(3.3)

Für die Zustandsraumgleichungen

$$\frac{dx}{dt} = Ax + Bu, \quad y = x$$

$$\text{mit } x_1 = \begin{pmatrix} \omega_{m1} \\ \vdots \\ \omega_{mn} \end{pmatrix}, \quad x_2 = \begin{pmatrix} \delta_{m1} \\ \vdots \\ \delta_{mn} \end{pmatrix}, \quad x = \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \end{pmatrix}, \quad u = \begin{pmatrix} M_1 \\ \vdots \\ M_n \end{pmatrix} \quad (3.4)$$

erhält man z. B. für $n=4$

$$A_1 = \begin{vmatrix} -\frac{K_{D12}}{J_1} & \frac{K_{D12}}{J_1} & 0 & 0 \\ \frac{K_{D12}}{J_2} & -\frac{(K_{D12} + K_{D23})}{J_2} & \frac{K_{D23}}{J_2} & 0 \\ 0 & \frac{K_{D23}}{J_3} & -\frac{(K_{D23} + K_{D34})}{J_3} & \frac{K_{D34}}{J_3} \\ 0 & 0 & \frac{K_{D34}}{J_4} & -\frac{K_{D34}}{J_4} \end{vmatrix}$$

$$A_2 = \begin{vmatrix} -\frac{K_{12}}{J_1} & \frac{K_{12}}{J_1} & 0 & 0 \\ \frac{K_{12}}{J_2} & -\frac{(K_{12} + K_{23})}{J_2} & \frac{K_{23}}{J_2} & 0 \\ 0 & \frac{K_{23}}{J_3} & -\frac{(K_{23} + K_{34})}{J_3} & \frac{K_{34}}{J_3} \\ 0 & 0 & \frac{K_{34}}{J_4} & -\frac{K_{34}}{J_4} \end{vmatrix}, \quad (3.5)$$

$$B_1 = \begin{vmatrix} \frac{1}{J_1} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{J_2} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{J_3} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{1}{J_4} \end{vmatrix}$$

$$A = \begin{vmatrix} A_1 & A_2 \\ E & 0 \end{vmatrix}, \quad B = \begin{vmatrix} B_1 \\ 0 \end{vmatrix}, \quad \text{mit } E = \text{Einheitsmatrix.}$$

Die auftretenden Eigenfrequenzen, die durch Auswertung der Systemmatrix **A** erhalten werden (Anhang A), liegen i. d. R. zwischen 5 Hz und einige 10 Hz und interferieren wenig mit den deutlich langsameren elektromechanischen Synchronisierpendelungen (meist 1–2 Hz). Für die folgenden Betrachtungen sei der Einfluss

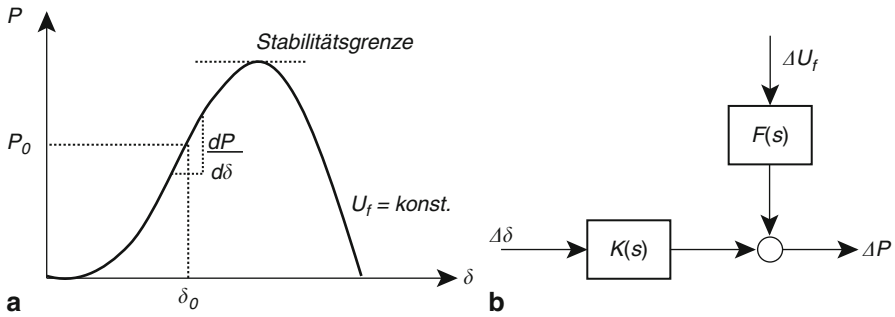


Abb. 3.2 Synchronmaschine am starren Netz: elektrische Wirkleistung P in Abhängigkeit vom Polradwinkel δ **a** Allgemeiner Verlauf für konstante Polradspannung und Stabilitätsgrenze **b** Blockdiagramm für kleine Änderungen (Netzspannung konstant)

der Torsionselastizität vernachlässigt; Weiteres, insbesondere in Zusammenhang mit subsynchronen Schwingungen, ist in den Abschn. 3.3.2 und 3.4 zu finden.

3.1.2 Störungen des Gleichgewichts

Die statische Abhängigkeit der elektrischen Leistung vom Polradwinkel ist nicht-linear und wird qualitativ von Abb. 3.2a dargestellt. Dynamisch gilt für kleine Änderungen durch Linearisierung und bei Vernachlässigung des Statorwiderstandes Blockschaltbild Abb. 3.2b (Band 1, Abschn. 6.6.7.2). Die von $K(s)\Delta\delta$ ausgedrückte Leistungsänderung ist frequenzabhängig, wobei $K(s)$ gemäß Band 1, Gl. (6.117), für einen gegebenen Betriebspunkt (Index 0) von

$$K(s) = Q_0 + 3 \frac{U_{d0}^2}{X_d(s)} + 3 \frac{U_{q0}^2}{X_q(s)} = Q_0 + 3U_0^2 \left(\frac{\sin^2 \delta_0}{X_d(s)} + \frac{\cos^2 \delta_0}{X_q(s)} \right) \quad (3.6)$$

gegeben ist. Die Frequenzabhängigkeit von $K(s)$ ist durch den Frequenzverlauf von $1/X_d(s)$ und $1/X_q(s)$ bestimmt, dazu s. Gl. (1.3). Ist die Schwingungsfrequenz ν bekannt (s. Band 1, Gl. 6.112), lässt sich schreiben

$$K(j\nu) = K_s(\nu) + j\nu K_d(\nu) = P'_s + j\nu W_d, \quad (3.7)$$

und die Polradbewegung lautet entsprechend Band 1, Gl. (6.110) und (6.125)

$$\Delta P_a = \Delta P + \frac{J\omega_s}{p^2} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P'_s \Delta \delta + W_d \frac{d\delta}{dt} + \frac{J\omega_s}{p^2} \frac{d^2 \delta}{dt^2}. \quad (3.8)$$

ΔP_a ist die mechanische und ΔP die elektrische Leistung, die sich unterteilt in *synchrone Leistung* $P'_s \Delta \delta$ (P'_s = synchronisierende Leistung) und *asynchrone Leistung* $W_d(d\delta/dt)$. Letztere ist proportional zur Drehzahlabweichung, d. h. zum Schlupf, und wirkt dämpfend. Näheres zur Dynamik der kleinen Schwingungen ist in Abschn. 3.2 zu finden.

3.1.2.1 Statische Stabilität

Grundlagen zum *Stabilitätsbegriff* sind in Anhang A, Abschn. A.2 zu finden. Die *stationäre Abhängigkeit* der elektrischen Leistung vom Polradwinkel ist in Band 1, Abschn. 6.6.4, hergeleitet worden (Gl. 6.99). In p.u. lautet diese Beziehung

$$p = \frac{ue_p}{x_d} \sin \delta + \frac{1}{2} u^2 \frac{x_d - x_q}{x_d x_q} \sin(2\delta) \quad (3.9)$$

(e_p = p.u. Polradspannung). Die *statische Stabilitätsgrenze* (s. dazu auch Band 1, Abschn. 6.6) erhält man (Abb. 3.2a) für $dp/d\delta = 0$.

Zwischen Spannung und Polradspannung besteht im stationären Zustand die p.u. Beziehung

$$\begin{aligned} u_d &= x_q i_q \\ u_q &= e_p - x_d i_d \end{aligned} \quad (3.10)$$

3.1.2.2 Stabilität im Kurzzeitbereich

Für die SM mit lamellierten Polen ($x'_q = x_q$) sind die Gl. (3.10) im Kurzzeitbereich gemäß Abschn. 1.1, Gl. (1.11), durch die folgenden zu ersetzen

$$\begin{aligned} u_d &= x'_q i_q \\ u_q &= e_q - x'_d i_d. \end{aligned} \quad (3.11)$$

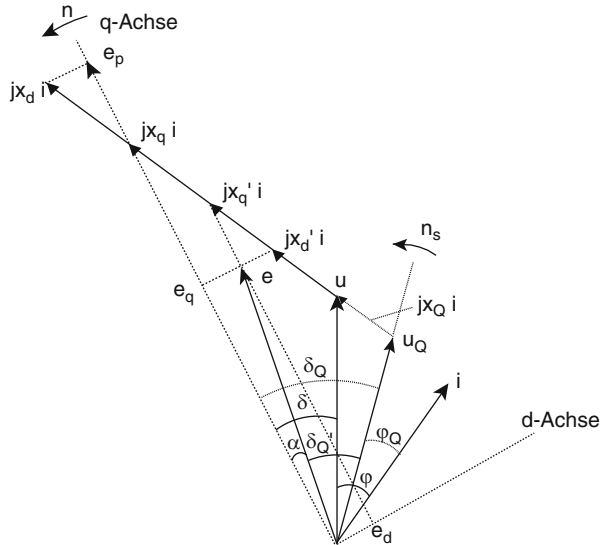
An Stelle der synchronen Reaktanzen treten die transienten Reaktanzen, und die Polradspannung wird durch die zur Rotor-Hauptflussverkettung proportionalen EMK e ersetzt (deren d-Komponente im betrachteten Fall null ist). Diese EMK ist unmittelbar nach der Störung gleich zur transienten Polradspannung e'_p (s. dazu auch Band 1, Abschn. 6.4.1) und ändert dann nach Gl. (1.11) relativ langsam mit der Zeitkonstanten T'_{d0} unter dem Einfluss der Spannungsregelung. Die im *Kurzzeitbereich* wirksame *synchrone Leistung* folgt aus (Gl. 3.9), wenn x_d durch x'_d und e_p durch e_q ersetzt wird. Wird schließlich e_q durch den transienten Anfangswert e'_p ersetzt, folgt die transiente synchrone Leistung p_s (Band 1, Abschn. 6.6.7.3, Gl. 6.127).

Auch die transiente Leistung hat einen qualitativen Verlauf etwa nach Abb. 3.2a, und $p'_s = dp_s/d\delta$ stellt die *transiente Leistung* dar. Die *transiente Stabilität* ergibt sich für $dp_s/d\delta = 0$.

Im allgemeineren Fall mit $x'_q < x_q$ (SM mit massiven Polen) kann vom Zeigerdiagramm (Abb. 3.3) und den entsprechenden Kurzzeit-Gleichungen (1.8) ausgegangen werden

$$\begin{aligned} u_d &= e_d + x'_q i_q = u \sin \delta \\ u_q &= e_q - x'_d i_d = u \cos \delta. \end{aligned} \quad (3.12)$$

Abb. 3.3 Stationäres und Kurzzeit-Zeigerdiagramm der Synchronmaschine



Nach den Strömen aufgelöst und in die Leistungsgleichung $p = u_d i_d + u_q i_q$ (Band 1, Gl. 6.80) eingesetzt, folgt

$$p_s = \frac{ue_q}{x'_d} \sin \delta - \frac{ue_d}{x'_q} \cos \delta - \frac{1}{2} u^2 \frac{x'_q - x'_d}{x'_d x'_q} \sin(2\delta). \quad (3.13)$$

Die Abb. 3.4a und 3.4b zeigen den typischen Verlauf der stationären und der transienten synchronen Leistung ($e_q = e_{pq}'$, $e_d = e_{pd}'$) für eine Schenkelpolmaschine mit lamellierten Polen ($x'_q = x_q$, womit $e_d = 0$) und einen Turbogenerator ($e_d \neq 0$), wobei $u = 1$ p.u. angenommen und e_p und e_p' für den Belastungszustand (P_0, δ_0) berechnet wurden.

Bei Störung des Gleichgewichts in (P_0, δ_0) wird nach dem raschen Abklingen der subtransienten Vorgänge die Leistung zunächst dem transienten Verlauf folgen.

3.1.3 Wirkung der Netzreaktanz

Ist die SM über eine Reaktanz $X_Q(\Omega)$ (Transformator, Leitung, Kurzschlussreaktanz des Netzes) mit dem starren Netz verbunden (Abb. 3.5), können alle hergeleiteten Beziehungen mit den in Band 1, Abschn. 6.6.6, Gl. (6.106) angegebenen Substitutionen weiter verwendet werden. An Stelle der Spannung u tritt die Spannung u_Q , zu den p.u. Reaktanzender SM muss $x_Q = X_Q/Z_r$ hinzugefügt werden $\Rightarrow x_{dQ} = x_d + x_Q$, $x_{qQ} = x_q + x_Q$ usw., und δ ist durch δ_Q zu ersetzen. Wieder kann Bezug auf Zeigerdiagramm 3.3 genommen werden.

Abb. 3.4 Stationäre und transiente Leistung der SM am starren Netz **a** Schenkelpolmaschine mit lamellierten Polen **b** Turbogenerator

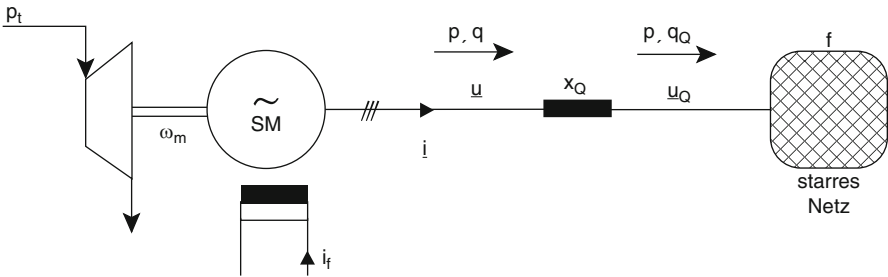
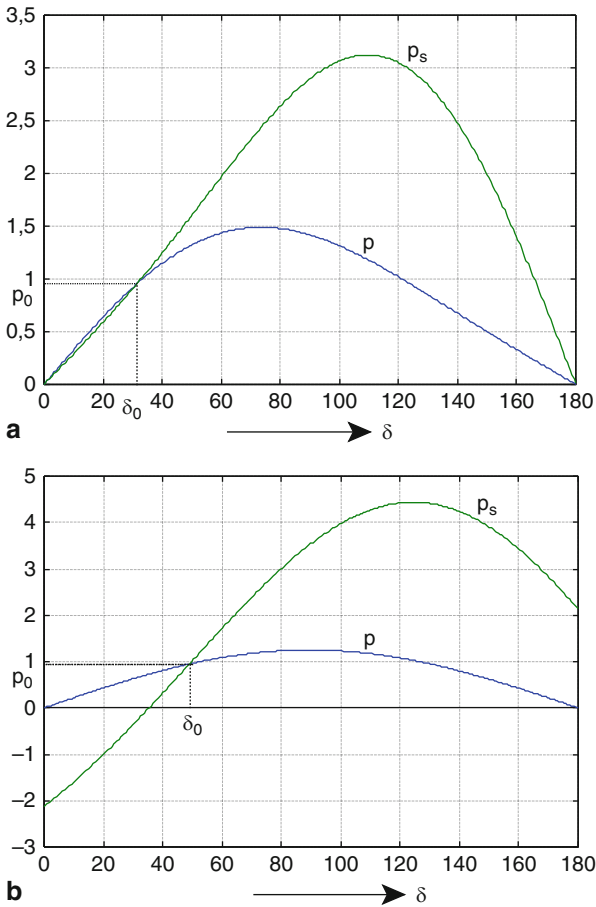


Abb. 3.5 Mit dem starren Netz über die Reaktanz x_Q gekoppelte SM

3.1.4 Statische Stabilität der unregelten SM

Für Wirk- und Blindleistung der SM gilt (Gl. 3.9 und Band 1, Gl. 6.99)

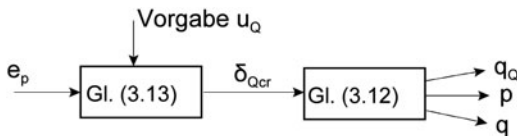
$$\begin{aligned}
 p &= \frac{u_q e_p}{x_{dQ}} \sin \delta_Q + \frac{1}{2} u_Q^2 \frac{x_{dQ} - x_{qQ}}{x_{dQ} x_{qQ}} \sin(2\delta_Q) \\
 q_Q &= \frac{u_Q e_p}{x_{dQ}} \cos \delta_Q - \frac{u_Q^2}{x_{dQ}} \cos^2 \delta_Q - \frac{u_Q^2}{x_{pQ}} \sin^2 \delta_Q \\
 q &= q_Q + x_Q i^2 = q_Q + x_Q \frac{p^2 + q_Q^2}{u_Q^2}.
 \end{aligned} \tag{3.14}$$

Bei unregelter Spannung u ist die Polradspannung e_p konstant. Aus $dp/d\delta_Q = 0$ folgt die Bedingung für den kritischen Polradwinkel:

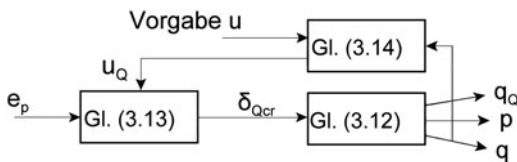
$$\begin{aligned}
 \cos^2 \delta_{Qcr} + a \cos \delta_{Qcr} - 0.5 &= 0, \quad \text{mit} \quad a = \frac{1}{2} \frac{x_{dQ}}{(x_{dQ} - x_{dQ})} \frac{e_p}{u_Q} \\
 \cos \delta_{Qcr} &= -\frac{a}{2} + \sqrt{\frac{a^2}{4} + 0.5}.
 \end{aligned} \tag{3.15}$$

Wird in Gl. (3.14) der kritische Polradwinkel eingesetzt und werden e_p und q_Q eliminiert, erhält man die statische Stabilitätsgrenze in der (p, q) -Ebene (s. auch Band 1, Gl. 6.104).

Numerisch wird nach folgendem Schema vorgegangen:



Die Stabilitätsgrenze wird stark von der Netzreaktanz beeinflusst, wie das Beispiel Abb. 3.6a veranschaulicht. Die Fähigkeit der SM, Blindleistung aufzunehmen, wird durch den Blindleistungsbedarf der Reaktanz x_Q reduziert. Die Verschlechterung ist vor allem auf die Reduktion der Spannung u zurückzuführen. Wird nämlich die Spannung u vorgegeben, ist der Einfluss der Netzreaktanz geringer, wie das Beispiel in Abb. 3.6b zeigt. Die Stabilitätsgrenzen von Abb. 3.6b lassen sich iterativ bestimmen mit folgendem Schema



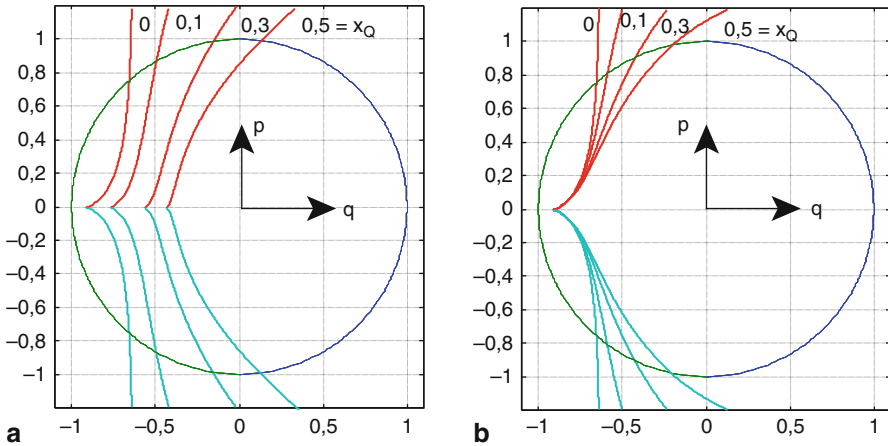


Abb. 3.6 Statische Stabilitätsgrenzen der unregelmäßigten SM am starren Netz für verschiedene Werte der Netzreaktanz, $x_d = 1,6$ p.u., $x_q = 1,1$ p.u. **a** $u_Q = 1$ p.u., u variabel **b** $u = 1$ p.u., u_Q variabel

mit den zusätzlichen Bedingungen

$$s_Q = \sqrt{p^2 + q^2} - \cos \varphi_Q = \frac{p}{s_Q}, \quad s = \sqrt{p^2 + q^2} - \cos \varphi = \frac{p}{s}$$

$$u_Q = u \frac{\cos \varphi}{\cos \varphi_Q}.$$

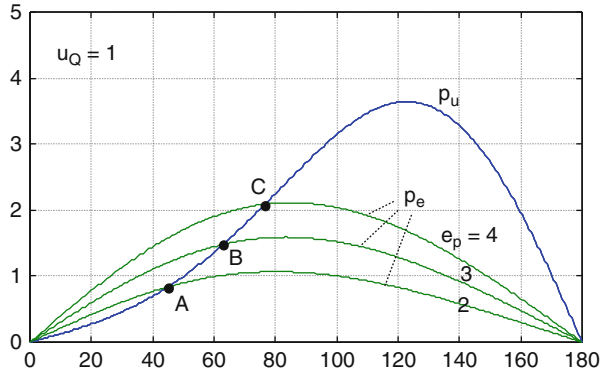
Um Missverständnissen vorzubeugen, sei vermerkt, dass in beiden Fällen der Abb. 3.6 der kritische Polradwinkel der Gl. (3.15) entspricht ($e_p = \text{konstant}$, d. h. unregelmäßigte SM, auch wenn u konstant ist). Im Abschn. 3.1.5 wird hingegen e_p variiert (geregelmäßigte SM) und u_Q konstant gehalten.

3.1.5 Statische Stabilität mit Spannungsregelung

Der Zusammenhang zwischen Wirkleistung und Polradwinkel lässt sich durch Einführung der Park'schen Komponenten mit den folgenden aus dem Zeigerdiagramm Abb. 3.3 leicht ableitbaren Beziehungen bestimmen

$$\begin{aligned} u_Q \cos \delta_Q &= e_p - x_d i_d \\ u_Q \sin \delta_Q &= x_q i_q \\ u_q &= e_p - x_d i_d \\ u_d &= x_q i_q \\ u^2 &= u_d^2 + u_q^2. \end{aligned} \tag{3.16}$$

Abb. 3.7 Stationäre Wirkleistung in Abhängigkeit vom Polradwinkel δ_Q für $x_d = 1,6$, $x_q = 1,1$, $x_Q = 0,3$ und $u_Q = 1$ p.u. p_e = Leistung der ungeregelten SM (Polradspannung $e_p = \text{konst.}$, Punkt C entspricht $e_{p\max}$), p_u = Leistung der geregelten SM ($u = 1$)



Werden i_d , i_q , u_d , u_q eliminiert, folgt die Polradspannung e_p

$$e_p = -\frac{x_d}{x_Q} u_Q \cos \delta_Q + \sqrt{\left(\frac{x_d Q}{x_Q} u\right)^2 - \left(\frac{x_q}{x_Q} u_Q \sin \delta_Q\right)^2},$$

die in Gl. (3.14) eingesetzt, zu

$$p = \sqrt{\left(\frac{x_d Q}{x_Q} u\right)^2 - \left(\frac{x_q}{x_Q} u_Q \sin \delta_Q\right)^2} \cdot \frac{u_Q}{x_d Q} \sin \delta_Q - \frac{1}{2} \frac{u_Q^2}{x} \sin(2\delta_Q)$$

(3.17)

mit $x = \frac{x_d Q x_q x_Q}{x_d x_q Q + x_Q (x_d - x_q)}$

führt. Abbildung 3.7 zeigt für eine feste Netzspannung ($u_Q = 1$ p.u.) den Verlauf der Leistung der geregelten SM ($u = 1$ p.u.) entsprechend Gl. (3.17), und jener der ungeregelten SM gemäß Gl. (3.12) für drei Werte der Polradspannung.

Die statische Stabilität der spannungsgeregelten SM ist bei Betrieb in den Punkten A, B oder C *deutlich besser* als jene der ungeregelten SM: die synchronisierende Leistung $dP/d\delta_Q$ und der Abstand zur Stabilitätsgrenze, die einem Polradwinkel von weit mehr als 90° entspricht, sind erheblich größer, dies *jedoch mit folgenden Einschränkungen*.

Die *thermische Grenze* des Erregerstromes entspricht i. d. R einer Polradspannung von 2–3 p.u., liegt also zwischen A und B. Vorübergehend können höhere Werte erreicht werden, doch wird die Polradspannung (besser der Polradfluss, s. Band 1, Abschn. 6.4.1.1) durch das Erregersystem meist auf $e_{p\max} \approx 4$ p.u. begrenzt. Wird die *Begrenzung wirksam*, also ab Punkt C, wird die Leistung nicht mehr der Kurve p_u , sondern der Kurve p_e folgen. Um zu vermeiden, dass bei wirksamer Begrenzung die SM aus dem Tritt fällt, muss der Punkt C stabil sein, d. h. diesseits des Scheitelwerts der Kurve p_e für $e_p = e_{p\max}$ bleiben. Faktisch heißt das, dass die

Abb. 3.8 Stationäre Wirkleistung in Abhängigkeit vom Polradwinkel δ_Q für $x_d = 1,6$, $x_q = 1,1$, $x_Q = 0,3$ und Netzspannung $u_Q = 0,8$ und $1,2$ p.u., p_e = Leistung der unregulierten SM (Polradspannung $e = \text{konst.}$), p_u = Leistung der geregelten SM ($u = 1$)

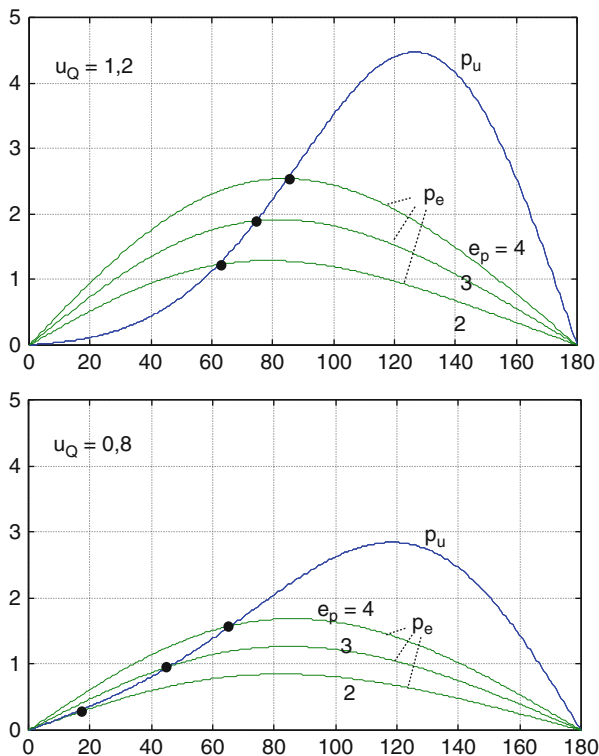
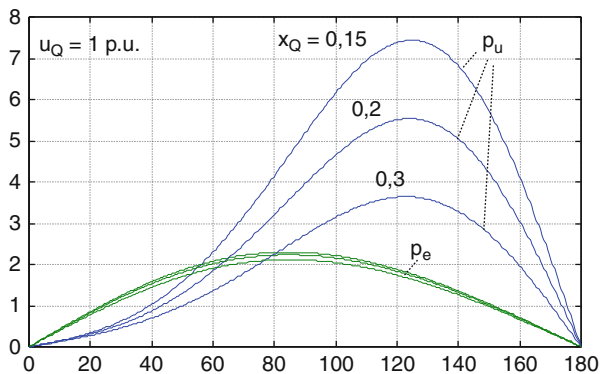


Abb. 3.9 Stationäre Wirkleistung in Abhängigkeit vom Polradwinkel δ_Q für $x_d = 1,6$, $x_q = 1,1$, $u_Q = 1$ p.u. Und drei Werte der Netzreaktanz x_Q , p_e = Leistung der unregulierten SM (Polradspannung $e_p = 4$ p.u.), p_u = Leistung der geregelten SM ($u = 1$ p.u.)



statischen Stabilitätsgrenzen der Abb. 3.6b auch bei Regelung nicht überschritten werden können.

Für andere Werte der Netzspannung u_Q ergeben sich ähnliche Verhältnisse, wobei bei hoher Netzspannung die Stabilität von Punkt C gefährdeter ist (Abb. 3.8). Dies gilt auch für ein größeres x_Q . Die Wirkung der Netzreaktanz zeigt Abb. 3.9.

3.1.6 Verhalten im Kurzzeitbereich

Bei Störung des Gleichgewichts in (P_0, δ_0) wird die synchrone Leistung, wie bereits erwähnt, zunächst dem „transienten“ Verlauf folgen. Bei Netzkopplung über die Reaktanz x_Q sind die Gl. (3.13) und Abb. 3.4 weiterhin gültig, wenn Spannungen, Reaktanzen und Polradwinkel durch die mit Q indizierten Werte ersetzt werden. Für die detaillierte transiente Analyse s. Abschn. 3.3 sowie [6, 12, 16].

Während der „transienten“ Phase bleibt die der Rotor-Flussverkettung proportionale EMK $e = [e_d, e_q]$ konstant und gleich zur transienten Polradspannung $e'_p = [e'_{pd}, e'_{pq}]$. Anschließend wird e entsprechend den Gl. (1.11) mit der Zeitkonstanten T'_{do} ändern und sich der neuen Gleichgewichtslage anpassen. Dementsprechend ändert die synchrone Leistung progressiv vom transienten zum neuen stationären Wert. Wir können zwei Fälle unterscheiden:

- *Ungeregelte SM*: die Erregerspannung ist konstant, und die EMK e nimmt z. B. bei Kurzschlüssen im Netz langsam ab. Die transiente Näherung liefert deshalb eher zu optimistische Resultate.
- *Geregelte SM*: die Erregerspannung U_f ändert zwar sehr rasch, unmittelbar nach der Störung verhält sich jedoch die SM auf Grund der Trägheit der Rotor-Flussverkettung zunächst wie die unregelte Maschine. Mit zunehmender Dauer wird e im Sinne der Aufrechterhaltung der Spannung verändert, z. B. im Kurzschlussfall e_q entsprechend der Deckenspannung von u_f progressiv vergrößert, was sich günstig auf die synchronisierenden Kräfte auswirkt. Zu beachten ist jedoch, dass sich die Dynamik des Spannungsregelkreises u. U. negativ auf die Dämpfung auswirken kann (s. dazu auch Abschn. 3.2.2).

3.2 Dynamik der kleinen Störungen

Die Grundgleichungen der SM lauten nach Band 1, Gl. (6.62), Abb. 6.37 in p.u.

$$\begin{aligned}\Delta\psi_d &= -x_d(s) \Delta i_d + G(s) \Delta u_f \\ \Delta\psi_q &= -x_q(s) \Delta i_q.\end{aligned}\tag{3.18}$$

Die SM werde ohne transformatorische Spannungen (t.S.) und Statorwiderstand modelliert. Zwischen Statorfluss und Spannung besteht dann die Beziehung

$$\begin{aligned}u_d &= -n\psi_q \quad \text{---} \text{>} \quad \Delta u_d = -n_0 \Delta\psi_q - \Delta n \psi_{q0} \\ u_q &= n\psi_d \quad \text{---} \text{>} \quad \Delta u_q = n_0 \Delta\psi_d + \Delta n \psi_{d0}.\end{aligned}\tag{3.19}$$

Bei Berücksichtigung der Netzreaktanz gilt (Zeigerdiagramm Abb. 3.3 oder Band 1, Gl. 6.84)

$$\begin{aligned}\Delta u_d &= \Delta u_{Qd} - x_Q \Delta i_q \\ \Delta u_q &= \Delta u_{Qq} + x_Q \Delta i_d.\end{aligned}\tag{3.20}$$

In Gl. (3.19) eingesetzt und mit der Annahme $n_0 = 1$ p.u., folgt

$$\begin{aligned}\Delta u_{Qd} &= -\Delta\psi_q - \Delta n\psi_{q0} + x_Q \Delta i_q \\ \Delta u_{Qq} &= \Delta\psi_d + \Delta n\psi_{d0} - x_Q \Delta i_d.\end{aligned}\quad (3.21)$$

Wird Gl. (3.18) eingesetzt und nach den Strömen aufgelöst, erhält man

$$\begin{aligned}\Delta i_d &= \frac{G(s)\Delta u_f - \Delta u_{Qq}}{x_{dQ}(s)} \\ \Delta i_q &= \frac{\Delta u_{Qd}}{x_{qQ}(s)}\end{aligned}\quad \rangle \quad \text{mit} \quad \langle \quad \begin{aligned}x_{dQ}(s) &= x_d(s) + x_Q \\ x_{qQ}(s) &= x_q(s) + x_Q.\end{aligned}\quad (3.22)$$

Dabei sind die von der Drehzahlabweichung abhängige Terme $\Delta n \cdot \psi_0$ vernachlässigt worden, da diese bei Berücksichtigung der t.S. kompensiert werden (s. dazu Band 1, Abschn. 6.6.7.2).

Die Änderung der Netzspannungskomponenten wird in Abhängigkeit von der Modul- und Polradwinkeländerung ausgedrückt

$$\begin{aligned}u_{Qd} &= u_Q \sin \delta_Q \quad \rightarrow \quad \Delta u_{Qd} = \Delta u_Q \sin \delta_{Q0} + u_{Q0} \cos \delta_{Q0} \Delta \delta_Q \\ u_{Qq} &= u_Q \cos \delta_Q \quad \rightarrow \quad \Delta u_{Qq} = \Delta u_Q \cos \delta_{Q0} - u_{Q0} \sin \delta_{Q0} \Delta \delta_Q.\end{aligned}\quad (3.23)$$

Die Drehmomentabweichung folgt durch Linearisierung der Drehmomentbeziehung Band 1, Abschn. 6.7.1.4, Gl. (6.138) zu

$$\Delta m = \Delta\psi_d i_{q0} + \Delta i_q \psi_{d0} - \Delta\psi_q i_{d0} - \Delta i_d \psi_{q0}. \quad (3.24)$$

Bei Berücksichtigung der Gl. (3.18), (3.19), (3.22) und (3.23) kann schließlich die Drehmomentabweichung in Funktion von $\Delta\delta_Q$, Δu_Q und der Regelgröße Δu_f ausgedrückt werden

$$\begin{aligned}\Delta m &= K(s) \Delta \delta_Q + Q(s) \Delta u_Q + F(s) \Delta u_f \\ \text{mit} \quad K(s) &= q_{Q0} + u_{Q0}^2 \left(\frac{\sin^2 \delta_{Q0}}{x_{dQ}(s)} + \frac{\cos^2 \delta_{Q0}}{x_{qQ}(s)} \right) \\ Q(s) &= \frac{P_0}{u_{Q0}} + \frac{1}{2} u_{Q0} \left(\frac{1}{x_{qQ}(s)} - \frac{1}{x_{dQ}(s)} \right) \sin(2\delta_{Q0}) \\ F(s) &= \frac{G(s)}{x_{dQ}(s)} u_{Q0} \sin \delta_{Q0}.\end{aligned}\quad (3.25)$$

Werden die mechanischen Gleichungen und die Netzkopplung berücksichtigt

$$\begin{aligned}m_a - m &= T_m \frac{dn}{dt} \\ n - n_s &= T_r \frac{d\delta_Q}{dt}\end{aligned}\quad \rangle \quad \Delta m_a - \Delta m = T_m s \Delta n = T_m T_r s^2 \Delta \delta_Q \quad (3.26)$$

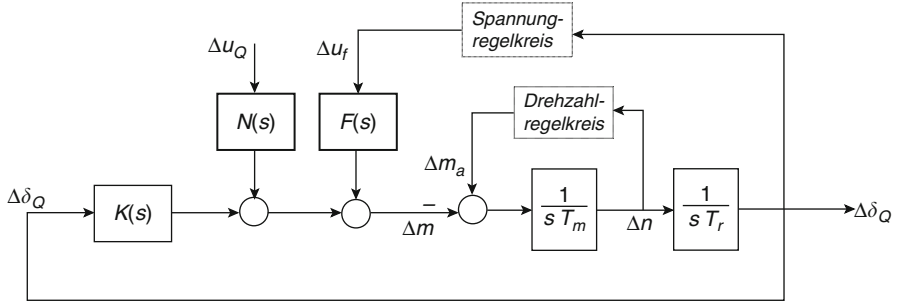


Abb. 3.10 Synchronisierkreis der SM für $n_s = \text{konst}$

(mit $T_r = 1/\omega_r$), folgt das Blockdiagramm Abb. 3.10, welches die *Dynamik der kleinen Störgrößen der SM am Netz* vollständig beschreibt. Ist die Wirkleistung null (Leerlauf, Kompensator), ist auch $\delta_{Q0} = 0$, und somit $F(s) = 0$, Synchronisier- und Spannungsregelkreis sind dann entkoppelt. Störgröße ist die Netzspannung u_Q , deren plötzliche Änderung (z. B. bei Kurzschlüssen im Netz oder Lastzu- bzw. -abschaltungen) der Hauptanlass von Leistungspendelungen darstellt. Steuergrößen sind das Antriebsmoment m_a , das vom Drehzahlregelkreis, und die Erregerspannung u_f , die vom Spannungsregelkreis kontrolliert werden.

Beispiel 3.1 Ein Wasserkraftgenerator für 50 Hz mit lamellierten Polen ($x'_q = x_q$) hat folgende Daten (p.u.): $x_d = 1.36$, $x_q = 0.87$, $x'_d = 0.315$, $x''_d = 0.212$, $x''_q = x'_d$, $x_\sigma = 0.12$, $x_c = 0.14$, $T'_d = 0.68$ s, $T''_d = 0.034$ s, $T''_q = T''_d$, $T_m = 6.51$ s. Man ermittle das Schwingungs- und Dämpfungsverhalten bei Netzbetrieb mit Netzreaktanzen $x_Q = 0.2$ p.u., für Leerlauf und Vollast $\cos \varphi = 0.8$. Wie wirkt sich die Netzreaktanzen auf das Verhalten aus?

Nach Band 1, Abschn. 6.7.3, folgen die weiteren Daten: $T'_{d0} = 2.99$ s, $T''_{d0} = 0.0496$ s, $T''_{q0} = 0.1396$ s, $T_{\sigma D} = 0.1217$ s und damit die Übertragungsfunktionen $x_d(s)$, $x_q(s)$ und $G(s)$, gemäß Band 1, Abschn. 6.4.2 (s. auch Abschn. 3.4, Gl. 3.54), wobei, da $x'_q = x_q$ (lamellierter Rotor) auch $T'_{q0} = T'_q$.

Mit Netzreaktanzen gilt $x_{dQ}(s) = x_d(s) + x_Q$, $x_{qQ}(s) = x_q(s) + x_Q$. Zur Berechnung von $K(s)$ werden noch die belastungsabhängigen Daten benötigt. Im Leerlauf ist $q_{Q0} = 0$, $\delta_{Q0} = 0$, $u_{Q0} = u_0$. Bei Vollast $\cos \varphi = 0.8$ erhält man mit der Annahme $u_0 = 1$ p.u. (s. dazu Band 1, Abschn. 6.6.5 und 6.6.6)

$$\begin{aligned} p_0 &= 0.8, \quad q_0 = 0.6, \quad \text{---} \succ i = 1 \text{ p.u.} \\ \text{---} \succ q_{Q0} &= q_0 - x_Q i^2 = 0.4, \quad u_{Q0} = u_0 - x_Q i = 0.8 \text{ p.u.,} \\ \tan \delta_{Q0} &= \frac{p_0}{q_{Q0} + \frac{u_0^2}{x_q + x_Q}} = 0.599, \quad \text{---} \succ \delta_{Q0} = 31^\circ \end{aligned}$$

Die Beziehungen (3.25) und (3.26) liefern für $\Delta u_Q = 0$ und bei Vernachlässigung des Einflusses von Drehzahl- und Spannungsregler den Zusammenhang

$$\Delta \delta_Q = \frac{\Delta m_a}{K(s) + s^2 T_m T_r} \quad (3.27)$$

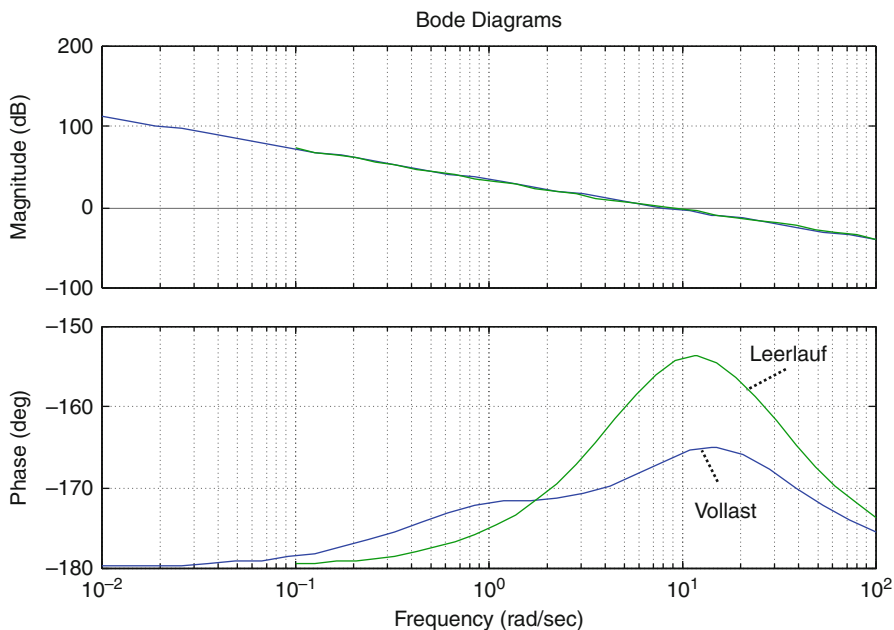


Abb. 3.11 Bode-Diagramm der Übertragungsfunktion $K(s)/s^2 T_m T_r$ des Synchronisierkreises von Beispiel 3.1, $x_Q = 0,2$ p.u., $u = 1$ p.u., für Leerlauf und Vollast $\cos \varphi = 0,8$

Der Nenner stellt die charakteristische Gleichung des Synchronisierkreises dar. Einfacher lässt sich das Verhalten aus der Übertragungsfunktion des aufgeschnittenen Synchronisierkreises (Abb. 3.10)

$$\frac{K(s)}{s^2 T_m T_r} \quad (3.28)$$

ableiten, dessen Bode-Diagramm in Abb. 3.11 dargestellt ist. Die Schnittfrequenz liefert mit guter Näherung die Schwingungsfrequenz und die Phasenreserve die Dämpfung (Anhang A.6). Mit obigen Zahlen ergibt sich eine Schnittfrequenz von ca. 8 rad/s und eine Phasenreserve von 25° im Leerlauf und von 13° bei Vollast.

Wird die Netzreaktanz zwischen 0 und 0,4 verändert, erhält man bei Vollast das Resultat in Abb. 3.12. Mit zunehmender Netzreaktanz verringert sich die Schwingungsfrequenz etwas, und die Dämpfung nimmt deutlich ab.

Für $s \rightarrow 0$ liefert die Übertragungsfunktion $K(s)$ die statische synchronisierende Leistung, da dann $m_a = m \approx p$. Es gilt also

$$K(0) = \frac{dp}{d\delta_Q}, \quad (3.29)$$

und die statische Stabilitätsgrenze folgt aus der Bedingung

$$K(0) = 0. \quad (3.30)$$

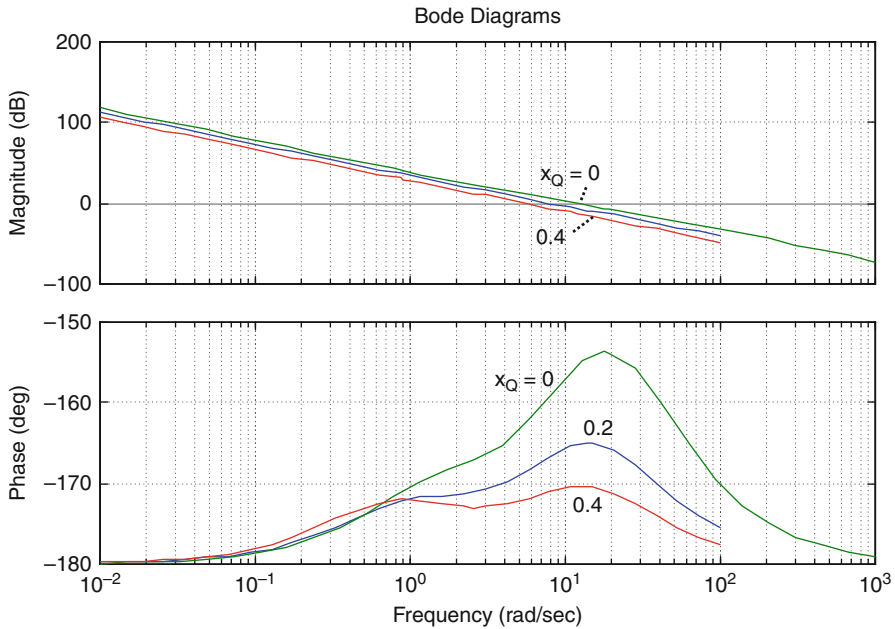


Abb. 3.12 Bode-Diagramm der Übertragungsfunktion $K(s)/s^2 T_m T_r$ des Synchronisierkreises von Beispiel 3.1, Vollast, x_Q veränderlich, $u = 1$ p.u.

3.2.1 Wirkung der Drehzahlregelung

Die Schnittfrequenz des Drehzahlregelkreises ist i. d. R. deutlich kleiner als jene des Synchronisierkreises und der Einfluss der Drehzahlregelung somit gering. Um deren Wirkung zu überprüfen, kann aus Abschn. 2.1, Abb. 2.1, die Beziehung ermittelt werden

$$\Delta m_a \approx \Delta p_t = -R(s) G_t(s) \Delta n = -R(s) G_t(s) s T_r \Delta \delta_Q,$$

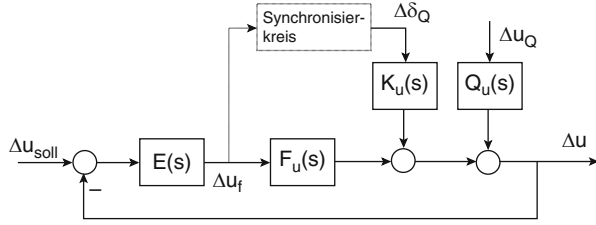
die dazu führt, dass im Synchronisierkreis $K(s)$ durch

$$K_g(s) = K(s) + s T_r R(s) G_t(s) \quad (3.31)$$

zu ersetzen ist. Das Bode-Diagramm von $K_g(s)/s^2 T_m T_r$ liefert die gewünschte Information.

3.2.2 Wirkung der Spannungsregelung

Der Zusammenhang zwischen SM-Spannung u , Netzspannung u_Q Polradwinkel δ_Q und Strombelastung folgt aus den Beziehungen (3.20) und (3.23), die zusammen mit

Abb. 3.13 Spannungsregelkreis der SM

$$u^2 = u_d^2 + u_q^2 \quad \text{---} \quad \Delta u = \Delta u_d \sin \delta_0 + \Delta u_q \cos \delta_0 \quad (3.32)$$

und gesetzt $\delta_{Q0} - \delta_0 = \beta_0$

zur Gleichung führen

$$\Delta u = \Delta u_Q \cos \beta_0 - \Delta \delta_Q u_{Q0} \sin \beta_0 + x_Q (\Delta i_d \cos \delta_0 - \Delta i_q \sin \delta_0).$$

Werden die Ströme gemäß Gl (3.22) eingesetzt, folgt

$$\Delta u = -K_u(s) \Delta \delta_Q + Q_u(s) \Delta u_Q + F_u(s) \Delta u_f$$

mit

$$K_u(s) = u_{Q0} \left[\frac{x_d(s)}{x_{dQ}(s)} \sin \beta_0 + x_Q \cos \delta_{Q0} \sin \delta_0 \left(\frac{1}{x_{qQ}(s)} - \frac{1}{x_{dQ}(s)} \right) \right]$$

$$Q_u(s) = \frac{x_d(s)}{x_{dQ}(s)} \cos \beta_0 - x_Q \sin \delta_{Q0} \sin \delta_0 \left(\frac{1}{x_{qQ}(s)} - \frac{1}{x_{dQ}(s)} \right)$$

$$F_u(s) = \frac{G(s)}{x_{dQ}(s)} x_Q \cos \delta_0, \quad (3.33)$$

und es folgt das Blockschaltbild in Abb. 3.13 des Spannungsregelkreises, worin E(s) den Erregerkreis einschl. Spannungsregler darstellt. Bei reiner Blindbelastung sind $\delta_{Q0} = \delta_0 = \beta_0 = 0$, und somit ist $K_u(s) = 0$.

Die Übertragungsfunktion $F_u(s)$ der Synchronmaschine stimmt nur in Abwesenheit lokaler Lasten und bei Vernachlässigung des Widerstandsanteils der Netzimpedanz. Für den allgemeineren Fall s. Abschn. 4.1.2.1.

Die Wirkung der Spannungsregelung auf die Synchronisierung kann, gesetzt

$$\Delta u_f = -E(s) \Delta u, \quad (3.34)$$

aus den Gl. (3.25) und (3.31) durch Elimination von Δu und Δu_f berechnet werden

$$\Delta m = K_R(s) \Delta \delta_Q + Q_R(s) \Delta u_Q$$

mit $K_R(s) = K_g(s) + K_u(s) \frac{F(s)E(s)}{1 + F_u(s)E(s)}$

$$Q_R(s) = Q(s) - Q_u(s) \frac{F(s)E(s)}{1 + F_u(s)E(s)}. \quad (3.35)$$

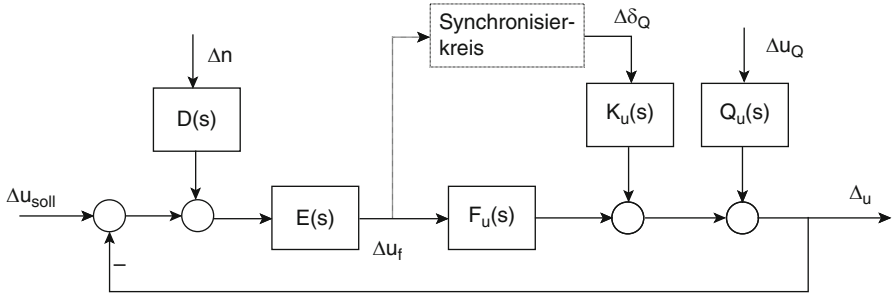


Abb. 3.14 Spannungsregelkreis der SM mit Pendeldämpfungsgerät $D(s)$

Aus $K_R(s)$ (bzw. aus dem Bode-Diagramm von $K_R(s)/s^2 T_m T_r$) lässt sich die Wirkung der Spannungsregelung auf Frequenz und Dämpfung der Synchronisierschwingungen ermitteln. Stationär ist $K_R(0) < K_g(0)$, d. h. die statische synchronisierende Leistung wird vergrößert, was bereits in Abschn. 3.1.5 hervorgehoben wurde. Die Dämpfung kann in ungünstigen Fällen hingegen verkleinert oder gar negativ und das System somit instabil werden [9, 13]. Um allenfalls diese ungünstige Wirkung zu kompensieren und überhaupt, um allgemein die statische Netzstabilität zu erhöhen, werden zur Drehzahländerung proportionale Zusatzsignale in die Spannungsregelung eingeführt. In diesem Zusammenhang wird von Pendeldämpfungsgerät („power system stabilizer“) (Abb. 3.14) gesprochen.

3.2.3 Wirkung des Pendeldämpfungsgeräts

Ist $D(s)$ die Übertragungsfunktion des Pendeldämpfungsgeräts, folgt aus Abb. 3.14 an Stelle der Gl. (3.34) die Beziehung

$$\Delta u_f = -E(s)(\Delta u - D(s)\Delta n) = -E(s)(\Delta u - sT_r D(s)\Delta \delta_Q). \quad (3.36)$$

Wird damit Δu in Gl. (3.33) eliminiert, folgt für Δu_f

$$\Delta u_f = \frac{E(s)}{1 + F_u(s)E(s)} [(K_u(s) + sT_r D(s)) \Delta \delta_Q - Q_u(s)\Delta u_Q], \quad (3.37)$$

Ausdruck, der in Gl. (3.25) eingesetzt, wieder zum Gleichungssystem (3.35) führt, mit dem Unterschied, dass jetzt $K_u(s)$ durch

$$K_{uP}(s) = K_u(s) + sT_r D(s) \quad (3.38)$$

zu ersetzen ist. Daraus lässt sich die Wirkung des Pendeldämpfungsgeräts auf Frequenz und Dämpfung der Synchronisierschwingungen ermitteln. Die Übertragungsfunktion $D(s)$ wird meist als zweifaches PD-Element (Anhang A.6) ausgeführt

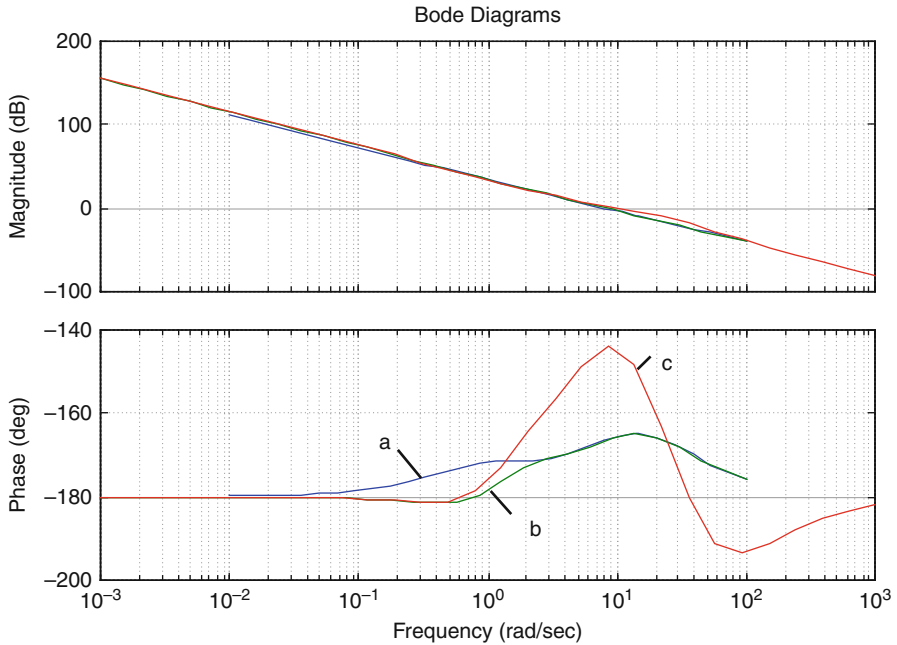


Abb. 3.15 Übertragungsfunktionen des Synchronisierkreises Beispiel 3.1 bei Vollast, *a* ohne Spannungsregler, *b* mit Spannungsregler, *c* mit Spannungsregler und Pendeldämpfungsgerät

mit einem zusätzlichen Differenzierfaktor DT („wash out“), der sicherstellt, dass stationär die Drehzahl keinen Einfluss auf den Spannungsregelkreis ausübt. Für die Daten des Beispiels 3.1, eine Reglerauslegung gemäß Abschn. 4.1.2.2 und eine Pendeldämpfungsfunktion $DT * (PD)^2$, zeigt Abb. 3.15 die entsprechenden Übertragungsfunktionen des Synchronisierkreises. Die Erhöhung der Phasenreserve weist die stabilisierende Wirkung des Pendeldämpfungsgeräts nach.

3.3 Verhalten bei großen Störungen

Durch Einführung des Schlupfes $\sigma = (n - n_s)$ folgt aus der Mechanik-Gl. (3.26) mit $n_s = \text{konst.}$

$$\begin{aligned} \sigma &= n - n_s = T_r \frac{d\delta_Q}{dt} \\ \text{---} > T_r \frac{d^2\delta_Q}{dt^2} &= \frac{d\sigma}{dt} = \frac{d\sigma}{d\delta_Q} \frac{d\delta_Q}{dt} = \frac{d\sigma}{d\delta_Q} \frac{\sigma}{T_r} \\ m_a - m &= T_m \frac{dn}{dt} = T_m T_r \frac{d^2\delta_Q}{dt^2} = \frac{T_m}{T_r} \frac{d\sigma}{d\delta_Q} \sigma. \end{aligned} \quad (3.39)$$

Durch Integration, ausgehend vom Gleichgewichtspunkt ($m_{a0} = m_0, \delta_{Q0}$), folgt

$$\int_{\delta_{Q0}}^{\delta_Q} (m_a - m) d\delta_Q = \frac{T_m}{T_r} \int_0^\sigma \sigma d\sigma = \frac{1}{2} \frac{T_m}{T_r} \sigma^2. \quad (3.40)$$

Daraus kann für beliebige Störungen des Antriebsmoments oder des nichtlinearen elektrischen Drehmoments $m = f(\delta_Q, d\delta_Q/dt, \dots)$ der Schlupfverlauf in Abhängigkeit vom Polradwinkel (sog. *Trajektorie*) berechnet werden

$$\sigma = \sqrt{\frac{2T_r}{T_m}} \sqrt{\int_{\delta_{Q0}}^{\delta_Q} (m_a - m) d\delta_Q}. \quad (3.41)$$

Der Zeitverlauf $\delta_Q(t)$ folgt aus Gl. (3.39) durch Integration von $dt = d\delta_Q T_r / \sigma$

$$t = T_r \int_{\delta_{Q0}}^{\delta_Q} \frac{d\delta_Q}{\sigma}. \quad (3.42)$$

Ist z. B. m_a während des dynamischen Vorgangs konstant und ändert m nach der Funktion $m = m_1 \cdot \sin \delta_Q$ (Bewegung des isotropen lamellierten Rotors, ohne Dämpfung), ergibt sich aus Gl. (3.41)

$$\sigma = \sqrt{\frac{2T_r}{T_m} (m_a \delta_Q + m_1 \cos \delta_Q - C)} \quad \text{mit} \quad C = m_a \delta_{Q0} + m_1 \cos \delta_{Q0}. \quad (3.43)$$

Da in p.u. (mit der Annahme $n_s = 1$) $m = p$, gilt *transient* wegen Gl. (3.11) sinngemäß bei Berücksichtigung der Netzreaktanz: $m_1 = u_Q e_q / x'_{dQ}$. Die Konstante C hängt von den Anfangsbedingungen und den Störungsparametern ab.

Abbildung 3.16 zeigt in der Zustandsebene (δ, σ) die von Gl. (3.43) beschriebenen *Trajektorien* der Polradbewegung. Ausgehend vom Anfangspolradwinkel δ_{Q0} , sind die Kurven geschlossen, falls $C > C_m$, dann ist die Bewegung stabil, obwohl ungedämpft; sie sind hingegen offen, falls $C < C_m$, dann nimmt der Schlupf unbegrenzt zu und die SM fällt aus dem Tritt. Aus Gl. (3.43) folgt

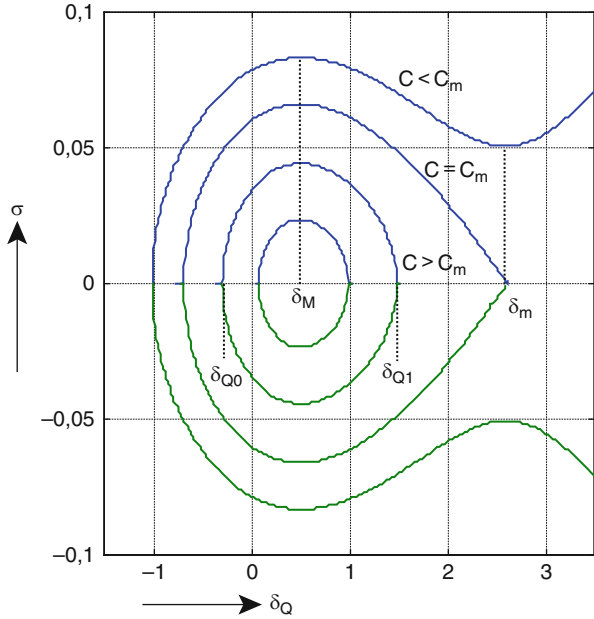
$$\frac{d\sigma}{d\delta_Q} = \sqrt{\frac{2T_r}{T_m}} \frac{m_a - m_1 \sin \delta_Q}{2\sqrt{(m_a \delta_Q + m_1 \cos \delta_Q - C)}}. \quad (3.44)$$

Die Maxima und Minima der Trajektorien ergeben sich aus $d\sigma/d\delta_Q = 0$, woraus

$$\sin \delta_Q = \frac{m_a}{m_1} \quad \text{---} \quad \left\{ \begin{array}{l} \delta_M = \arcsin \left(\frac{m_a}{m_1} \right) \quad (< 90^\circ) \\ \delta_m = \pi - \delta_M \end{array} \right. \quad (3.45)$$

Stabilitätsgrenze für $C_m = m_a \delta_m + m_1 \cos \delta_m$.

Abb. 3.16 Darstellung der Polradbewegung im Zustandsraum (δ_Q, σ) gemäß Gl. (3.41) für $m_a = 1$ und $m_1 = 2$, Anfangspolradwinkel δ_{Q0} als Parameter



δ_M und δ_m sind unabhängig vom Anfangswinkel δ_{Q0} . Für $\sigma = 0$ ist $d\sigma/d\delta_Q = \infty$, außer für $C = C_m$ und $\delta_Q = \delta_m$. In diesem Fall folgt aus Gl. (3.44), gesetzt $\delta_Q = \delta_m - \Delta\delta$ der Grenzwert für $\Delta\delta \rightarrow 0$.

$$\frac{d\sigma}{d\delta_Q} = \mp \sqrt{\frac{T_r}{T_m} m_1 |\cos \delta_m|}. \quad (3.46)$$

Abbildung 3.17 zeigt den Zeitverlauf des Polradwinkels für instabile und stabile Trajektorien mit und ohne Dämpfung (Simulation mit Matlab/Simulink der Gl. (3.39) mit $m = m_1 \sin \delta_Q$).

Flächenkriterium Die Gl. (3.40) lässt sich auch schreiben

$$W_p = \int_{\delta_{Q0}}^{\delta_Q} (m_a - m) d\delta_Q \quad \rangle \quad W_p - W_k = 0, \quad (3.47)$$

$$W_k = \frac{1}{2} \frac{T_m}{T_r} \sigma^2$$

worin W_p die Arbeitsleistung der Drehmomentdifferenz (potentielle Energie) und W_k die kinetische Energie relativ zum Gleichgewichtspunkt bezeichnen. Diese Energien werden in Abb. 3.18 durch Flächen dargestellt. Ausgehend vom Anfangspolradwinkel δ_{Q0} , erfährt der Rotor zunächst eine Beschleunigung und weist beim

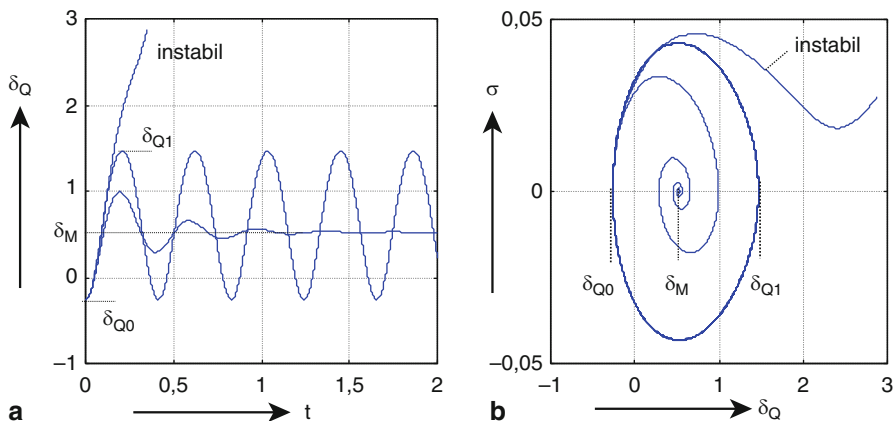
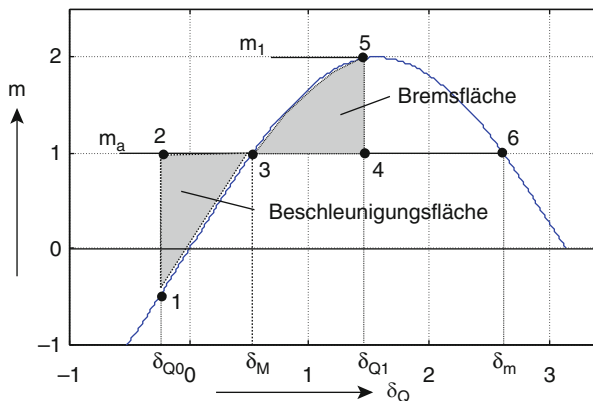


Abb. 3.17 **a** Zeitverlauf des Polradwinkels für $\delta_{Q0} = -30^\circ$, $m_a = 1$ und $m_1 = 2$ (stabil mit und ohne Dämpfung) sowie $m_1 = 1, 5$ (instabil), **b** entsprechende Trajektorien

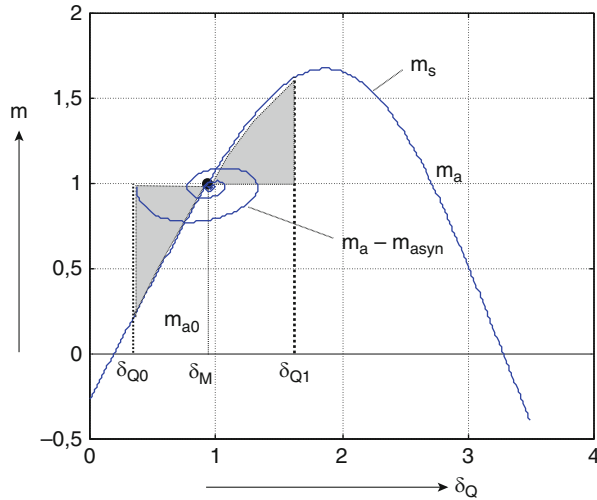
Abb. 3.18 Flächenkriterium



Passieren des Gleichgewichtspunktes 3 eine kinetische Energie entsprechend der *Beschleunigungsfläche* 123 auf. In der anschließenden Bremsphase wird der Schlupf im Punkt 4 dann annulliert, wenn die *Bremsfläche* 345 denselben Wert wie die Fläche 123 aufweist. Ab hier wiederholen sich die Vorgänge mit umgekehrten Vorzeichen. Ohne Dämpfung pendelt der Polradwinkel zwischen δ_{Q0} und δ_{Q1} . Mit Dämpfung nimmt die Amplitude der Pendelungen ab bis der Gleichgewichtspunkt $\delta_Q = \delta_M$ erreicht ist.

Mit den angenommenen Werten von m_a , m_1 und δ_{Q0} ist der Vorgang stabil. Wird der Wert von m_1 auf 1,5 reduziert, genügt die verfügbare Bremsfläche 365 nicht mehr, um die Beschleunigungsfläche 123 zu kompensieren, und die SM fällt aus dem Tritt. Die Stabilitätsbedingung lautet somit Fläche 365 > Fläche 123 oder $\delta_{Q1} < \delta_m$. Mit Dämpfung ist das asynchrone Moment von m_a abziehen, womit sich die Fläche 123 reduziert und die Stabilität verbessert wird. Die Simulation zeigt, dass mit der Dämpfung von Abb. 3.17 Instabilität erst für $m_1 = 1,1$ auftritt.

Abb. 3.19 Transientes Verhalten des Polradwinkels bei plötzlicher Änderung des Antriebsmoments



3.3.1 Transiente Analyse

Allgemein setzt sich die Leistung oder exakter das elektrische Drehmoment m aus *synchronem* und *asynchronem* Anteil zusammen, wobei anschließend an Störungen das synchrone Drehmoment m_s in erster Näherung dem transienten Drehmoment gleichgesetzt werden kann. Wegen Gl. (3.11), sinngemäß angewandt, folgt

$$m = m_s + m_{asyn}$$

$$m_s = \frac{u_Q e_q}{x'_{dQ}} \sin \delta_Q - \frac{u_Q e_d}{x'_{qQ}} \cos \delta_Q - \frac{1}{2} u_Q^2 \frac{x'_{qQ} - x'_{dQ}}{x'_{dQ} x'_{qQ}} \sin(2\delta_Q) \quad (3.48)$$

$$m_{asyn} = K_d \frac{d\delta_Q}{dt}.$$

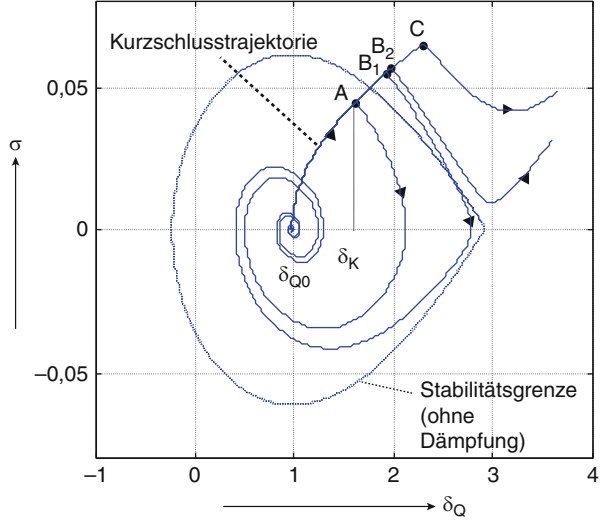
wobei zunächst $e_q = e'_{pq}$ und $e_d = e'_{pd}$. Störungen des Gleichgewichts werden durch Änderung des Antriebsmoments oder Veränderungen im Netz verursacht. Um das Verständnis zu vertiefen, seien drei einfache Fälle näher analysiert:

- Rasche Änderung des Antriebsmoments,
- Kurzschluss im Netz,
- Zu- und Abschaltung einer Zwischenlast.

3.3.1.1 Rasche Änderung des Antriebsmoments

Das Antriebsmoment ändere plötzlich seinen Wert von m_{a0} auf m_a . Die Vorgänge werden in Abb. 3.19 veranschaulicht und sind analog zu denen der Abb. 3.16 und 3.17. Das Flächenkriterium ist für den Fall ohne Dämpfung eingezeichnet. Bei Berücksichtigung der Dämpfung sind die für das Stabilitätskriterium maßgebenden Flächen das Integral der Differenz der spiralförmigen Kurve ($m_a - m_{asyn}$) und m_s .

Abb. 3.20 Trajektorien bei Netzkurzschlüssen verschiedener Dauer



3.3.1.2 Kurzschluss im Netz

Während der Kurzschlussdauer t_K bricht die Spannung u_Q zusammen. Im schlimmsten Fall ist die Netzspannung und somit auch das elektrische Drehmoment m null. Aus Gl. (3.41) folgt durch Integration mit der Annahme m_a konstant (Vernachlässigung der Wirkung der Drehzahlregelung) die *Kurzschluss trajektorie*

$$\sigma = \sqrt{\frac{2T_r}{T_m} m_a} \sqrt{\delta_Q - \delta_{Q0}}, \quad (3.49)$$

und durch Integration der Gl. (3.42)

$$t = \sqrt{\frac{2T_r T_m}{m_a}} \sqrt{\delta_Q - \delta_{Q0}} \\ \rightarrow \delta_Q = \delta_{Q0} + \frac{m_a}{2T_r T_m} t^2, \quad \sigma = \frac{m_a}{T_m} t. \quad (3.50)$$

Der Synchronlauf bleibt erhalten, eine erfolgreiche Abschaltung des Kurzschlusses vorausgesetzt (Kurzunterbrechung, Band 1, Abschn. 14.2.5), wenn im Zeitpunkt t_K die Kurzschluss trajektorie den Stabilitätsbereich nicht verlassen hat (Punkt A in Abb. 3.20) oder wenn sie unter der Wirkung der Dämpfung in diesen wieder eindringt (Punkt B₁). Die SM fällt aus dem Tritt, wenn t_K einen kritischen Wert überschreitet (Punkte B₂ und C).

Die Interpretation in der (δ, m) -Ebene und das Zeitverhalten von Polradwinkel und Drehzahl bei stabilem und instabilem Verhalten zeigen die Abb. 3.21 und 3.22.

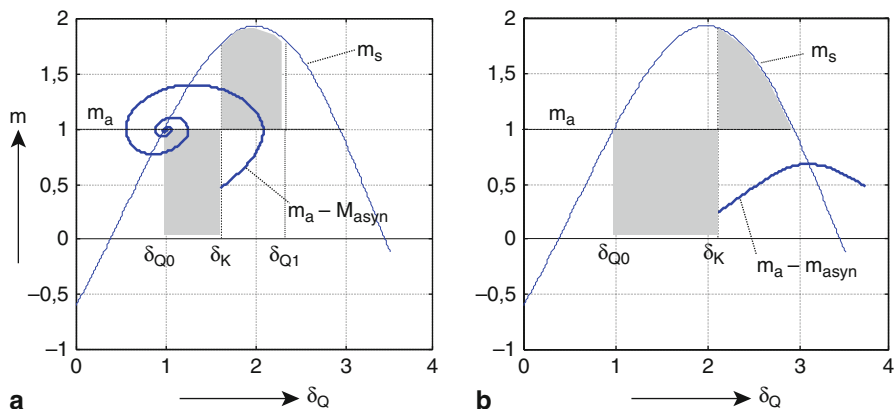
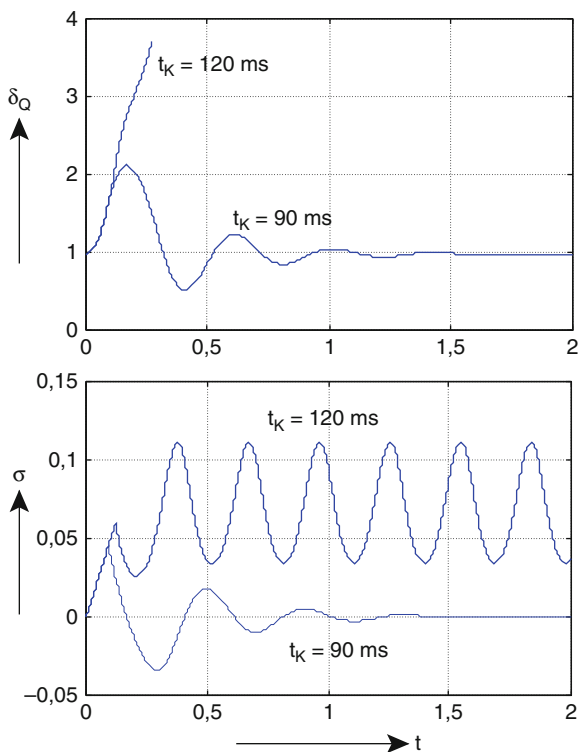


Abb. 3.21 Transientes Verhalten in der (δ, m) -Ebene bei Netzkurzschluss (Flächenkriterium)
a stabiler Fall $t_K = 90$ ms, **b** instabiler Fall $t_K = 120$ ms

Abb. 3.22 Zeitverhalten von Polradwinkel und Schlupf bei Netzkurzschluss im stabilen und instabilen Fall



3.3.1.3 Zu- und Abschaltung einer Zwischenlast

Die untersuchte Schaltung ist in Abb. 3.23 dargestellt. Die Simulation (s. dazu auch Abschn. 3.3.2) ergibt für die *Zuschaltung* einer Impedanzlast von 80 % der Turbogeneratormennlast, mit Netzimpedanzen $x_{Q1} = x_{Q2} = 0,1$ p.u., die in Abb. 3.24a, b

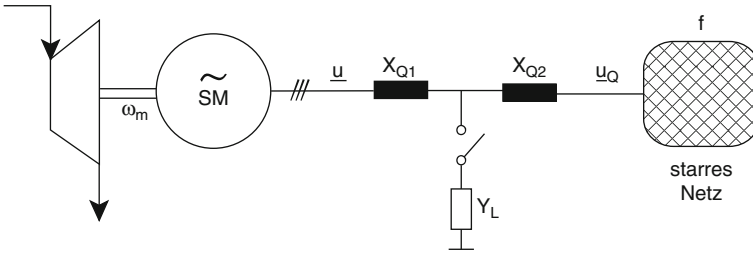
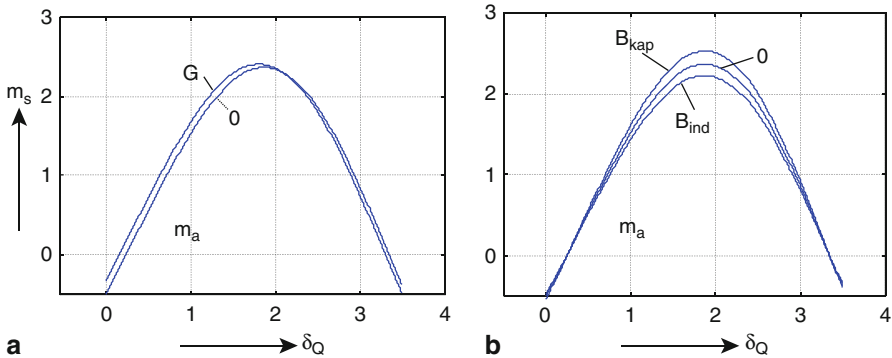


Abb. 3.23 Netzverbindung mit Zwischenlast

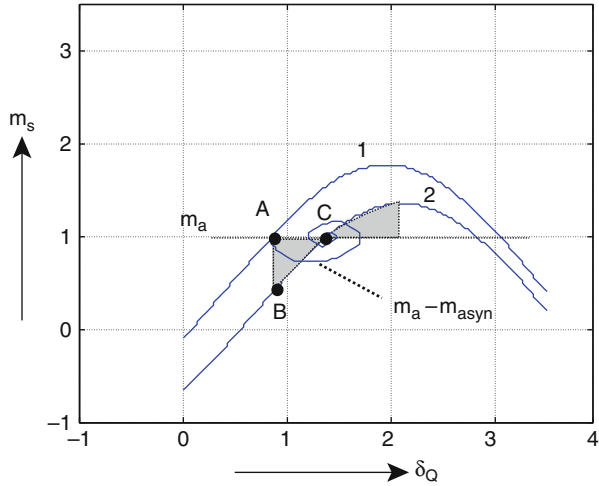
Abb. 3.24 Verschiebung der transienten Kennlinie bei Lasteneinschaltung $Y_L = G + jB$, $x_Q = 0,2$ p.u., $x_{Q2} = x_{Q1}$ **a** rein ohmsche Last **b** rein induktive oder kapazitive Last

wiedergegebene Verschiebung der transienten Charakteristik. Der zugrundeliegende stationäre Zustand entspricht einer Generatorleistung $p = 0,2$ p.u. Bei reiner Wirklast verschiebt sich die Kennlinie leicht nach oben links, bei rein induktiver Last ($B < 0$) leicht nach unten bzw. für kapazitive Last nach oben. Um bei relativ starren Netzen mit parallelen Impedanzen eine stabilisierende Wirkung zu erzielen, muss die zugeschaltete Leistung ein Mehrfaches der Nennleistung sein, was nur kurzzeitig zulässig ist (Abschn. 3.3.2).

Die Kennlinienverschiebung ist etwa proportional zur Größe der Netzimpedanz. Sie ist außerdem um so stärker, je näher sich die Last an der SM befindet. Der Fall wurde analytisch in [8, 9] im Detail untersucht.

Kritisch bezüglich Stabilität kann die *Ausschaltung* einer sich in der Nähe der SM befindlichen Wirklast im Fall eines weichen Netzes werden. In Abb. 3.25, mit Netzreaktanzen $x_Q = 0,4$ p.u. und $x_{Q2}/x_{Q1} = 19$, ist der Vorgang noch stabil: ausgehend vom stationären Punkt A, verschiebt sich das synchrone Drehmoment un-mittelbar nach der Lastabschaltung nach B, um sich dann in C einzupendeln. Der Polradwinkel wird vergrößert und die Stabilität ist, wie die Anwendung des Flächenkriteriums zeigt, bei einer noch größeren Abschaltung oder ein noch weiches Netz gefährdet. Der Pendelvorgang wird durch das asynchrone Drehmoment (proportional zum Schlupf) veranschaulicht.

Abb. 3.25 Wirkung der Abschaltung einer sich in der Nähe der SM befindlichen Wirklast bei weichem Netz, auf die transiente Kennlinie: 1 Kennlinie vor der Abschaltung, 2 Kennlinie nach der Abschaltung



3.3.2 Stabilisierungsmaßnahmen

Die Stabilität ist bei Kurzschlüssen im Netz umso besser gewährleistet, je größer das transiente Drehmoment der netzgekoppelten SM, und je besser die Dämpfung des Synchronisiervorgangs sind (s. Abb. 3.20, 3.21, 3.22).

Die *Dämpfung* kann durch Zusatzsignale in der Spannungsregelung (Pendeldämpfungsgerät) verbessert werden (Abschn. 3.2.2, 3.2.3, Gl. 3.35, 3.38).

Das (synchrone)transiente Drehmoment wird, wenn von der Anisotropie des Rotors abgesehen wird (d. h. $x'_q = x'_d$ setzt), im einfachen Fall der Abb. 3.5 entsprechend Gl. (3.48) von

$$m_s = \frac{u_Q e_Q}{x'_{dQ}} \sin \delta'_Q \quad (3.51)$$

gegeben ($\delta'_Q = \delta_Q + \alpha$, gemäß Zeigerdiagramm Abb. 3.3).

Die *Amplitude des Drehmoments*, und somit, wegen des Flächenkriteriums, auch die Stabilität, können verbessert werden durch

- Verkleinerung der Reaktanz x'_{dQ} durch *Seriekompensation*. Die stabilisierende Wirkung der Seriekompensation wurde bereits in Band 1, Abschn. 9.5 aus anderer Sicht hervorgehoben.
- Vorübergehende Erhöhung der transienten EMK e_q durch *Forcierung der Erregung* (s. auch Polradwinkelbegrenzung, Band 1, Abschn. 6.6.2.5) (nur verzögert wirksam), was zu einer *Erhöhung der SM-Spannung* führt oder, was gleich wirkt, durch *Verminderung der Übersetzung* des Maschinentransformators.

Weitere Maßnahmen sind das vorübergehende Ein- oder Ausschalten von *Parallelimpedanzen* sowie der Einsatz von *Transformatoren mit Querregelung* oder entsprechender FACTS-Geräte.

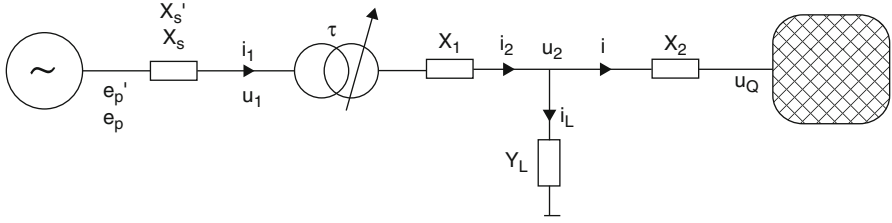


Abb. 3.26 Netzverbindungsmodell zur Berücksichtigung von Parallel- und Seriekompensation sowie Transformator mit Längs- und Querregelung oder entsprechender FACTS-Geräte ((e' , X'_s = transiente Größen)

Um die Wirkung all dieser Maßnahmen zu untersuchen, sei von der allgemeineren Netzverbindung Abb. 3.26 ausgegangen, die mit Parkvektoren von folgendem p.u. Gleichungssystem beschrieben wird

$$\begin{aligned}
 \vec{i}_2 &= X_1^{-1} (T \vec{u}_1 - \vec{u}_2) \\
 \vec{i}_1 &= T^t \vec{i}_2 \\
 \vec{i} &= \vec{i}_2 - \vec{i}_L \\
 \vec{i}_L &= Y_L \vec{u}_2 \\
 \vec{u}_Q &= \vec{u}_2 - X_2 \vec{i} \\
 \vec{e}_p &= \vec{u}_1 + X_s \vec{i}_1 \\
 \vec{e}'_p &= \vec{u}_1 + X'_s \vec{i}_1
 \end{aligned} \tag{3.52}$$

$$\text{mit } X_i = \begin{vmatrix} 0 & -x_{iq} \\ x_{id} & 0 \end{vmatrix}, \quad Y_L = \begin{vmatrix} G & -B \\ B & G \end{vmatrix}$$

$$\tau_{p.u.} = \tau_{p.u.} e^{j\beta}, \quad \beta = \vartheta_1 - \vartheta_2 \quad \text{---} \quad T = \tau_{p.u.} \begin{vmatrix} \cos \beta & \sin \beta \\ -\sin \beta & \cos \beta \end{vmatrix}$$

Die Reaktanz x_1 schließt die Transformatorreaktanz ein. Von der Reaktanz x_2 oder x_l ist die Reaktanz x_c der evtl. Seriekompensation abzuziehen. Längs- und Querwerte sind nur für die SM-Reaktanzen X_s und X'_s verschieden. Bei Vorgabe von u_Q und e'_p ergeben sich die transienten Lösungen (E = Einheitsmatrix, $n_s = 1$)

$$\begin{aligned}
 \vec{u}_2 &= X_{eq}^{-1} \left[T \vec{e}'_p + X'_{1s} X_2^{-1} \vec{u}_Q \right] \\
 \text{mit } X_{eq} &= E + X'_{1s} \left(X_2^{-1} + Y_L \right), \quad X'_{1s} = T X'_s T^t + X_1 \\
 \vec{i}_1 &= T^t \left[X_2^{-1} (\vec{u}_2 - \vec{u}_Q) + Y_L \vec{u}_2 \right] \quad \rangle \quad m_s \approx p_s = \vec{u}'_1 * \vec{i}_1 \\
 \vec{u}_1 &= \vec{e}'_p - X'_s \vec{i}_1
 \end{aligned} \tag{3.53}$$

Die Komponenten von $\vec{u}_Q$ folgen aus $u_{Qd} = u_Q \sin \delta_Q$, $u_{Qq} = u_Q \cos \delta_Q$, und e'_p kann vorgängig mit einer stationären Berechnung (Vorgabe der Leistung) berechnet werden.

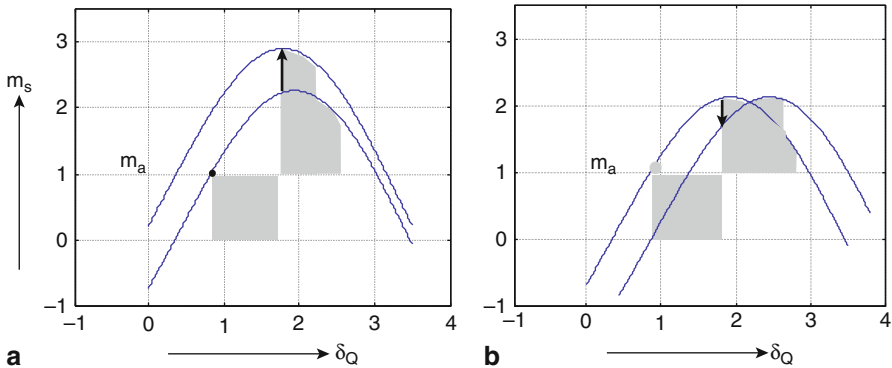


Abb. 3.27 Transiente Drehmomentkennlinie **a** Wirkung eines Bremswiderstandes in der Nähe der SM **b** Wirkung einer Querspannung (Transformator mit Querregelung, $\beta = 30^\circ$ oder FACTS-Gerät)

Die Abb. 3.27 zeigt zwei Beispiele. Die vorübergehende Zuschaltung eines Wirkwiderstandes („*Bremswiderstand*“, engl. „*braking resistor*“) in der Nähe der SM unmittelbar nach Klärung des Kurzschlusses hat durch die Anhebung der Charakteristik einen stabilisierenden Effekt, wie der Vergleich der Bremsflächen in Abb. 3.27a nachweist. Eine ähnliche Wirkung erzielen über Leistungselektronik gekoppelte supraleitende Spulen, mit dem Vorteil, dass die Energie rekuperierbar ist.

Stabilitätsverbessernd wirkt auch die Einführung einer Querspannung durch Quertransformatoren oder entsprechende FACTS-Geräte, wie die Abb. 3.27b veranschaulicht. Die Verschiebung nach rechts vergrößert deutlich die Stabilitätsreserve. Bei kleinen Polradwinkeln kann auch eine Verschiebung der Kennlinie nach links vorteilhaft sein.

Die Wirkung von Queradmittanzen normaler Leistung ist i. d. R. bescheiden, wie die Abb. 3.24 zeigt. Wird jedoch die Änderung einer zu Kompensationszwecken vorgesehenen parallelen Admittanz $G + jB$ über leistungselektronische Einrichtungen (FACTS) mit der Drehzahlabweichung vorzeichenrichtig kontinuierlich moduliert, kann damit eine Verbesserung der Dämpfung des Synchronisiervorgangs erzielt werden [9].

Eine weitere Eingriffsmöglichkeit bietet die Drehzahlregelung, über welche in thermischen Kraftwerken im Kurzschlussfall während der Kurzschlussdauer eine rasche vorübergehende Verminderung der Antriebsleistung eingeleitet werden kann („*fast valving*“, s. dazu auch Abschn. 2.1.2). Damit lässt sich z. B. mit Bezug auf Abb. 3.21b die Beschleunigungsfläche vermindern und die Stabilität zumindest bei guter Dämpfung erhalten.

Ein solcher Eingriff ist in hydraulischen Kraftwerken auf Grund der Druckstoßgefahr nicht möglich. Sind jedoch z. B. zwei gleiche Gruppen parallelgeschaltet, kann im Kurzschlussfall, einer der beiden Generatoren synchron mit der Abschaltung des Kurzschlusses vom Netz genommen werden („*generator tripping*“). Dadurch halbiert sich die Antriebsleistung, während sich die transiente Kennlinie zwar etwas, wegen der Erhöhung der Netzreaktanz, jedoch nicht im gleichen Masse verschiebt. Dies hat zur Folge, dass die zur Verfügung stehende Bremsfläche und somit die Stabilitätsmarge erhöht werden.

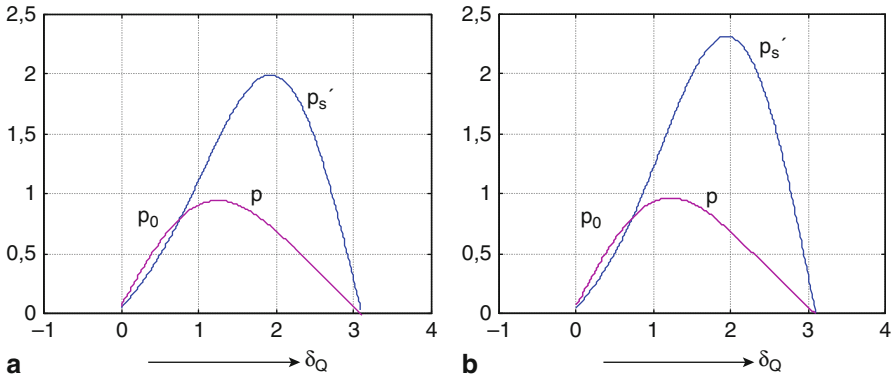


Abb. 3.28 Resultate der Berechnung Beispiel 3.2: **a** ohne **b** mit Seriemarkompensation

Subsynchrone Schwingungen Die Seriemarkompensation mit einer Kapazität kann zu subsynchronen Schwingungen ca. der Kreisfrequenz ($\omega_r = 1/\sqrt{LC}$) führen [13]. Diese ergeben sich aus der Resonanz der Seriemarkapazität C mit der Längsinduktivität L (SM + Transformator + Leitungen). Für deren exakte Berechnung müssen sowohl die SM als auch die Netzverbindung mit den transformatorischen Spannungen modelliert werden (s. dazu Abschn. 3.4).

Diese subsynchrone Frequenz kann vor allem mit den Torsionsschwingungen interagieren und diese gefährlich verstärken. Eine diesbezügliche Analyse ist deshalb zu empfehlen.

Beispiel 3.2 Eine Schenkelpolmaschine mit den Daten: $S_r = 100$ MVA, $x_d = 1.6$ p.u., $x_q = 1$ p.u., $x'_d = 0.35$ p.u., $x'_q = 1$ p.u. wird über die Netzverbindung von Abb. 3.26 mit dem starren Netz gekoppelt. Die Daten sind $\tau = 1$ p.u., $x_1 = 0.14$ p.u., $x_2 = 0.06$ p.u., $y_L = g_L = 0.9$ p.u. Der stationäre Zustand ist durch $p_0 = 0.8$ p.u., $u = 1$ p.u., $u_Q = 1$ p.u. definiert.

- Man bestimme die statische und die transiente Leistung in Abhängigkeit vom Polradwinkel.
- Wie verändern sich die Leistungen, wenn die Reaktanz x_1 durch Seriemarkompensation auf 0,06 p.u. reduziert wird?

Die stationäre Berechnung ergibt $e_p = 1.63$ p.u., $e'_p = 0.973$ p.u. Den Leistungsverlauf nach den Gl. (3.52) und (3.53) zeigt Abb. 3.28.

3.4 Modellierung mit subsynchronen Schwingungen

3.4.1 Synchronmaschine

Subsynchrone Schwingungen können bei Seriemarkompensation (Abschn. 3.3.2) auftreten, wobei die Interaktion mit den Torsionsschwingungen zu überprüfen ist. Auf Grund der relativ hohen Frequenzen müssen die transformatorischen Spannungen

Abb. 3.29 SM-Modell mit Übertragungsfunktionen und vorgeschaltetem (t.S.)-Block

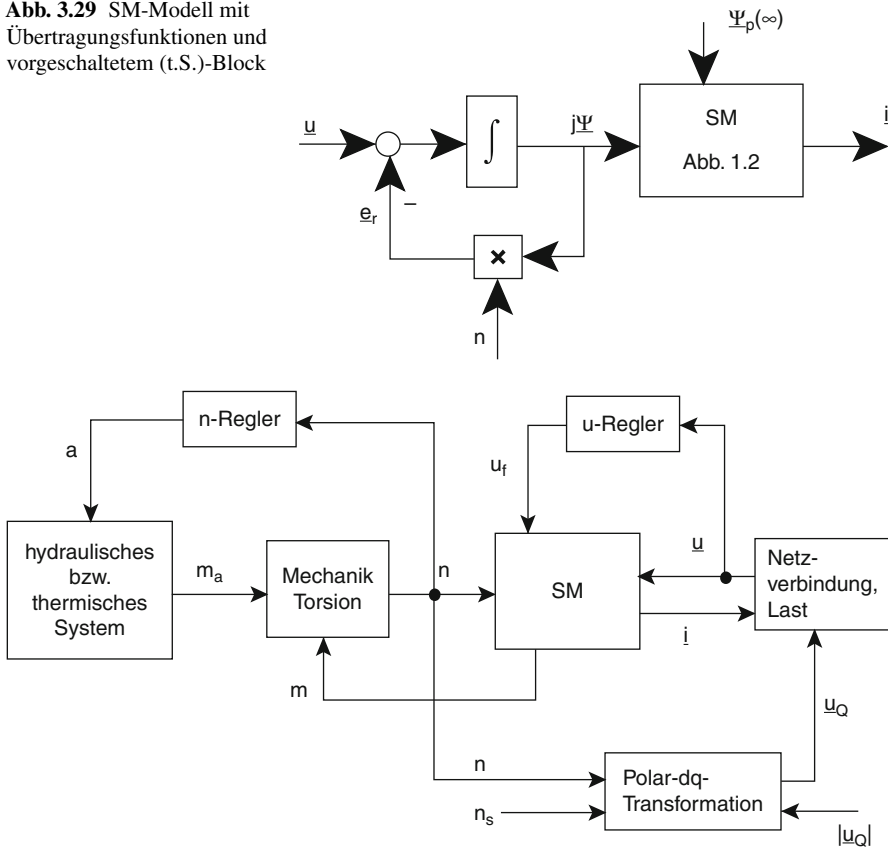


Abb. 3.30 Gesamtmodell des netzgekoppelten Kraftwerks

(t.S.) berücksichtigt werden. Als Modell kann jenes der Abb. 6.72 in Band 1 genommen werden (für die Parameterberechnung s. Band 1, Abschn. 6.7.3.) oder ein Übertragungsfunktions-Modell mit Strom als Ausgangsgröße gemäß Abb. 1.2 (modifiziert mit $j\psi$ an Stelle von u und ψ_p statt e_p) und vorgeschaltetem (t.S.)-Block, wie in Abb. 3.29 dargestellt.

3.4.2 Netzverbindung

Das Gesamtmodell des Kraftwerks zeigt Abb. 3.30. Für die Spannungsregelung sei auf Abschn. 4.1.2 verwiesen. Für die Netzverbindung genügt, falls nicht motorische Zwischenlasten vorhanden sind, eine stationäre Darstellung, z. B. entsprechend Abb. 3.26 (die fünf ersten der Gl. 3.52). Die Impedanzen von Netz und Last sind allerdings mit t.S. zu modellieren. Im Fall motorischer Last ist die Dynamik entsprechend Abschn. 1.2.2 zu modellieren.

Als einfaches Beispiel sei der Fall einer Netzverbindung, bestehend aus der Serieschaltung von Netzwidestand R_Q , Netzinduktivität L_Q und Seriekapazität C , behandelt. Dann gilt die Parkzeigerbeziehung (Band 1)

$$\underline{U} = \underline{U}_Q + \left(R_Q + (s + j\omega_r)L_Q + \frac{1}{(s + j\omega_r)C} \right) \underline{I}.$$

Mit den Bezugsgrößen U_r , $Z_r = U_{\Delta r}^2/S_r$ folgen die p.u. Beziehungen

$$\underline{u} = \underline{u}_Q + \left(r_Q + (sT_r + j)x_Q + \frac{x_c}{(sT_r + j)} \right) \underline{i}$$

mit $r = \frac{R_Q}{Z_r}$, $x_Q = \frac{\omega_r L_Q}{Z_r}$, $x_c = \frac{1}{\omega_r C Z_r}$, $T_r = \frac{1}{\omega_r}$. (3.54)

In Parkvektorform geschrieben, lautet dieser Zusammenhang

$$\begin{pmatrix} u_d \\ u_q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} u_{Qd} \\ u_{Qq} \end{pmatrix} + \begin{vmatrix} r_Q + sT_r x_1 & -x_2 \\ x_2 & r_Q + sT_r x_1 \end{vmatrix} \begin{pmatrix} i_d \\ i_q \end{pmatrix} \quad (3.55)$$

mit $x_1 = x_Q + \frac{x_c}{1 + s^2 T_r^2}$, $x_2 = x_Q - \frac{x_c}{1 + s^2 T_r^2}$.

Bei Vernachlässigung der transformatorischen Terme ist in den Gl. (3.54) oder (3.55) $sT_r = 0$ zu setzen.

3.4.3 Polar-dq-Transformation

Aus p.u. Netzfrequenz und p.u. Drehzahl folgt der Polradwinkel δ_Q (Gl. 3.26). Durch Transformation der Polarkoordinaten (u_Q , δ_Q) in Park'sche Komponenten (Zeigerdiagramm Abb. 3.3) erhält man

$$T_r \frac{d\delta_Q}{dt} = n - n_s \quad \langle \quad \begin{aligned} u_{Qd} &= u_Q \sin \delta_Q \\ u_{Qq} &= u_Q \cos \delta_Q. \end{aligned} \quad (3.56)$$

3.4.4 Mechanik

Im einfachsten Fall gilt

$$T_m \frac{dn}{dt} = m_a - m. \quad (3.57)$$

Bei Einbezug der Torsionsschwingungen kommt an Stelle dieser Gleichung folgende allgemeinere p.u. Gleichung im Zustandsraum (entsprechend Abschn. 3.1.1)

$$\frac{dx}{dt} = Ax + Bu, \quad y = x$$

$$\text{mit } x_1 = \begin{pmatrix} n_1 \\ \cdot \\ n_n \end{pmatrix}, \quad x_2 = \begin{pmatrix} \delta_{Q1} \\ \cdot \\ \delta_{Qn} \end{pmatrix}, \quad x = \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \end{pmatrix}, \quad u = \begin{pmatrix} m_1 \\ \cdot \\ m_n \end{pmatrix}, \quad (3.58)$$

wobei wegen der p.u.-Darstellung in $\mathbf{A}_1$, $\mathbf{A}_2$ und $\mathbf{B}$ folgende Größen zu ersetzen sind: J durch T_m , K_D durch k_D/T_r und K durch k , mit p =Polpaarzahl, M_{Br} =Bezugsdrehmoment

$$k_D = \frac{K_D}{pM_{Br}}, \quad k = \frac{K}{pM_{Br}}. \quad (3.59)$$

3.4.5 Hydraulisches oder thermisches System und Drehzahlregelung

Für das hydraulische System sei auf Band 2, Abschn. 4.5 und für das thermische System sowie die Drehzahlregelung auf die Abschn. 5.5.4, 5.5.5 desselben Bandes sowie auf Abschn. 2.1 dieses Bandes verwiesen.

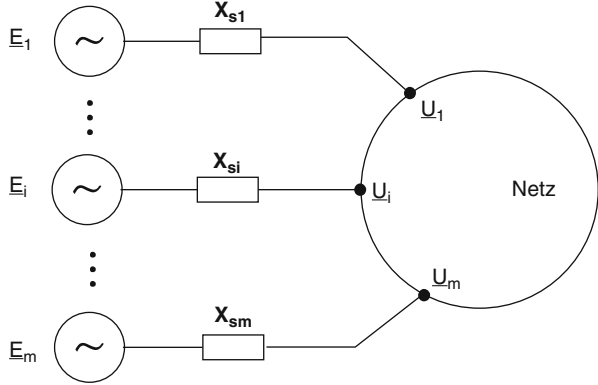
3.5 Transiente Analyse von Mehrmaschinensystemen

Die exakte Untersuchung der Dynamik von Mehrmaschinensystemen kann mit einer nichtlinearen Modellierung und Simulation des Systems durchgeführt werden (Kap. 1). Für kleine Störungen genügt eine *lineare Analyse*, dazu s. Abschn. 3.6.

Während einer kurzen Zeit nach der Störung befinden sich die Synchronmaschinen im transienten Zustand, und eine entsprechende vereinfachte *transiente Analyse* ist möglich. Im Folgenden wird diese Methode näher dargelegt.

Ausgegangen sei vom Netz mit m Generatoren der Abb. 3.31. Für eine bekannte Netzstruktur und Lastsituation lassen sich durch eine Lastflussberechnung der stationäre Zustand des Netzes und damit alle Spannungen, Ströme und Leistungen vor der Störung ermitteln (Band 1, Abschn. 9.3, 9.6). Insbesondere sind dann auch die transienten Quellenspannungen aller Generatoren bekannt, die den Ausgangspunkt für die *transiente Analyse* des Systems darstellen.

Abb. 3.31 Netz mit m Generatorgruppen, elektrisch stationäre Darstellung



3.5.1 Elektrisch statische Darstellung der Generatoren

Im Rahmen der transienten Analyse werden die Generatoren *elektrisch* durch ein *statisches Modell* beschrieben. Die Dynamik betrifft lediglich den *mechanischen* Teil. Physikalisch lässt sich diese Näherung durch die große Trägheit des Polradflusses der SM begründen. Die Resultate sind jedoch nur für Vorgänge kurzer Dauer zuverlässig.

Der i-te Generator ist elektrisch durch folgende Gleichungen bestimmt:

$$\begin{aligned} \vec{E}_i &= \vec{U}_i + X_{si} \vec{I}_i \\ \vec{E}_i' &= \vec{U}_i + X_{si}' \vec{I}_i \end{aligned} \quad \rangle \quad X_{si} = \begin{vmatrix} 0 & -X_{qi} \\ X_{di} & 0 \end{vmatrix}, \quad X_{si}' = \begin{vmatrix} 0 & -X_{qi}' \\ X_{di}' & 0 \end{vmatrix}. \quad (3.60)$$

Die erste Gleichung beschreibt mit Parkvektoren den stationären und die zweite den transienten Zusammenhang zwischen Quellenspannung und Klemmenspannung der SM. Sind $\underline{U}_i$ und $\underline{I}_i$ aus der Lastflussberechnung bekannt, lassen sich daraus $\underline{E}_i$ und $\underline{E}_i'$ bestimmen.

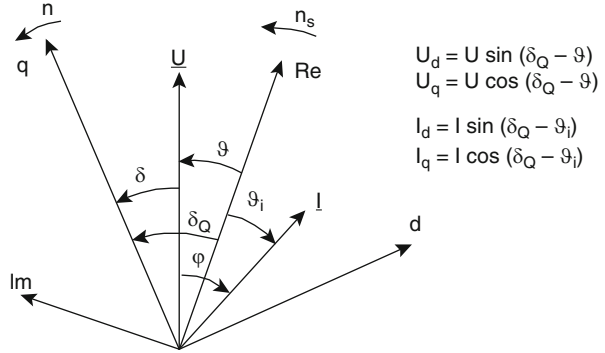
Die Dynamik wird durch die mechanischen p.u. Gl. (3.26) beschrieben

$$\begin{aligned} T_{mi} \frac{dn_i}{dt} &= m_{ai} - m_i \\ T_r \frac{d\delta_{Qi}}{dt} &= n_i - n_s, \quad i = 1 \dots m, \end{aligned} \quad (3.61)$$

wobei die Polradwinkel δ_{Qi} als Winkel zwischen der q-Achse der maschineneigenen dq-Systeme und einem beliebig festzulegenden, mit synchroner Geschwindigkeit n_s rotierenden Spannungszeiger aufzufassen sind (Abb. 3.32).

Die Abweichungen der Drehzahlen vom Synchronismus sind gering, und mit guter Näherung kann an Stelle des Drehmoments auch die Leistung $p = m \cdot n \approx m \cdot n_s \approx m$ (mit der Annahme $n_s \approx 1$) verwendet werden. Werden schließlich physikalische

Abb. 3.32 Referenzsysteme für SM (d,q) und Netz (Re,Im)



Einheiten eingeführt, lauten die Gleichungen

$$\begin{aligned} M_i \frac{d\omega_i}{dt} &= P_{ai} - P_i \\ \frac{d\delta_{Qi}}{dt} &= \omega_i - \omega_s \end{aligned} \quad \} \quad i = 1 \dots m \quad (3.62)$$

mit der Trägheitskonstante $M_i = T_{mi} \frac{S_{ri}}{\omega_r}$, ($\omega_s \approx \omega_r$ für $n_s \approx 1$).

Der m-te Generator werde als *Bilanz-Generator* definiert. Für Stabilitätsbetrachtungen ist es dann sinnvoll die Polradbewegung der anderen Generatoren relativ zur Bewegung dieses Generators hervorzuheben, durch Definition des relativen Polradwinkels

$$\delta_{im} = \delta_{Qi} - \delta_{Qm}. \quad (3.63)$$

Die Gl. (3.62) werden dann zu

$$\begin{aligned} M_i \frac{d\omega_i}{dt} &= P_{ai} - P_i, \quad \frac{d\delta_{im}}{dt} = \omega_i - \omega_m \quad i = 1 \dots m-1 \\ M_m \frac{d\omega_m}{dt} &= P_{am} - P_m, \quad \frac{d\delta_{Qm}}{dt} = \omega_m - \omega_s. \end{aligned} \quad (3.64)$$

3.5.2 Netzdarstellung

Die Last sei durch statische Elemente darstellbar. Das Netz bestehe aus n Knoten, wovon m Generatorknoten. Durch Anwendung der „direkten Methode“ lässt sich mit Hilfe der geordneten Knotenadmittanzmatrix das Netz durch die Gl. (9.23) des Abschn. 9.3.2.1 von Band 1 beschreiben (Reihenfolge G, L umgestellt)

$$\begin{pmatrix} \vec{I}_G \\ \vec{f}(\vec{U}_L) \end{pmatrix} = \begin{vmatrix} A & B \\ C & D \end{vmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \vec{U}_G \\ \vec{U}_L \end{pmatrix}. \quad (3.65)$$

Darin ist $\underline{U}_G$ der Vektor der Generatorspannungen und $\underline{U}_L$ der Vektor der übrigen Knotenpunktspannungen (Lastknoten). Bei reiner *Impedanzlast* (für den allgemeineren Fall s. Abschn. 3.5.5) lassen sich die Lastfunktionen durch

$$f_i(\underline{U}_{Li}) = -\underline{Y}_{Li} \underline{U}_{Li} \quad (3.66)$$

ausdrücken, und die Impedanzen $\underline{Y}_{Li}$ in die Diagonalkoeffizienten der Admittanzmatrix D integrieren, die somit zu D_y wird. Das äquivalente System ist „unbelastet“, und alle $(n - m)$ Lastknoten sind durch Reduktion der Knotenadmittanzmatrix nach Abschn. 9.3.3, Band 1, eliminierbar. Die Netzgleichungen werden

$$\begin{aligned} \vec{I}_G &= Y \vec{U}_G, \quad \text{mit} \quad Y = A - B \cdot D_y^{-1} \cdot C \\ \text{---} \succ I_{Gi} &= \sum_{k=1}^m Y_{ik} U_{Gk} \quad i = 1 \dots m. \end{aligned} \quad (3.67)$$

3.5.3 Die elektrische Leistung

Die Referenzsysteme für Generator- und Netzgrößen wurden in Band 1, Abschn. 6.9, eingeführt und werden in Abb. 3.32 nochmals veranschaulicht. Die Wirkleistung des Generators kann im Referenzsystem des Generators durch

$$P_i = 3 \vec{U}_i^t \vec{I}_i \quad \text{mit} \quad \vec{U} = \begin{pmatrix} U_d \\ U_q \end{pmatrix}, \quad \vec{I} = \begin{pmatrix} I_d \\ I_q \end{pmatrix} \quad (3.68)$$

ausgedrückt werden. Wird Gl. (3.60) eingesetzt, folgt stationär

$$P_i = 3 \left(\vec{E}_i^t \vec{I}_i - \vec{I}_i^t X_{si}^t \vec{I}_i \right). \quad (3.69)$$

Man beachte, dass bei Vernachlässigung der Anisotropie des Rotors ($x_d = x_q$), der zweite Term verschwindet.

Die Netzgleichungen (3.67) sind im Referenzsystem des Netzes ausgedrückt. Werden Strom und Spannungen durch ihre Real- und Imaginärkomponenten dargestellt, erhält man

$$I_{Rei} + j I_{Imi} = \sum_{k=1}^m (G_{ik} + j B_{ik})(U_{Rek} + j U_{Imk}),$$

oder mit Spaltenvektoren geschrieben, lautet dieser Ausdruck

$$\vec{I}_{Gi} = \begin{pmatrix} I_{Rei} \\ I_{Imi} \end{pmatrix} = \sum_{k=1}^m \begin{vmatrix} G_{ik} & -B_{ik} \\ B_{ik} & G_{ik} \end{vmatrix} \begin{pmatrix} U_{Rek} \\ U_{Imk} \end{pmatrix} = \sum_{k=1}^m Y_{ik} \vec{U}_{Gk}. \quad (3.70)$$

Die Transformation Maschinen- zu Netzkoordinaten ergibt sich leicht aus den Gleichungen in Abb. 3.32 mit $U_{\text{Re}} = U \cos \vartheta$, $U_{\text{Im}} = U \sin \vartheta$ und analog für I zu

$$\vec{U}_G = T \vec{U}, \quad \vec{I}_G = T \vec{I}, \quad \text{mit } T = \begin{vmatrix} \sin \delta_Q & \cos \delta_Q \\ -\cos \delta_Q & \sin \delta_Q \end{vmatrix}. \quad (3.71)$$

Für die orthogonale Transformationsmatrix **T** gilt

$$T^{-1} = T^t = \begin{vmatrix} \sin \delta_Q & -\cos \delta_Q \\ \cos \delta_Q & \sin \delta_Q \end{vmatrix}. \quad (3.72)$$

3.5.3.1 Netzdarstellung in Generatorkoordinaten

Mit Hilfe dieser Transformation kann die Netzgleichung (3.70) in Generatorkoordinaten (mit Parkvektoren) ausgedrückt werden

$$\vec{I}_i = \sum_{k=1}^m T_i^t Y_{ik} T_k \vec{U}_k = \sum_{k=1}^m C_{ik} \vec{U}_k, \quad i = 1 \dots m. \quad (3.73)$$

Die Auswertung des Ausdrucks $T_i^t Y_{ik} T_k$ ergibt

$$\begin{aligned} C_{ik} &= T_i^t Y_{ik} T_k = R^t Y_{ik} T_{ik}^t \\ \text{für } k &= i \quad C_{ii} = R^t Y_{ii}, \quad R = Y_{ii} \\ \text{mit } T_{ik} &= \begin{vmatrix} \sin \delta_{ik} & \cos \delta_{ik} \\ -\cos \delta_{ik} & \sin \delta_{ik} \end{vmatrix}, \quad R = \begin{vmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{vmatrix} \\ \delta_{ik} &= \delta_{Qi} - \delta_{Qk} = \delta_{im} - \delta_{km} \end{aligned} \quad (3.74)$$

(R = Rotationsmatrix).

3.5.3.2 Gesamtsystem in Parkvektordarstellung

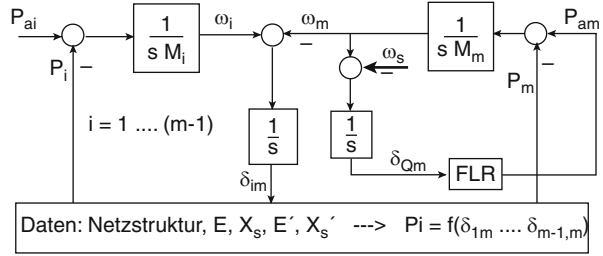
Wird U_k entsprechend Gl. (3.60) und die (3.74) in (3.73) eingesetzt, folgt

$$\begin{aligned} \vec{I}_i + Y_{ii} X_{si} \vec{I}_i + \sum_{k \neq i, 1}^m C_{ik} X_{sk} \vec{I}_k &= \sum_{k=1}^m C_{ik} \vec{E}_k \\ i &= 1 \dots m. \end{aligned} \quad (3.75)$$

Dieses Gleichungssystem lässt sich nach den Strömen auflösen, die in Funktion von Quellenspannungen und Netzstruktur ausgedrückt werden können. Man erhält mit

$$\begin{aligned} H_{ii} &= E + Y_{ii} X_{si} \\ H_{ik} &= C_{ik} X_{sk}, \quad \text{für } k \neq i, \end{aligned} \quad (3.76)$$

Abb. 3.33 Blockdiagramm des Mehrmaschinensystems, FLR = Frequenzleistungsregelung (Sekundärregelung)



worin $\mathbf{E} = (2 \times 2)$ -Einheitsmatrix, die Matrixgleichung

$$\begin{vmatrix} H_{11} & \cdot & H_{1m} \\ \cdot & \cdot & \cdot \\ H_{m1} & \cdot & H_{mm} \end{vmatrix} \begin{pmatrix} \vec{I}_1 \\ \cdot \\ \vec{I}_m \end{pmatrix} = \begin{vmatrix} C_{11} & \cdot & C_{1m} \\ \cdot & \cdot & \cdot \\ C_{m1} & \cdot & C_{mm} \end{vmatrix} \begin{pmatrix} \vec{E}_1 \\ \cdot \\ \vec{E}_m \end{pmatrix}.$$

oder einfacher

$$\begin{aligned} H \vec{I} &= C \vec{E} \\ \text{---} \succ \vec{I} &= Y_G \vec{E} \quad \text{mit} \quad Y_G = H^{-1} C. \end{aligned} \quad (3.77)$$

$\mathbf{C}$, $\mathbf{H}$ und $\mathbf{Y}_G$ sind $(2m \times 2m)$ -Matrizen. $\mathbf{Y}_G$ ist die reduzierte Knotenpunktadmittanzmatrix in Generatorkoordinaten. Für Generatorstrom und Generatorleistung folgen schließlich durch Einbezug der Gl. (3.69) die Parkvektorgleichungen

$$\begin{aligned} \vec{I}_i &= \sum_{k=1}^m Y_{Gik} \vec{E}_k \\ P_i &= 3 \left(\vec{E}_i^t \vec{I}_i - \vec{I}_i^t X_{si}^t \vec{I}_i \right). \end{aligned} \quad (3.78)$$

Dieser fundamentale Zusammenhang drückt Generatorstrom und Generatorleistung in Abhängigkeit von allen Quellenspannungen und Knotenpunktadmittanzen aus, wobei diese ihrerseits Funktionen der Polradwinkeldifferenzen δ_{ik} oder wegen Gl. (3.74) auch der Polradwinkel δ_{Qi} oder der $(m-1)$ Variablen δ_{im} sind.

Der Zusammenhang wird vom Blockdiagramm in Abb. 3.33 veranschaulicht. Das Gleichungssystem (3.78) für den stationären Zustand mit m Gleichungen und $(m-1)$ unbekannten Polradwinkeln ist nicht überbestimmt, da die Leistung P_m des Bilanzknotens die Wirkleistungsbilanz erfüllen muss. P_m wird von P_{am} über die Frequenzleistungsregelung automatisch so gesteuert, dass stationär $\omega_s = \text{Sollfrequenz} = \omega_r$.

Werden in allen Gleichungen die stationären Werte $\mathbf{E}$ und $\mathbf{X}_s$ der SM durch die transienten Werte $\mathbf{E}'$ und $\mathbf{X}_s'$ ersetzt, ergeben sich der transiente Strom und die *transiente Leistung*

$$\begin{aligned} \vec{I}_i' &= \sum_{k=1}^m Y_{Gik}' \vec{E}_k' \\ P_i' &= 3 \left(\vec{E}_i'^t \vec{I}_i' - \vec{I}_i'^t X_{si}'^t \vec{I}_i' \right). \end{aligned} \quad (3.79)$$

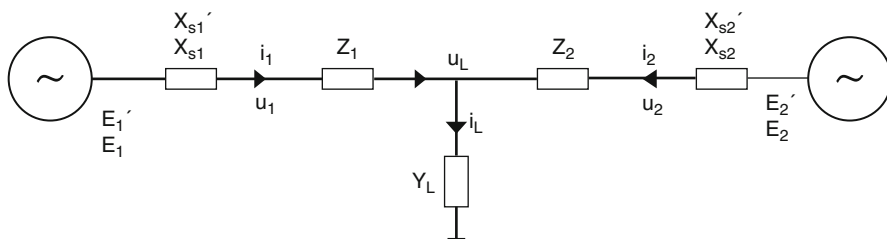
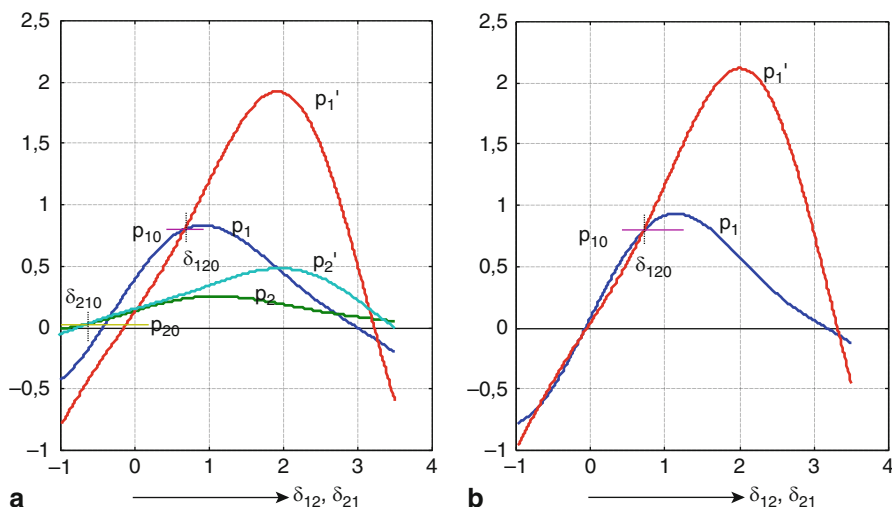


Abb. 3.34 Zwei-Maschinen-System zu Beispiel 3.3

Abb. 3.35 Resultate der Berechnung Beispiel 3.3 a SM 2: 500 MVA b SM 2: ∞

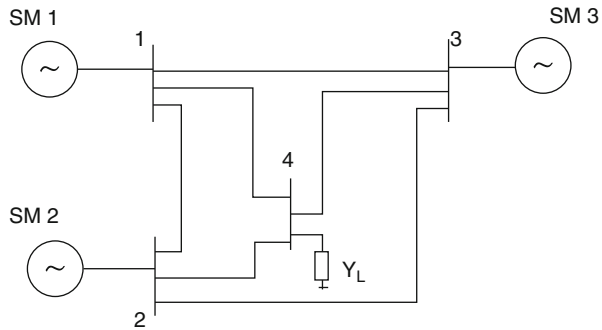
Zur näheren Erläuterung werden nachfolgend die Fälle des Zwei- und Dreimaschinen-Systems anhand konkreter Zahlenwerte für einfache Netzverbindungen durchgespielt.

Beispiel 3.3: Zwei-Maschinen-System

- Für das Zwei-Maschinen-System der Abb. 3.34 sind der Verlauf der statischen und transienten Leistung zu bestimmen. Die Daten der SM 1 sind mit jenen des Beispiels 3.2 (Abschn. 3.3) identisch, ebenso der stationäre Zustand. Auch die Daten des Netzes seien die gleichen, es werde jedoch auch die ohmsche Komponente der Leitungsimpedanzen berücksichtigt. Somit gilt in p.u. der SM: $z_1 = 0,04 + j 0,14$, $z_2 = 0,02 + j 0,06$. Für den Turbogenerator SM 2 gilt: $S_{r2} = 500$ MVA, $x_d = 2$ p.u., $x_q = 1,95$ p.u., $x'_d = 0,3$ p.u., $x'_q = 0,35$ p.u.
- Man vergleiche die Resultate mit dem Fall $S_{r2} = \infty$ (starres Netz)

Die mit den Beziehungen (3.78) sowie (3.79) erhaltenen Resultate zeigt die Abb. 3.35. Die Resultate der Abb. 3.35b ($S_{r2} = \infty$) stimmen wie erwartet weitgehend mit jenen

Abb. 3.36 Schema zu Beispiel 3.4



der Abb. 3.28a überein (kleine Unterschiede, auf Grund ohmscher Komponenten der Leitungsimpedanzen). Wird das starre Netz durch eine SM endlicher Leistung ersetzt, wird die Stabilität verschlechtert, wie die Abb. 3.35a deutlich zum Ausdruck bringt. In Abb. 3.35a sind die stationäre und die transiente Leistung beider Maschinen in Funktion von δ_{12} bzw. δ_{21} dargestellt. Für die Interpretation der Leistungen der SM 2 ist zu beachten, dass $\delta_{21} = -\delta_{12}$.

Beispiel 3.4: Drei-Maschinen-System Abbildung 3.36 zeigt das der Berechnung zugrundeliegendes Schema.

Die Daten sind:

SM1: $S_r = 100$ MVA, $x_d = 1.6$ p.u., $x_q = 0.8$ p.u., $x'_d = 0.35$ p.u., $x'_q = 0.8$ p.u.

SM2: $S_r = 200$ MVA, $x_d = 1.9$ p.u., $x_q = 1.85$ p.u., $x'_d = 0.25$ p.u., $x'_q = 0.3$ p.u.

SM3: $S_r = 500$ MVA, $x_d = 2$ p.u., $x_q = 1.95$ p.u., $x'_d = 0.3$ p.u., $x'_q = 0.35$ p.u.

Last: $Y_L = 0,0063 - j 0,003$ 1/Ω,

Zweigimpedanzen in p.u. der SM 1:

L12: $0,02 + j 0,08$, L13: $0,04 + j 0,14$, L14: $0,015 + j 0,06$

L23: $0,04 + j 0,14$, L24: $0,015 + j 0,06$

L34: $0,02 + j 0,09$

Leitungskapazitäten (in Knoten konzentriert):

$Y_{c1} = 0,0007$, $Y_{c2} = 0,0007$, $Y_{c3} = 0,0009$, $Y_{c4} = 0,0005$ 1/Ω.

Die Lastflussberechnung wird mit SM 3 als Bilanzgenerator und den Vorgaben:

$P_1 = 80$ MW, $P_2 = 150$ MW, $u_1 = 1$, $u_2 = 1.01$, und $u_3 = 1$ p.u., durchgeführt.

Man erhält $P_3 = 56,5$ MW, $Q_1 = 3,1$ MVar, $Q_2 = 35,7$ MVar, $Q_3 = -16,3$ MVar,

$\delta_{130} = 18,7^\circ$, $\delta_{230} = 33,2^\circ$.

Die Abb. 3.37 und 3.38 zeigen die mit den Gl. (3.73), (3.82) und (3.83) berechneten stationären und transienten Leistungsflächen der SM 1 und SM 2 in Abhängigkeit von den beiden Polradwinkeln δ_{13} und δ_{23} . In Abb. 3.39 ist ein vertikaler Schnitt durch

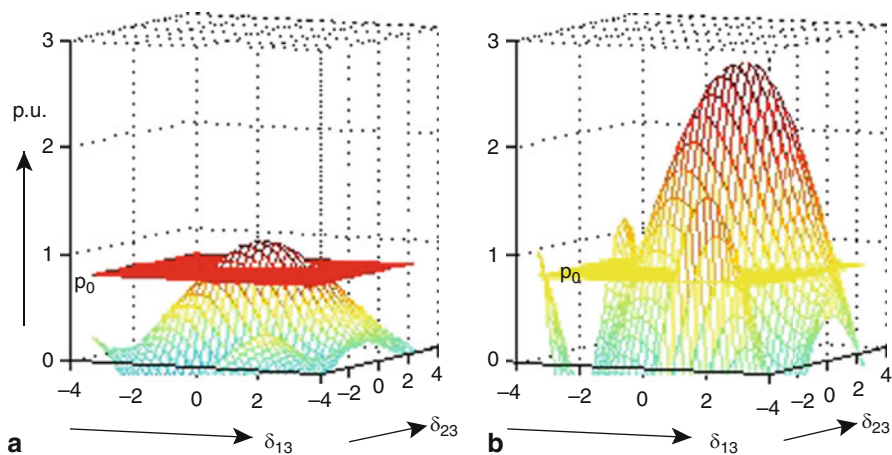


Abb. 3.37 Beispiel 3.4 **a** stationäre **b** transiente Leistungsfläche von SM1 in Funktion der beiden Polradwinkel relativ zum Bilanzgenerator

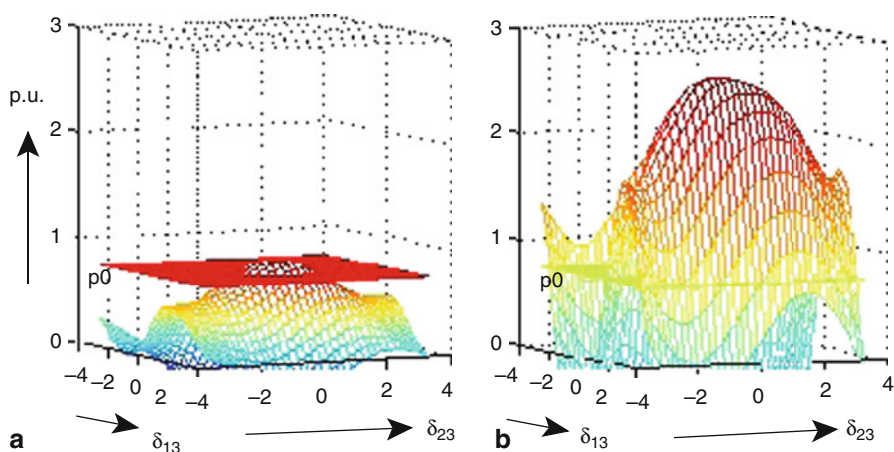


Abb. 3.38 Beispiel 3.4 **a** stationäre **b** transiente Leistungsfläche von SM2 in Funktion der beiden Polradwinkel relativ zum Bilanzgenerator

die Leistungsflächen für beide Maschinen gegeben, der die stationäre und transiente Leistung in Funktion des eigenen Polradwinkels in rad darstellt. Stationär arbeitet SM 2 nicht weit von der statischen Stabilitätsgrenze.

Die Kennlinien können für beliebige Netzzustände ermittelt werden. So zeigt Abb. 3.40 die transienten Kennlinien beider Generatoren SM 1 und SM 2 vor und während eines satten Kurzschlusses im Knotenpunkt 4 des Netzes Abb. 3.36. Da der Kurzschluss in diesem Fall generatorfern ist, wird die Stabilität erst bei einer Dauer des Kurzschlusses von mehr als 0,5 s kritisch (s. dazu auch Abschn. 3.3.1).

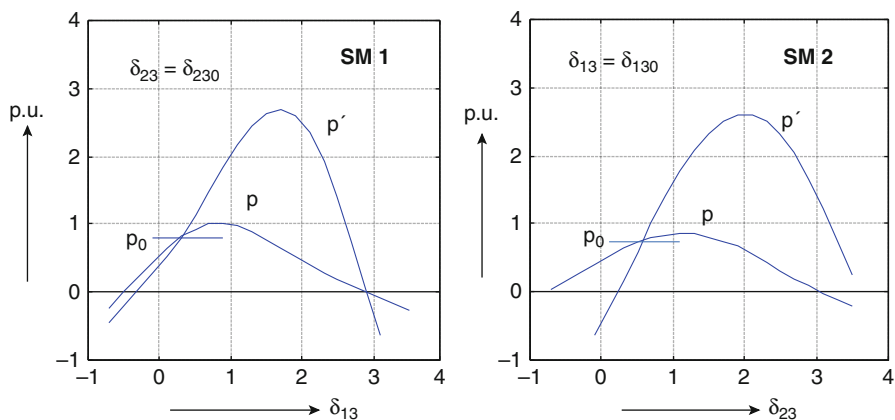


Abb. 3.39 Beispiel 3.4, Schnitt durch die Leistungsflächen Abb. 3.37 bzw. 3.38 p = stationäre Leistung, p' = transiente Leistung

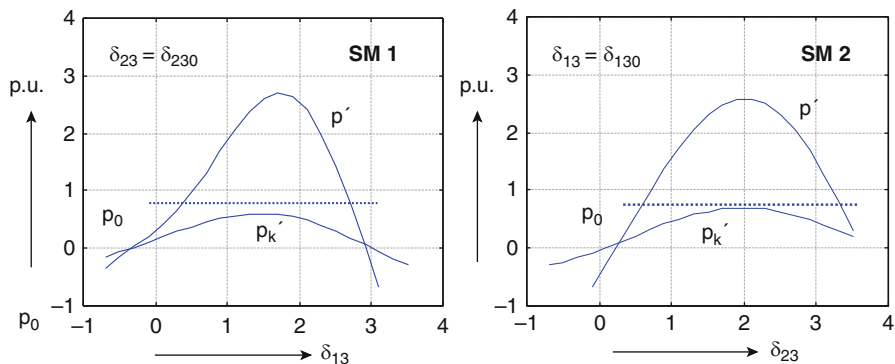


Abb. 3.40 Beispiel 3.4, transiente Kennlinien der SM 1 und 2 vor (p') und während (p_k') des Kurzschlusses im Knotenpunkt 4

3.5.4 Systeme mit $m > 3$

Ähnliche Berechnungen können für Systeme mit mehr als drei Maschinen durchgeführt werden, wobei die Leistungen als Hyperflächen im m -dimensionalen Raum erscheinen, die durch entsprechende Schnitte veranschaulicht werden können. Die praktische Grenze von Berechnungen dieser Art ist bei zunehmendem m durch die stark zunehmende Rechenzeit gegeben. Werden nicht die Hyperflächen, sondern nur die bei Stabilitätsanalysen momentan wirksamen Leistungen berechnet (in Matlab/Simulink, z. B. mit S-functions) steigt der Rechenaufwand weniger dramatisch an. Die Anzahl Maschinen kann durch Netzreduktion (Modelle mit Teilnetzen, die jeweils nur eine SM umfassen, Abschn. 3.5.7) begrenzt werden.

3.5.5 Spannungsunabhängigkeit der Last

Die Last ist bisher als Impedanzlast dargestellt worden, was eine quadratische Abhängigkeit der Leistung von der Spannung impliziert. Motorische Lasten beispielsweise sind jedoch, was die Wirkleistung betrifft, nach kurzer Zeit nahezu spannungsunabhängig (s. Abschn. 3.4). Um diesen Effekt zu berücksichtigen, kann der quadratische Ansatz

$$\underline{S}_L = \underline{S}_{L0} + 3\underline{U}_L \underline{I}_{L0}^* + 3\underline{Y}_L^* \underline{U}_L^2,$$

verwendet werden, der einen Konstantleistung-, einen Konstantstrom- und einen Impedanzlastanteil enthält. Der entsprechende Laststrom ist

$$\underline{I}_L = \frac{\underline{S}_{L0}^*}{3 \underline{U}_L^*} + \underline{I}_{L0} + \underline{Y}_L \underline{U}_L. \quad (3.80)$$

Um die Berechnung der transienten Leistung ohne zusätzliche rechenzeitaufwendige Iterationen durchzuführen, kann der erste Term auf der rechten Seite im stationären Betriebspunkt linearisiert werden, wodurch der spannungsunabhängige Lastanteil durch einen Konstantstrom und eine negative Admittanz näherungsweise erfasst wird. Man erhält aus Gl. (3.80) für einen beliebigen Lastknoten

$$\underline{I}_L = \underline{I}_0 + \underline{Y}_{L\ddot{a}q} \underline{U}_L, \quad \text{mit} \quad \underline{I}_0 = \underline{I}_{L0} + \frac{2\underline{S}_{L0}^*}{3\underline{U}_{L0}^*}, \quad \underline{Y}_{L\ddot{a}q} = \left(\underline{Y}_L - \frac{\underline{S}_{L0}^*}{3\underline{U}_{L0}^2} \right).$$

An Stelle der Gl. (3.66) tritt die Gleichung

$$f_i(\underline{U}_{Li}) = -\underline{Y}_{Li\ddot{a}q} \underline{U}_{Li} - \underline{I}_{i0}. \quad (3.81)$$

Wird die Admittanz $\underline{Y}_{Li\ddot{a}q}$ wieder in die Diagonalterme der Matrix D integriert, folgt analog zu Gl. (3.67)

$$\underline{I}_{Gi} = \sum_{k=1}^m \underline{Y}_{ik} \underline{U}_{Gk} + \underline{I}_{Gi0}, \quad \text{mit} \quad \vec{\underline{I}}_{G0} = \underline{B} \cdot \underline{D}_y^{-1} \vec{\underline{I}}_0, \quad \vec{\underline{I}}_0 = [\underline{I}_{i0}]. \quad (3.82)$$

$\underline{I}_{Gi0}$ ist die komplexe Komponente des m-dimensionalen Vektors $\underline{\mathbf{I}}_{G0}$. Wird sie als Spaltenvektor geschrieben mit Real- und Imaginärteil, folgt analog zu Gl. (3.70)

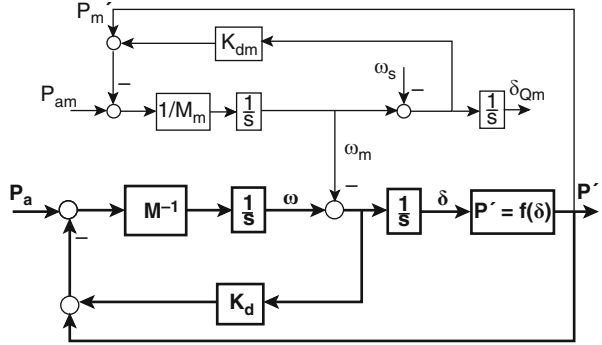
$$\vec{\underline{I}}_{Gi} = \sum_{k=1}^m \underline{Y}_{ik} \vec{\underline{U}}_{Gk} + \vec{\underline{I}}_{Gi0}, \quad (3.83)$$

und in den Gl. (3.75) muss schließlich lediglich

$$\sum_{k=1}^m \underline{C}_{ik} \vec{\underline{E}}_k \quad \text{durch} \quad \sum_{k=1}^m \underline{C}_{ik} \vec{\underline{E}}_k + \underline{T}_i^t \vec{\underline{I}}_{Gi0} \quad (3.84)$$

ersetzt werden.

Abb. 3.41 Blockdiagramm zu den Gleichungssystemen (3.85), (3.86)



3.5.6 Stabilität im Großen

Sind durch die vorangehende Berechnung die transienten Leistungen P'_i ($\delta_{1m} \dots \delta_{m-1,m}$) für den gewünschten Zustand bekannt, kann aus Gl. (3.64) durch Aufspaltung von P_i in transiente und asynchrone Leistung die $(m-1)$ -dimensionale Zustandsgleichung geschrieben werden

$$M \frac{d\vec{\omega}}{dt} + K_d \Delta\vec{\omega} = \vec{P}_a - \vec{P}', \quad \frac{d\vec{\delta}}{dt} = \Delta\vec{\omega}, \quad (3.85)$$

$$\Delta\vec{\omega} = \vec{\omega} - \omega_m, \quad \vec{\delta} = [\delta_{im}], \quad i = 1 \dots m-1,$$

worin M die Diagonalmatrix der Trägheitskonstanten, K_d jene der Dämpfungskoeffizienten und P' den Vektor der transienten Leistungen darstellt. Für die Berechnung von K_d s. Abschn. 3.2; wesentlich kann der Einfluss von Spannungsregelung und Pendeldämpfungsgerät sein. Für den Bilanzgenerator gilt ferner die Gleichung

$$M_m \frac{d\omega_m}{dt} + K_{dm} \Delta\omega_m = P_{am} - P'_m \quad (3.86)$$

$$\Delta\omega_m = \omega_m - \omega_s, \quad \frac{d\delta_{Qm}}{dt} = \Delta\omega_m,$$

und es ergibt sich das in Abb. 3.41 dargestellte Rechenschema, das z. B. mit Matlab ausgewertet werden kann und die Polradbewegungen aller Generatoren liefert.

Die Abb. 3.42 zeigt die Auswertung des Beispiels 3.4 (Abb. 3.36) für einen dreipoligen Kurzschluss von 0.3 s Dauer im Knotenpunkt 4. Ergänzende Daten sind $T_{m1} = T_{m2} = 5$ s, $T_{m3} = 8$ s. Gezeigt werden die Trajektorien und die Leistungen der SM 1 und 2 (vergl. auch mit Abb. 3.40) sowie der Verlauf der Drehzahlabweichungen der drei Gruppen.

Wird auf die Ermittlung der stationären Leistungsflächen verzichtet und werden statt dessen die während des transienten Vorgangs wirkenden momentanen Leistungen berechnet (z. B. mit Matlab/Simulink, S-functions), ergibt sich das in Abb. 3.43 dargestellte Resultat.

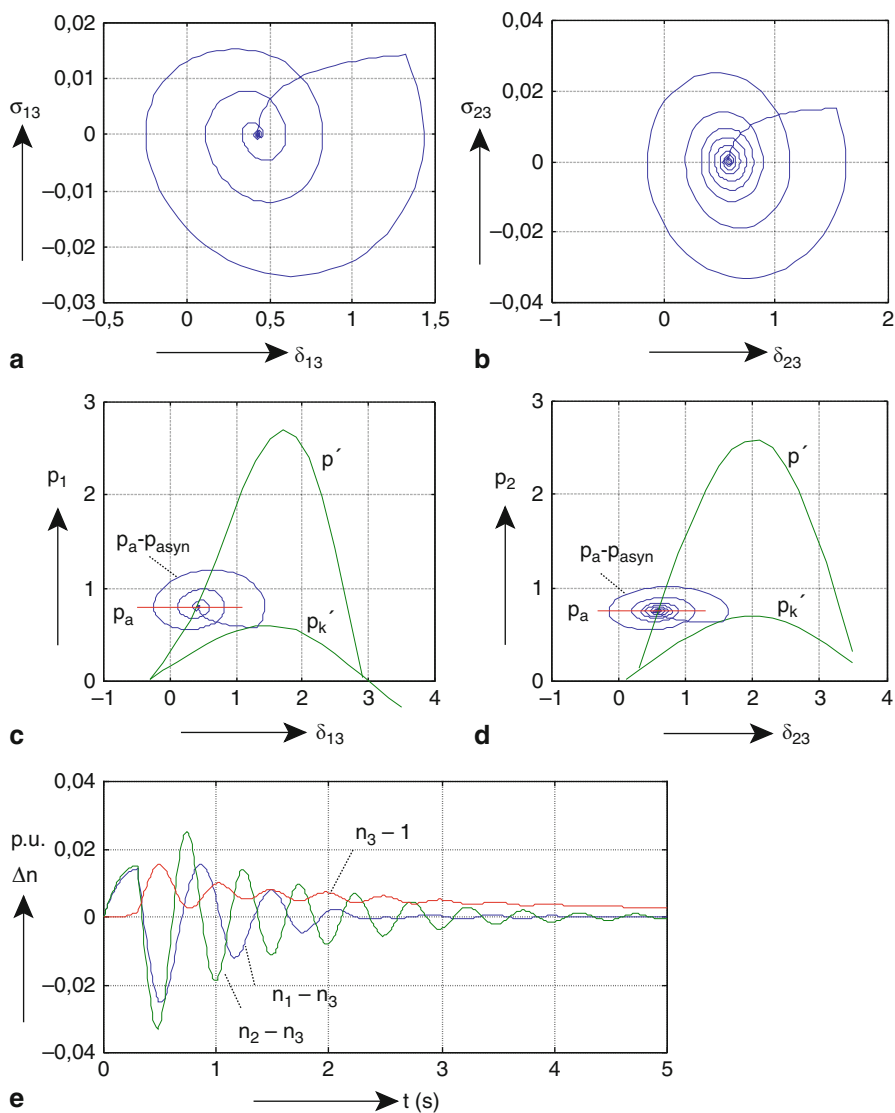


Abb. 3.42 Kurzschluss von Dauer 0.3 s im Knotenpunkt 4 von Beispiel 3.4, Abb. 3.37 **a** Trajektorie der SM 1 **b** Trajektorie der SM 2 **c** transiente Leistungen der SM 1 **d** transiente Leistungen der SM 2 **e** Drehzahlabweichungsverlauf der drei Maschinen

3.5.7 Ordnungsreduktion

Im Rahmen der transienten Analyse weisen die Generatoren die Ordnung 2 auf, und das Netz wird auf die Generatorknoten (allgemeiner: aktive Knoten) reduziert. Eine

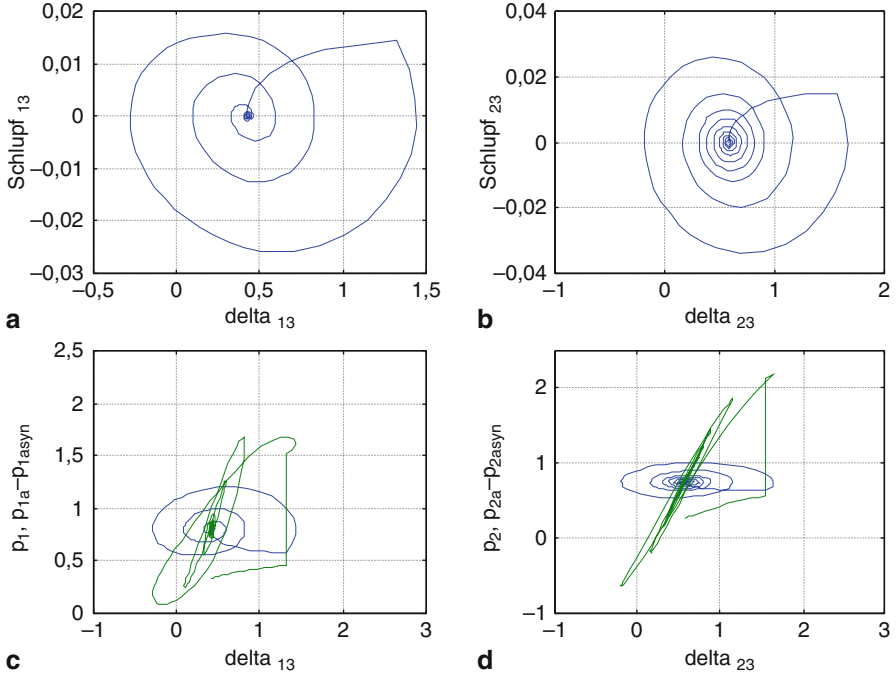


Abb. 3.43 Kurzschluss von Dauer 0.3 s im Knotenpunkt 4 von Beispiel 3.4, Abb. 3.36, Berechnung von $P(\delta)$ mit S-function. Resultate wie in Abb. 3.42, in c und d sind jedoch die momentanen statt die stationären transienten Leistungen dargestellt

weitere Reduktion ist nur durch Zusammenfassung von Gruppen von Generatoren möglich.

3.5.7.1 Kohärente Generatoren

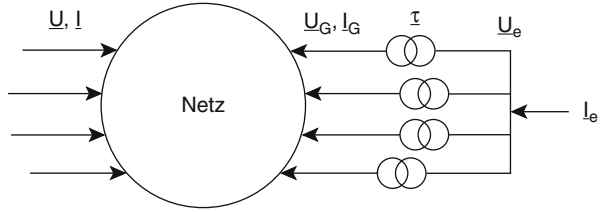
Generatoren eines Teilnetzes werden als *kohärent* bezeichnet, wenn sie sich synchron (oder nahezu synchron) bewegen, und somit die Polradwinkeldifferenz als null oder klein angenommen werden kann. Dann lassen sie sich, wie im Folgenden gezeigt wird, zu einem einzigen Generator zusammenfassen

Dazu führen wir zunächst eine *Netzreduktion nach Zhukov* (1964) durch, [9, 10]. Ausgehend von den Netzgleichungen

$$\begin{pmatrix} \vec{I} \\ \vec{I}_G \end{pmatrix} = \begin{vmatrix} A & B \\ C & D \end{vmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \vec{U} \\ \vec{U}_G \end{pmatrix}, \quad (3.87)$$

worin die Vektoren der zusammenzufassenden Generatorknoten mit G indiziert sind, wird eine äquivalente Netzgleichung eingeführt, welche die Knoten G durch einen

Abb. 3.44 Netzreduktion
nach Zhukov/de Mello



einzigsten Knoten e ersetzt

$$\begin{pmatrix} \vec{I} \\ \underline{I}_e \end{pmatrix} = \begin{vmatrix} A & B_e \\ C_e & d_e \end{vmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \vec{U} \\ \underline{U}_e \end{pmatrix}. \quad (3.88)$$

Sollen $\vec{I}$ und $\vec{U}$ unverändert bleiben, folgt aus den ersten Zeilen von (3.87) und (3.88) die Äquivalenz

$$B_e = B \vec{\tau}, \quad \text{mit} \quad \vec{\tau} = \frac{\vec{U}_G}{\underline{U}_e}, \quad (3.89)$$

die zur elektrischen Interpretation mit idealen Transformatoren in Abb. 3.44 führt. Damit die eingespeiste Leistung im äquivalenten Knoten e mit der Summenleistung der Knoten G übereinstimmt, muss gelten

$$\vec{U}_G^t \vec{I}_G^* = \underline{U}_e \underline{I}_e^* \quad \text{---} \succ \quad \underline{I}_e = \vec{\tau}^t \vec{I}_G, \quad (3.90)$$

woraus folgt

$$\vec{U}_G^t (C^* \vec{U}^* + D^* \vec{U}_G^*) = \underline{U}_e (C_e^* \underline{U}^* + d_e^* \underline{U}_e^*) \quad (3.91)$$

und schließlich

$$\begin{aligned} C_e &= \vec{\tau}^{*t} C \\ d_e &= \vec{\tau}^{*t} D \vec{\tau}. \end{aligned} \quad (3.92)$$

Das äquivalente Netz hat *konstante Admittanzen*, wenn die *Übersetzung der Transformatoren konstant* ist unabhängig vom Netzzustand. Dann gilt aber

$$\underline{\tau} = \frac{U_{Gi} e^{j\theta_i}}{U_e e^{j\theta_e}} = \text{konst.} \quad \text{---} \succ \quad \frac{U_{Gi} e^{j\theta_i}}{U_{Gk} e^{j\theta_e}} = \frac{U_{Gi}}{U_{Gk}} e^{j(\theta_i - \theta_e)} = \frac{\underline{\tau}_i}{\underline{\tau}_k} = \text{konst.} \quad (3.93)$$

Sind die Spannungsbeträge der Generatoren konstant, entspricht Gl. (3.93) der *Kohärenzbedingung* $\vartheta_i - \vartheta_k = \text{konst.}$ (die Winkel ändern synchron).

Die Kohärenzbedingung impliziert also (unter der Voraussetzung konstanter Generatorspannungen) die Konstanz der Transformatorübersetzungen und umgekehrt.

3.5.7.2 Transiente Analyse und Kohärenz

Im transienten Zustand sind die Generatoren durch die konstante transiente Spannung E_i' und den transienten Polradwinkel δ_{Qi}' gegeben (Abb. 3.3). In den Gl. (3.87) bis (3.93) tritt an Stelle der Spannung U die Spannung E' und an Stelle des Winkels ϑ der Winkel δ_Q' . Zu beachten ist, dass $\Delta\delta_Q' = \Delta\delta_Q$ (Abb. 3.3).

Nach Abschn. 3.5.3 bestehen nach Elimination der Lastknoten zwischen den Generatorströmen und -spannungen im Generator-Referenzsystem die transienten Beziehungen (Last als Impedanzlast)

$$\begin{aligned}\vec{I}' &= Y_G' \vec{E}' - \sum_{k=1}^m Y_{Gik}' \vec{E}_k' \\ P_i' &= 3 \left(\vec{E}_i'^t \vec{I}_i' + \vec{I}_i'^t X_{si}'' \vec{I}_i' \right)\end{aligned}\quad (3.94)$$

Die elektrische transiente Leistung ist eine nichtlineare Funktion aller Polradwinkel, nimmt also die allgemeine Form an

$$P_i' = f(\delta_{Q1} \dots \delta_{Q,m-1}) \quad (3.95)$$

Deren Ableitung im stationären Betriebspunkt ist die transiente synchronisierende Leistung. Für zwei verschiedene Generatoren i und j der Generatorgruppe G relativ zum einem Generator (Knoten) k außerhalb dieser Gruppe, gilt z. B.

$$\Delta P_i' = K_{ik}' \Delta\delta_{Qk}, \quad \Delta P_j' = K_{jk}' \Delta\delta_{Qk}, \quad (3.96)$$

Bei Änderung von δ_{Qk} ist die transiente Beschleunigung der Polräder für die beiden Generatoren i und j dann etwa gleich (bei gleicher Dämpfung), wenn

$$\frac{K_{ik}'}{K_{jk}'} = \frac{M_i}{M_j}. \quad (3.97)$$

Ist diese Bedingung erfüllt, ist die Kohärenz der beiden Generatoren relativ zum Knotenpunkt k angenähert gegeben. Ist sie für alle Knotenpunkten k außerhalb der Gruppe G erfüllt sind die Generatoren *absolut kohärent*.

Bei Kohärenz können die Generatoren durch den äquivalenten Generator (E_e' , δ_{Qe}') bzw. durch den Parkvektor E_e' ersetzt werden. Der äquivalente Polradwinkel wird so gewählt, dass

$$\delta_{Qe} = \frac{\sum_G M_i \delta_{Qi}}{M_e}, \quad \text{mit} \quad M_e = \sum_G M_i, \quad (3.98)$$

(M = Trägheitsmoment). Die Ersatzgruppe weist die mechanische Leistung $P_{me} = \sum P_{mi}$ auf.

3.5.7.3 Berechnung der synchronisierenden Leistung

Aus Gl. (3.94) folgt

$$K'_{ij} = \frac{\partial P'_i}{\partial \delta_{Qj}} = 3 \left(\vec{E}_i'' \frac{\partial \vec{I}'_i}{\partial \delta_{Qj}} - \frac{\partial \vec{I}_i''}{\partial \delta_{Qj}} X'_{si} \vec{I}_{i0} - \vec{I}_{i0} X'_{si} \frac{\partial \vec{I}'_i}{\partial \delta_{Qj}} \right) \quad (3.99)$$

$$\text{---} \succ K'_{ij} = 3 \left(\vec{U}_{i0}^t \frac{\partial \vec{I}'_i}{\partial \delta_{Qj}} - \frac{\partial \vec{I}_i''}{\partial \delta_{Qj}} X'_{si} \vec{I}_{i0} \right).$$

Die Ableitung des Stromes erhält man aus den Gl. (3.75), (3.76)

$$H'_{ii} \vec{I}'_i + \sum_{k \neq i, 1}^m C_{ik} X'_{sk} \vec{I}'_k = \sum_{k=1}^m C_{ik} \vec{E}'_k \quad (3.100)$$

bei Berücksichtigung der Gl. (3.60) und (3.76) zu

$$H'_{ii} \frac{\partial \vec{I}'_i}{\partial \delta_{Qj}} + \sum_{k \neq i, 1}^m \frac{\partial C_{ik}}{\partial \delta_{Qj}} X'_{sk} \vec{I}'_k + \sum_{k \neq i, 1}^m C_{ik0} X'_{sk} \frac{\partial \vec{I}'_k}{\partial \delta_{Qj}} = \sum_{k=1}^m \frac{\partial C_{ik}}{\partial \delta_{Qj}} \vec{E}'_k \quad (3.101)$$

$$\text{---} \succ \sum_{k=1}^m H'_{ik0} \frac{\partial \vec{I}'_k}{\partial \delta_{Qj}} = \sum_{k=1}^m \frac{\partial C_{ik}}{\partial \delta_{Qj}} \vec{U}_{k0},$$

Ausdruck, der sich in Matrixform nach der Stromableitung auflösen lässt

$$\frac{\partial \vec{I}'}{\partial \delta_{Qj}} = H'^{-1}_0 \left[\frac{\partial C_{ik}}{\partial \delta_{Qj}} \right] \vec{U}_0, \quad \text{mit} \quad H_0 = [H_{ik}]. \quad (3.102)$$

Analog dazu erhält man

$$\frac{\partial \vec{I}'^t}{\partial \delta_{Qj}} = \vec{U}_0^t \left[\frac{\partial C'_{ik}}{\partial \delta_{Qj}} \right] H'^{-1}_{0t}, \quad \text{mit} \quad H_{0t} = [H'_{ik}]. \quad (3.103)$$

Die Koeffizienten der $[\partial C / \partial \delta]$ Matrix sind lediglich für $k \neq i$ und $k=j$ oder $i=j$ verschieden von Null. Sie folgen aus Gl. (3.74)

$$C_{ik} = T_i^t Y_{ik} T_k$$

$$\frac{\partial C_{ik}}{\partial \delta_{Qi}} = - \frac{\partial C_{ik}}{\partial \delta_{Qk}} = T_{i0}^t R^t Y_{ik} T_{k0} \quad (3.104)$$

$$\frac{\partial C'_{ik}}{\partial \delta_{Qi}} = - \frac{\partial C'_{ik}}{\partial \delta_{Qk}} = T_{k0}^t Y'_{ik} R T_{i0}.$$

Wird die Last allgemeiner ausgedrückt (Abschn. 3.5.5), muss der rechten Seite der Gl. (3.100) ein zusätzlicher Term entsprechend Gl. (3.84) hinzugefügt werden, was jedoch die nachfolgenden Ausdrücke nur leicht modifiziert.

3.6 Lineare Analyse von Mehrmaschinensystemen

Für kleine Störungen des Betriebs kann eine lineare Analyse durchgeführt werden. Die Bewegungsgleichung der Generatorgruppen lautet für kleine Änderungen wegen der Gl. (3.63), (3.64)

$$M_i \frac{d\Delta\omega_i}{dt} = \Delta P_{ai} - \Delta P_i, \quad \frac{d\Delta\delta_{Qi}}{dt} = \Delta\omega_i - \Delta\omega_s \quad (3.105)$$

$$i = 1 \dots m.$$

Die Änderung der elektrischen Leistung folgt für eine Drehzahl- und Spannungsge-regelte Gruppe (evtl. mit Pendeldämpfungsgerät) aus Gl. (3.35), wobei diese jetzt nicht in p.u. sondern in physikalischen Größen geschrieben wird

$$\Delta P_i = K_{Ri}(s) \Delta\delta_i + Q_{Ri}(s) \Delta U_i, \quad i = 1 \dots m. \quad (3.106)$$

Dabei ist folgendes zu beachten:

- Im Unterschied zu Abschn. 3.2 tritt an Stelle der Netzspannung U_Q die Spannung U des Anschlussknotens des Kraftwerks an das Netz. Bei der Berechnung der Übertragungsfunktionen des Abschn. 3.2 muss deshalb die Netzreaktanz x_Q durch die Reaktanz bis zum Anschlussknoten ersetzt werden (i. d. R. Reaktanz von Maschinentransformator und evtl. Leitungsteilstück). Dementsprechend ist der Winkel δ_Q durch den Winkel δ der Anschlussspannung zu ersetzen. Gemäß Abb. 3.33 gilt $\delta_Q = \delta + \vartheta$. Für den Bilanzgenerator mit Index m , dessen Anschlusspunktspannung nun stationär und dynamisch als reelle Referenzachse für das Netz genommen wird (Band 1, Abschn. 9.6.2), ist $\vartheta_m = 0$ und somit $\delta_m = \delta_{Qm}$.
- Die in Abschn. 3.2.2 in p.u. berechneten Übertragungsfunktionen sind mit den Bezugsgrößen zu multiplizieren, und zwar mit S_r für $K_R(s)$ und mit S_r/U_n , für $Q_R(s)$, worin S_r die Nennleistung der Gruppe oder des Kraftwerks und U_n die Bezugsspannung des Netzes darstellt.

Den Gl. (3.105), (3.106) entspricht das Blockschema Abb. 3.45. Bilanzgenerator und die restlichen $(m - 1)$ Generatorgruppen sind gesondert dargestellt. Die Größen der letzteren sind in Vektoren zusammengefasst. Ebenso werden die Übertragungsfunktionen zu einer (diagonalen) Übertragungsmatrix zusammengefasst. Im Bildbereich erhält man

$$\begin{aligned} [s^2 M + K_R(s)] \Delta \vec{\delta}_Q &= \Delta \vec{P}_a + K_R(s) \Delta \vec{\vartheta} - Q_R(s) \Delta \vec{U} - s M \Delta \omega_s \vec{1} \\ \Delta \vec{P} &= K_R(s) \Delta \vec{\delta}_Q - K_R(s) \Delta \vec{\vartheta} + Q_R(s) \Delta \vec{U} \\ \Delta \omega_s &= \frac{1}{s M_m} \Delta P_{am} - \frac{s}{s^2 M_m + K_{Rm}(s)} \Delta P_m + \frac{s Q_{Rm}(s)}{K_{Rm}(s)} \Delta U_m. \end{aligned} \quad (3.107)$$

Die Frequenzleistungsregelung (FLR) sorgt durch Steuerung der Antriebsleistungen dafür, dass stationär ω_s gleich ω_r gehalten wird (womit stationär $\Delta\omega_s = 0$).

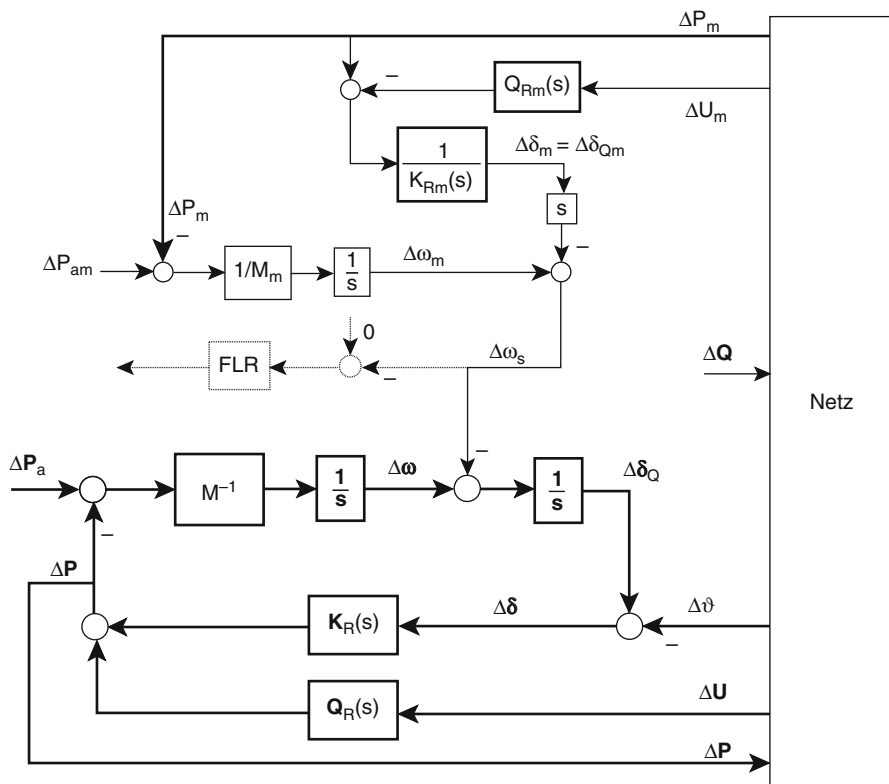


Abb. 3.45 Blockdiagramm zu Gleichungssystem (3.105), (3.106)

Jede der $(m - 1)$ -Generatorgruppen wird durch folgende Gleichungen beschrieben

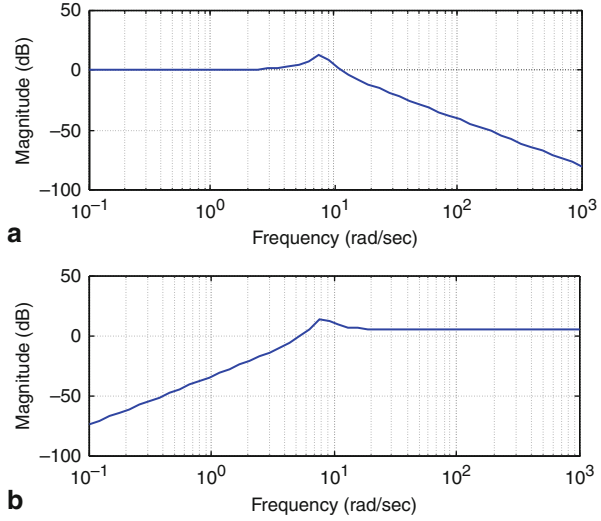
$$\begin{aligned} [s^2 M_i + K_{Ri}(s)] \Delta \delta_{Qi} &= \Delta P_{ai} + K_{Ri}(s) \Delta \vartheta_i - Q_{Ri}(s) \Delta U_i - s M_i \Delta \omega_s \\ \Delta P_i &= K_{Ri}(s) \Delta \delta_{Qi} - K_{Ri}(s) \Delta \vartheta_i + Q_{Ri}(s) \Delta U_i, \end{aligned} \quad (3.108)$$

die durch Elimination von $\Delta \delta_{Qi}$ zu

$$\begin{aligned} \Delta P_i &= G_{i1}(s) \Delta P_{ai} - G_{i2}(s) \Delta \vartheta_i + G_{i3}(s) \Delta U_i - G_{i4}(s) \Delta \omega_s \\ G_{i1}(s) &= \frac{K_{Ri}(s)}{s^2 M_i + K_{Ri}(s)}, \quad G_{i2}(s) = \frac{s^2 M_i K_{Ri}(s)}{s^2 M_i + K_{Ri}(s)} \\ G_{i3}(s) &= \frac{s^2 M_i Q_{Ri}(s)}{s^2 M_i + K_{Ri}(s)}, \quad G_{i4}(s) = \frac{s M_i K_{Ri}(s)}{s^2 M_i + K_{Ri}(s)} \end{aligned} \quad (3.109)$$

führen.

Abb. 3.46 Typischer Verlauf der Amplitude des Frequenzgangs von **a** $G_1(s)$ und **b** $G_2(s)$ für eine spannungsgeregelte Schenkelpolmaschine mit lamellierten Polen (ohne Pendeldämpfungsgerät), Daten Beispiel 3.1



Die Übertragungsfunktionen G_1 , G_2 und G_3 beschreiben vollständig die Abhängigkeit der Generatorleistung der drehzahl- und spannungsgeregelten Gruppe (evtl. mit Pendeldämpfungsgerät) von den Eingangsgrößen ΔP_a , $\Delta \vartheta$, ΔU und $\Delta \omega_s$.

Abbildung 3.46 zeigt den typischen Verlauf der Amplitude der beiden Funktionen $G_1(s)$ und $G_2(s)$ für ein Wasserkraftwerk (Beispiel 3.1). $G_3(s)$ weist qualitativ einen ähnlichen Verlauf wie $G_2(s)$ auf, und $G_4(s)$ ist prop. $\sqrt{G_1(s) G_2(s)}$

Werden die $\Delta \delta_{Qi}$ aus Gl. (3.108) eliminiert und wird ω_s gemäß (3.107) eingeführt, erhält man ein Generator-Modell mit Übertragungsfunktionen, das beim Übergang in den Zustandsraum (mit Matlab s. Anhang A.1) zu folgendem linearen Modell führt

$$\begin{aligned}
 \frac{d\vec{x}_i}{dt} &= A_i \vec{x}_i + B_{i1} \Delta P_{ai} + B_{i2} \Delta \vartheta_i + B_{i3} \Delta U_i \\
 &\quad + \vec{h}_{i1} \Delta P_{am} + \vec{h}_{i2} \Delta P_m \vec{h}_{i3} \Delta U_m \\
 \Delta P_i &= C_i \vec{x}_i + D_{i1} \Delta P_{ai} + D_{i2} \Delta \vartheta_i + D_{i3} \Delta U_i \\
 &\quad + \vec{k}_{i1} \Delta P_{am} + \vec{k}_{i2} \Delta P_m + \vec{k}_{i3} \Delta U_m, \\
 \vec{x}_i &= \begin{pmatrix} \Delta \omega_i \\ \Delta \delta_{Qi} \end{pmatrix}, \quad i = 1 \dots m-1.
 \end{aligned} \tag{3.110}$$

Die vektorielle Zusammenfassung aller Generatoren zum Teilsystem „Generatoren“ liefert gemäß Anhang C.3

$$\begin{aligned}
 \frac{d\vec{x}}{dt} &= A_G \vec{x} + B_1 \Delta \vec{P}_a + B_2 \Delta \vec{\vartheta} + B_3 \Delta \vec{U} + \vec{h} \Delta P_m \\
 \Delta \vec{P} &= C \vec{x} + D_1 \Delta \vec{P}_a + D_2 \Delta \vec{\vartheta} + D_3 \Delta \vec{U} + \vec{k} \Delta P_m,
 \end{aligned} \tag{3.111}$$

worin die Zustandsraummatrizen Block-Diagonalmatrizen sind; dabei hat sind ΔU_m in $\Delta \vec{U}$ und $\Delta P_{am} \Delta i \vec{R}_a$ integriert worden (womit diese Vektoren die Dimension m erhalten).

Das Teilsystem „Netz“ kann durch die linearisierte, auf die Generatorknoten reduzierte *Netzgleichung* (Jacobi-Matrizen, Band 1, Abschn. 9.6.2) der Dimension $2m - 1$ (ohne Bilanzgeneratorwirkleistung), erfasst werden

$$\begin{pmatrix} \Delta \vec{P} \\ \Delta \vec{Q} \end{pmatrix} = A \begin{pmatrix} \Delta \vec{\vartheta} \\ \Delta \vec{U} \end{pmatrix}, \quad \Delta P_m = \vec{b}' \begin{pmatrix} \Delta \vec{\vartheta} \\ \Delta \vec{U} \end{pmatrix}. \quad (3.112)$$

Eine relativ einfache Lösung für das Gesamtsystem folgt mit der Annahme, dass Spannung und Blindleistung nur einen geringen Einfluss auf die Wirkleistungspendungen haben (Entkopplungshypothese, s. Netzdarstellung Gl. 9.79 in Band 1). In Gl. (3.111) können dann B_3 und D_3 vernachlässigt werden, und die Gl. (3.111), (3.112) reduzieren sich zu

$$\begin{aligned} \frac{d\vec{x}}{dt} &= A_G \vec{x} + B \vec{u} \\ \vec{y} &= C \vec{x} + D \vec{u}, \quad \vec{u} = \begin{pmatrix} \Delta \vec{P}_a \\ \Delta \vec{\vartheta} \end{pmatrix} \\ \vec{y} &= \Delta \vec{P} = A_{11} \Delta \vec{\vartheta}, \quad \text{wobei } A = \begin{pmatrix} A_{11} & A_{12} \\ A_{21} & A_{22} \end{pmatrix} \\ b &= \begin{pmatrix} \vec{b}'_1 & \vec{b}'_2 \end{pmatrix}, \quad B = \begin{pmatrix} B_1 & B_2 + \vec{h} \vec{b}'_1 \end{pmatrix}, \quad D = \begin{pmatrix} D_1 & D_2 + \vec{k} \vec{b}'_1 \end{pmatrix}. \end{aligned} \quad (3.113)$$

Die Zusammenlegung des Teilmodells „Generatoren“ mit dem Teilmodell „Netz“ entspricht genau den Ausführungen in Anhang A.3, wobei

$$\vec{u} = \vec{u}_s + K \Delta \vec{P}, \quad \text{mit } \vec{u}_s = \begin{pmatrix} \Delta \vec{P}_a \\ 0 \end{pmatrix}, \quad K = \begin{vmatrix} 0 \\ A_{11}^{-1} \end{vmatrix}. \quad (3.114)$$

Daraus lassen sich die Zustandsraummatrizen des Gesamtsystems berechnen. Die Systemmatrix A_s (Anhang A.3) liefert die Eigenwerte.

3.6.1 Berücksichtigung von Spannung und Blindleistung

Um auch den Einfluss von Spannung und Blindleistung zu berücksichtigen, ist Gl. (3.113) durch die folgende zu ersetzen

$$\begin{aligned} \frac{d\vec{x}}{dt} &= A_G \vec{x} + B \vec{u} \\ \vec{y} &= C \vec{x} + D \vec{u}, \quad \vec{u} = \begin{pmatrix} \Delta \vec{P}_a \\ \Delta \vec{\vartheta} \\ \Delta \vec{U} \end{pmatrix} \\ \vec{y} &= \begin{pmatrix} \Delta \vec{P} \\ \Delta \vec{Q} \end{pmatrix} = A \begin{pmatrix} \Delta \vec{\vartheta} \\ \Delta \vec{U} \end{pmatrix}, \quad b = \begin{pmatrix} \vec{b}'_1 & \vec{b}'_2 \end{pmatrix} \\ B &= \begin{pmatrix} B_1 & B_2 + \vec{h} \vec{b}'_1 & B_3 + \vec{h} \vec{b}'_2 \end{pmatrix} \end{aligned} \quad (3.115)$$

und an Stelle der Gl. (3.114) tritt

$$\vec{u} = \vec{u}_s + K \begin{pmatrix} \Delta \vec{P} \\ \Delta \vec{Q} \end{pmatrix}, \quad \text{mit} \quad \vec{u}_s = \begin{pmatrix} \Delta \vec{P}_a \\ \vec{0} \\ \vec{0} \end{pmatrix}, \quad K = \begin{vmatrix} 0 \\ A^{-1} \end{vmatrix}. \quad (3.116)$$

Der Ausgangsvektor der Generatoren muss die Blindleistung enthalten, welche ähnlich zur Wirkleistung (analog Abschn. 3.2.2) in Funktion von $\Delta\delta_Q$, $\Delta\vartheta$ und ΔU berechnet werden kann. Die entsprechende Ableitung ist im Anhang B zu finden.

3.6.2 Netzreduktion

Die lineare Analyse kleiner Störungen kann im Rahmen der angegebenen Näherungen im Prinzip auch für sehr große Netze durchgeführt werden. Es ist jedoch sinnvoll, um Aufwand und Rechenzeit einzusparen, je nach Problemstellung zu versuchen, eine Vereinfachung des Problems durch Reduktion der Größe der Systemmatrizen anzustreben. Dazu stehen verschiedene Möglichkeiten zur Verfügung.

Bei Einbezug von Drehzahl- und Spannungsregelung sowie von Pendeldämpfungsgerät kann bereits die Ordnung der einzelnen Generatoren sehr hoch sein. Es besteht die Möglichkeit, die Übertragungsfunktionen in der Ordnung stark zu reduzieren, ohne das Verhalten im interessierenden Frequenzbereich wesentlich zu verändern (Abschn. 3.6.3).

Eine weitere Möglichkeit besteht darin, durch Unterteilung in Teilnetze die Modalreduktion (Anhang A.4) auf die Zustandsraumdarstellung dieser Teilnetze anzuwenden, die dann zum Gesamtsystem zusammengefasst werden können, oder schließlich die Modalreduktion auf das Gesamtsystem anzuwenden.

3.6.3 Ordnungsreduktion der Generatorübertragungsfunktionen

Die Reduktion der Ordnung der Generator-Übertragungsfunktionen sei an einem Beispiel erläutert.

Beispiel 3.5 Das Wasserkraftwerk von Beispiel 3.1 mit einer Spannungsregelung gemäß Abschn. 4.1.2.2 (Beispiel 4.1) weist Übertragungsfunktionen $G_1(s)$ und $G_2(s)$ beide 46^{er} Ordnung (Gl. 3.113, mit Matlab berechnet), wobei $K_R(s)$ die Ordnung 22 aufweist. Man soll eine Ordnungsreduktion vornehmen, ohne das dynamische Verhalten im interessierenden Frequenzbereich zu verändern.

Durch Anwendung des Befehls „minreal (G1, 0,1)“ (Matlab, control systems toolbox) erhält man für $G_1(s)$ eine Funktion 4^{er} Ordnung, die, nach einer kleinen proportionalen Korrektur des statischen Verhaltens weitgehend mit der ursprünglichen Übertragungsfunktion übereinstimmt, wie die Abb. 3.47 nachweist, durch

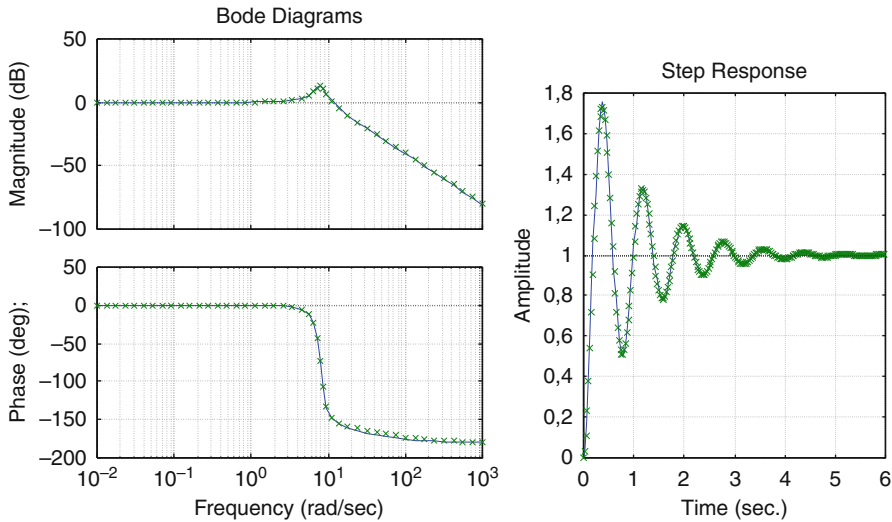


Abb. 3.47 Bode-Diagramm und Schrittantwort der Übertragungsfunktion $G_1(s)$ des Wasserkraftwerks Beispiel 3.1 mit Spannungsregelung gemäß Abschn. 4.1.2, –: exakt (System der Ordnung 46), x: reduziert (System der Ordnung 4)

den Vergleich von Frequenzgang und Schrittantwort der exakten Funktion und der Näherung.

Auch die Funktion $G_2(s)$ lässt sich mit „minreal(G_2 , 0,05)“ und proportionale Korrektur des niederfrequentigen Verhaltens auf eine Funktion 4^{er} Ordnung reduzieren, die wiederum sehr gut die exakte Übertragungsfunktion nachbildet (Abb. 3.48).

3.7 Polradwinkelstabilität und ihre Analyse in der Praxis des Netzbetriebs

Nach der Zuschaltung des Centrel-Systems (Netze der Länder Polen, Tschechische und Slowakische Republik sowie Ungarn) zum westeuropäischen UCPTE-System (heute UCTE-System) treten bei höheren Ost-West- oder West-Ost-Lastflüssen stehende oder gar aufklingende Frequenz- und Leistungsschwingungen auf, welche ihre Ursache in schwach gedämpften oder instabilen Polradwinkelpendelungen der Generatoren haben.

In Abb. 3.49 ist exemplarisch eine solche schwach gedämpfte Schwingung dargestellt, welche durch den Ausfall eines spanischen 900-MW-Kraftwerks hervorgerufen wurde. Dargestellt sind die Frequenzen ausgesuchter Netzknoten sowie die Kuppelleistung einer 380-kV-Leitung zwischen Frankreich und Deutschland. Die Periodendauer der Schwingung beträgt $\tau_p = 2\pi \cdot \omega^{-1} = 3,7$ s, $\omega = 1,7$ s⁻¹. Die Grund-Lastflussrichtung war dabei von West nach Ost orientiert.

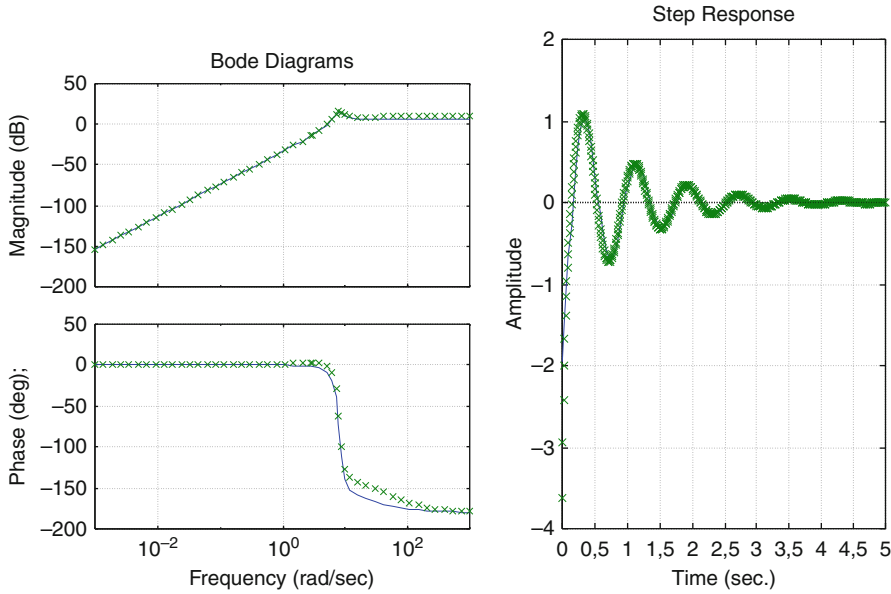


Abb. 3.48 Bode-Diagramm und Schrittantwort der Übertragungsfunktion $G_2(s)$ des Wasserkraftwerks Beispiel 3.1 mit Spannungsregelung gemäß Abschn. 4.1.2, –: exakt (System der Ordnung 46), x: reduziert (System der Ordnung 4)

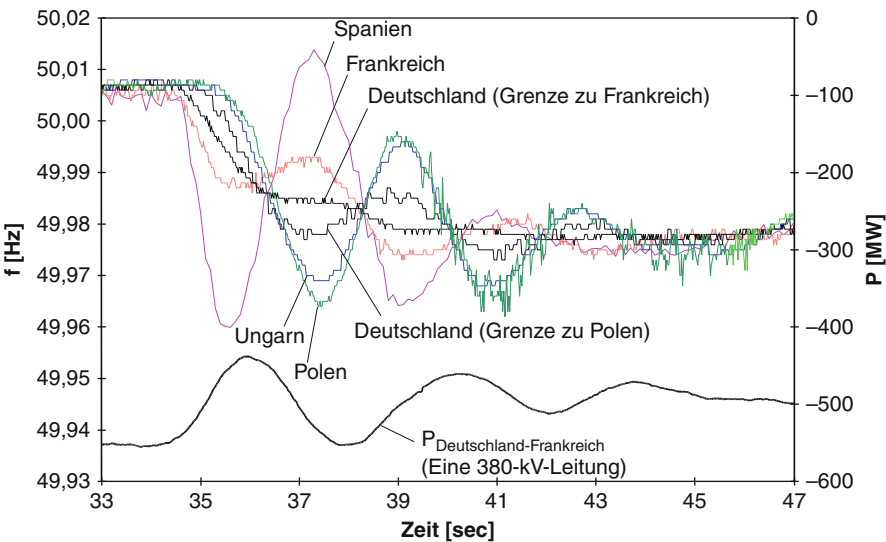
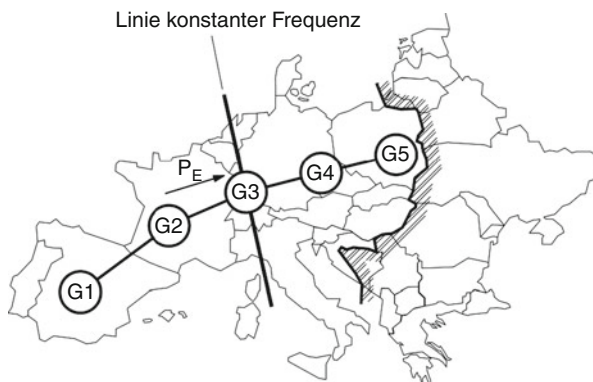


Abb. 3.49 Frequenz- und Leistungspendelungen nach Ausfall eines Kraftwerks in Spanien, 900 MW, 17.01.1997, 1:38 Uhr

Abb. 3.50 Übersicht über das heutige UCTE-Netz mit Darstellung eines Fünf-Maschinen-Ersatzmodells zur Beschreibung der Grundmode der Netzpendelungen



Der Realteil des Eigenwertes (Dämpfung) dieser West-Ost-Schwingungsgrundmode des UCPTE-Systems lässt sich aus zwei aufeinander folgenden Amplituden A_1 und A_2 näherungsweise zu

$$\sigma = \frac{1}{\tau_p} \cdot \ln \frac{A_2}{A_1} = -0,17 \text{ s}^{-1}$$

ablesen.

Die bezogene Dämpfung

$$D = \cos \psi = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}}$$

ergibt sich somit zu 10 %, was im Normalbetrieb des UCTE-Netzes gering ist. Die Ursache für diese schlechte Dämpfung ist darin zu suchen, dass nach der Centrel-Zuschaltung das westeuropäische Netz eine mehr longitudinale Ost-West-Struktur angenommen hat, was die Ausbildung einer West-Ost-Pendelung bei erhöhtem Lastfluss begünstigt.

In Abb. 3.50 ist für die weiteren Erläuterungen ein einfaches Modell des europäischen Netzes bestehend aus fünf gleichgroßen Erzeuger-Verbraucher-Zentren dargestellt, welches näherungsweise zumindest in der Periodendauer das gleiche Pendelverhalten wie das reale Netz aufweist. Denkt man sich die Polräder der Generatoren 1 und 2 kohärent pendelnd gegen die Polräder der Generatoren 4 und 5, so entsteht näherungsweise dasselbe Schwingungsbild wie in Abb. 3.49, wobei auch hier das Polrad des Generators 3 nahezu in Ruhe bleibt (Schwingungsknoten, Linie konstanter Frequenz, Deutschland (Grenze zu Frankreich)). Die Lastflussrichtung ist hier auch von West nach Ost orientiert.

3.7.1 Entstehungsursachen von Polradwinkelpendelungen

Damit Polradwinkelpendelungen ungedämpft oder gar aufklingend verlaufen können, bedarf es eines oder mehrerer Netzelemente (Regeleinrichtungen in Verbindung

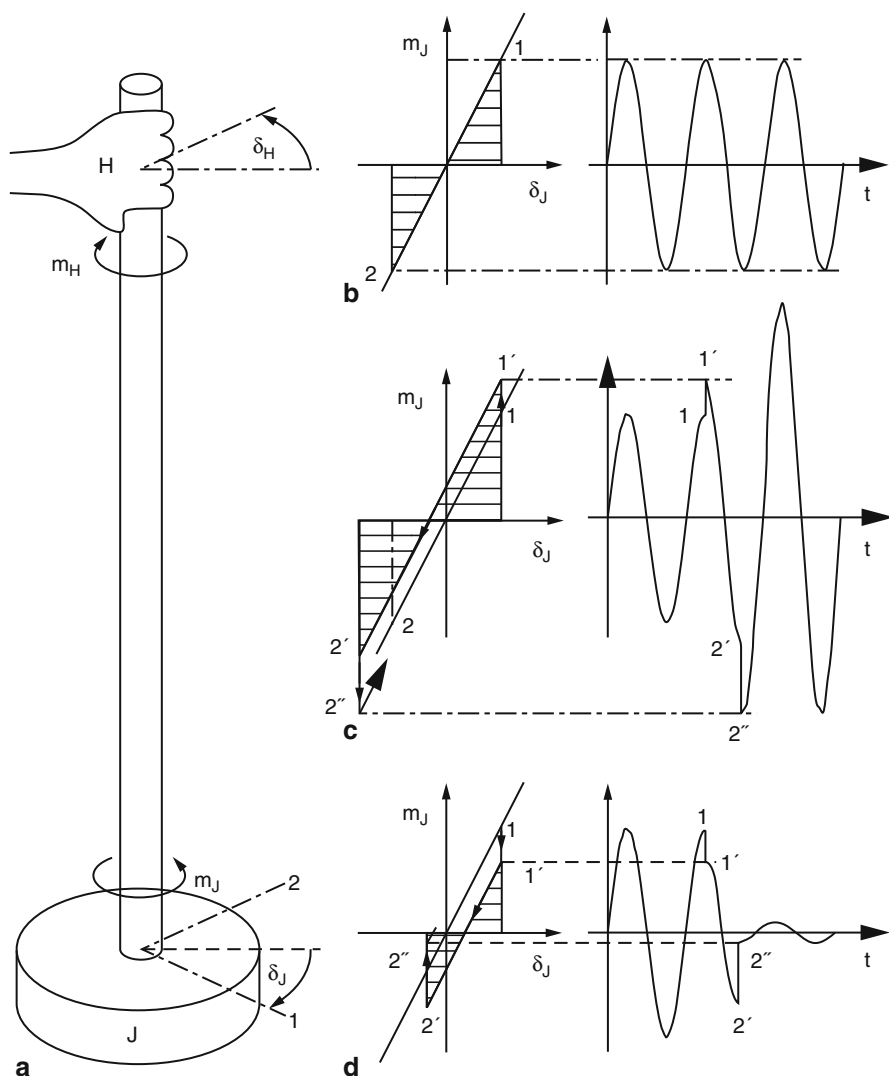


Abb. 3.51 Entstehungsursachen auf- und abklingender Pendelungen dargestellt anhand eines Torsionsschwingers. **a** Torsionsschwinger, **b** ungedämpft, **c** aufklingend, **d** abklingend

mit Antriebsturbinen), welche dem System kontinuierlich mehr Pendelenergie zuführen als die natürlichen und künstlichen Dämpfungselemente (Dämpferwicklungen, Asynchronmaschinen sowie Pendeldämpfungsgeräte) dem Netz entziehen können. Diese Regeleinrichtungen sind in der Regel die Generatorspannungsregelungen, s. Abschn. 3.2.2.

In Abb. 3.51 ist dieser Zusammenhang anhand eines mechanischen Drehstab-Masse (Scheibe)-Analogons vereinfacht erläutert: Bleibt die Hand „H“ in Ruhe, so

schwingt die Scheibe nach einer Auslenkung zum Punkt 1 ungedämpft gemäß Abb. 3.51b. Die Brems- und Beschleunigungsflächen (Brems- und Beschleunigungsarbeit), welche von der Momenten-Winkel-Kennlinie gebildet werden, sind gleich groß und konstant. Im aufklingenden Fall Abb. 3.51c möge der Stab zunächst ebenfalls ungedämpft schwingen; in Punkt 1 jedoch verdreht die Hand den Stab zusätzlich um den Winkel δ_H und bringt somit mehr Energie in das System. Damit wird das Moment und damit die neue Beschleunigungsfläche größer. Wiederholt die Hand in Punkt 2' diesen Vorgang in die andere Richtung, so schwingt die Scheibe auf und ist instabil.

Im Fall Abb. 3.51d dagegen lässt die Hand in Punkt 1 nach und entzieht dem System Energie. Dadurch reduziert sich das Moment, wodurch die Beschleunigungsfläche kleiner und das System stabilisiert wird.

Wichtig ist in diesem Analogon der Zusammenhang zwischen der Veränderung der Brems- und Beschleunigungsflächen und der Stabilität, s. auch Abschn. 3.3, Abb. 3.18 und 3.19.

In Abb. 3.52 ist dieser Zusammenhang auf ein elektrisches Ersatzsystem übertragen, bei welchem ein Generator über eine Leitung auf ein starres Netz speist, Ersatzschaltung s. Abb. 3.52b [19]. Dieses Ersatzsystem könnte z. B. bezüglich der langsamen Ost-West-Grundmode des UCTE-Netzes eine Netzseite bis zur Linie konstanter Frequenz repräsentieren, wobei diese Linie selbst durch das starre Netz nachgebildet werden kann.

In Abb. 3.52a ist der Generatorrotor im Arbeitspunkt 1 dargestellt, bei welchem er um den Polradwinkel δ_Q aus der Leerlaufstellung ausgelenkt ist. Die Generatorklemmenspannung $\underline{u}$ bestimmt sich aus der transienten Polradspannung e_p' und der festen Spannung $\underline{u}_Q$ über den Spannungsteiler der Reaktanzen x_d' und x_Q . Bei Polradpendelungen muss als treibende Generatorspannung die transiente Polradspannung betrachtet werden, da die Flussverkettungen der Dämpferwicklungen in diesem Zeitbereich bereits subtransient eingeschwungen und somit quasistationär sind. Betrachtet man die Synchronmaschine gemäß Abschn. 3.2 unter Vernachlässigung der transformatorischen Spannungen (t.S.) und des Statorwiderstandes, so lässt sich die abgegebene transiente Wirkleistung p' unter der vereinfachenden Annahme $x_d' \approx x_Q$ in Analogie zu Gl. (3.48) gemäß

$$p' = \frac{e_p' \cdot u_Q}{x_d' + x_Q} \cdot \sin \delta_Q \quad (3.117)$$

ausdrücken.

Die transiente Polradspannung e_p' entspricht hierbei für kleine Drehzahländerungen der Erregerflussverkettung ψ_f . Diese hängt gemäß

$$\psi_f = \frac{1}{1 + sT_d'} \left(\frac{x_d - x_d'}{x_d} \cdot u_q + \frac{x_d'}{x_d} \cdot u_f \right) \quad (3.118)$$

von der Erregerspannung u_f und der Generatorspannung $u_q = u \cdot \cos \delta$ ab, [17]. Mit der Übertragungsfunktion $E(s)$ der Spannungsregelung gemäß Gl. (3.34) folgt somit

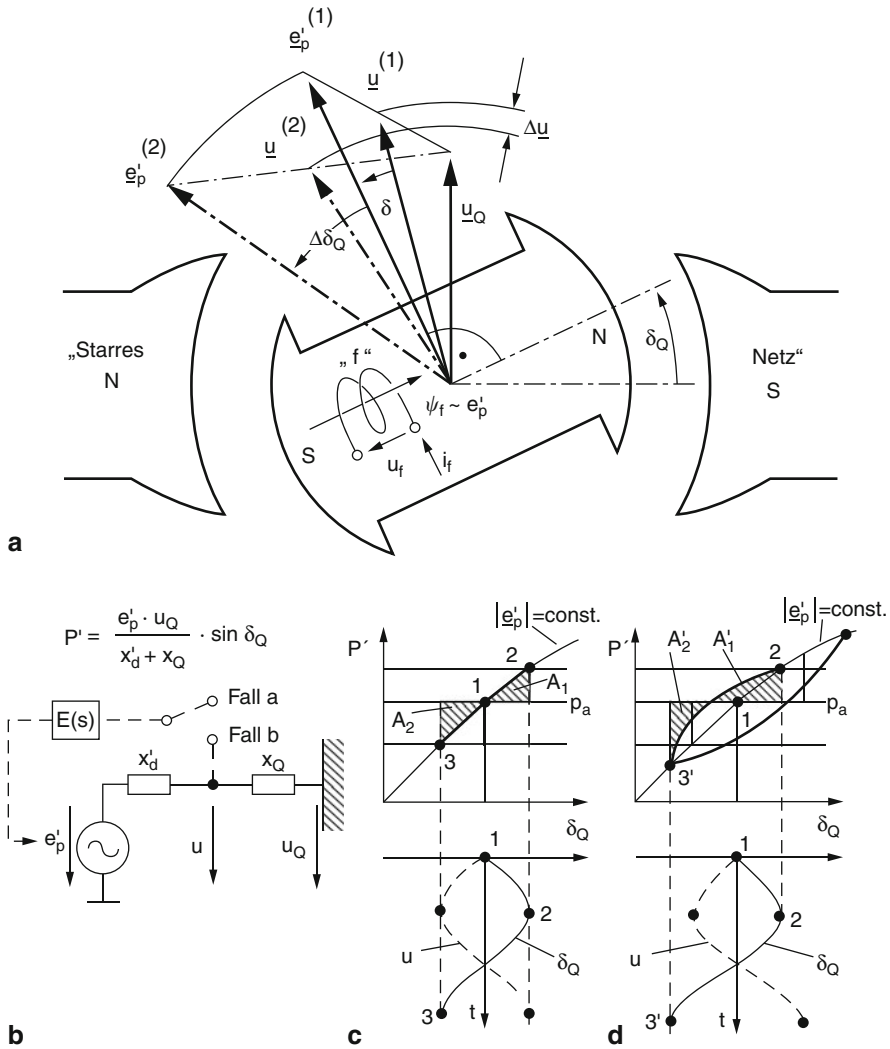


Abb. 3.52 Darstellung der destabilisierenden Wirkung der Generatorspannungsregelung. **a** Generatorrotor als schwingungsfähiges System, **b** Ersatzschaltbild eines Generators am starren Netz, **c** Keine Spannungsregelung, Fall a, **d** Mit Spannungsregelung Fall b

für kleine Abweichungen vom Arbeitspunkt:

$$\Delta\psi_f = \frac{1}{1 + sT_d'} \left(\frac{x_d - x_d'}{x_d} \cdot \cos \delta_0 \cdot \Delta u - \frac{x_d'}{x_d} \cdot E(s) \cdot \Delta u \right). \quad (3.119)$$

Mit den gängigen Werten $x_d = 1,2$, $x_d' = 0,3$, $\delta_0 = 60^\circ$ sowie der im transienten Zeitbereich üblicherweise wirksamen Spannungsreglerverstärkung $|E(s)'| \approx 10$

ergibt sich

$$\frac{x'_d}{x_d} \cdot |E(s)'| = 2,5 \quad \text{und} \quad \frac{x_d - x'_d}{x_d} \cdot \cos \delta_0 = 0,38.$$

Aus diesem Verhältnis ist ersichtlich, dass die transiente Polradspannung $e'_p \sim \psi_f$ während der Pendelung hauptsächlich von der Spannungsregelung beeinflusst wird. Damit wird auch die abgegebene transiente Generatorleistung p' nach Gl. (3.117) überwiegend durch die Spannungsregelung gesteuert.

Wird das Polrad in Abb. 3.52 nun durch eine Störung ausgelenkt und schwingt z. B. von Punkt 1 zum Punkt 2, so wird die Generatorklemmenspannung über den x'_d - x_Q -Spannungsteiler verkleinert und umgekehrt. Die Generatorklemmenspannung schwingt also in Gegenphase zum Generatorpolradwinkel. Dieser Sachverhalt ist auch in Abb. 3.52c dargestellt, in welchem zusätzlich noch die sich bezüglich der p' - δ_Q -Kennlinie ergebenden Brems- und Beschleunigungsflächen bei der Pendelung ohne Spannungsregelung (Fall a) angegeben sind.

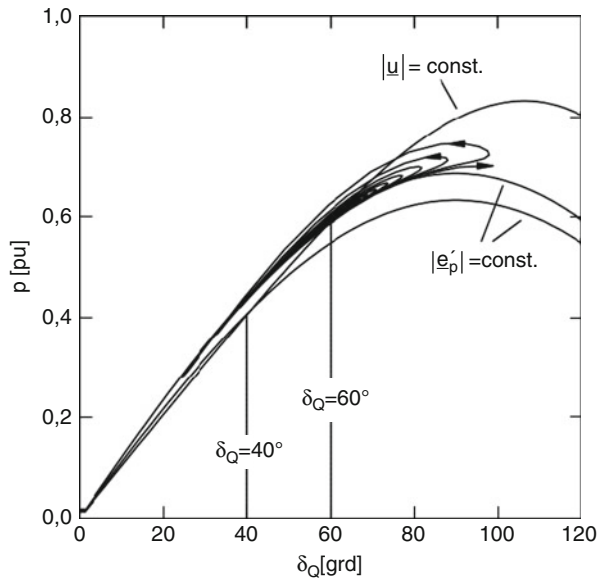
Der Einfluss der Dämpferwicklungen ist hier der Einfachheit halber mit $x'_d = x''_d$ und $x_q = x_{q'}$ vernachlässigt, weswegen in Abb. 3.52c eine ungedämpfte Schwingung dargestellt ist. Die Turbinenleistung p_a und damit das Turbinenmoment m_a können deshalb als konstant bleibend betrachtet werden und nicht als durch das asynchrone Dämpfungsmoment gemäß Abb. 3.19 modifiziert.

Wird die Spannungsregelung eingeschaltet (Fall b), so ergeben sich – in Analogie zum mechanischen Stab-Masse-Analogen – die Verhältnisse wie in Abb. 3.52d dargestellt:

1. Das Generatorpolrad schwingt – nach einer Anregung – z. B. vom Arbeitspunkt 1 zum Arbeitspunkt 2.
2. Mit dem vergrößerten Polradwinkel δ_Q verringert sich die Generatorklemmenspannung u.
3. Die Spannungsregelung erhöht die transiente Polradspannung e'_p , um über den x'_d - x_Q -Spannungsteiler die Klemmenspannung u auszuregeln.
4. Damit wird die p' - δ_Q -Kennlinie gemäß Gl. (3.117) angehoben und das Polrad fährt oberhalb der alten p' - δ_Q -Kennlinie ($|e'_p| = \text{const.}$) zum neuen Arbeitspunkt 3'.
5. Durch das Anheben der p' - δ_Q -Kennlinie wird die Beschleunigungsfläche $A'_1 > A_1$ wodurch auch die Bremsfläche $A'_2 > A_2$ wird.
6. Damit liegt der Arbeitspunkt 3' unterhalb des Arbeitspunkts 3; das Polrad ist instabil.

In Abb. 3.53 ist zur besseren Veranschaulichung dieses Vorgangs die sich im instabilen Fall ergebende simulierte p' - δ_Q -Trajektorie des Ersatzsystems im Arbeitspunkt $\delta_Q = 60^\circ$ dargestellt. Zusätzlich ist auch die p' - δ_Q -Kennlinie für $|e'_p| = \text{const.}$ im Arbeitspunkt $\delta_Q = 40^\circ$ eingetragen. Wie der Abbildung zu entnehmen ist, verläuft die Trajektorie im Gegenuhrzeigersinn zwischen den p' - δ_Q -Kennlinie für $|e'_p| = \text{const.}$ und $|u| = \text{const.}$ Es ist deutlich erkennbar, wie der Spannungsregler versucht die Trajektorie stets auf die Kennlinie für $|u| = \text{const.}$ zu legen,

Abb. 3.53 Darstellung der instabilen p' - δ_Q -Trajektorie beim Generatorarbeitspunkt $\delta_Q = 60^\circ$



wodurch er das System durch Veränderung der Brems- und Beschleunigungsflächen destabilisiert.

3.7.2 Einfluss von Leistungstransit auf die Polradwinkelstabilität

Um den Einfluss unterschiedlicher Leistungstransite auf die Polradwinkelstabilität darstellen zu können, wird das Ersatzsystem in Abb. 3.52d so betrieben, dass sich der Polradwinkel δ_Q einmal zu 40° und einmal zu 60° einstellt. Für diese Polradwinkel können dann die $\underline{e}'_p$, $\underline{u}$ -Zeigerdiagramme des Systems für die beiden Grenzfälle

1. $|\underline{u}| = \text{const.}$, quasistationäres Verhalten mit Spannungsregelung
 2. $|\underline{e}'_p| = \text{const.}$, transientes Pendelverhalten ohne Spannungsregelung
- dargestellt werden.

Aus Abb. 3.52d folgt unmittelbar aus den Kirchhoffschen Gesetzen

$$\begin{aligned} \underline{e}'_p &= \left(1 + \frac{x'_d}{x_Q}\right) \cdot \underline{u} - \frac{x'_d}{x_Q} \cdot \underline{u}_Q \\ \underline{e}'_p &= \alpha \cdot \underline{u} - \frac{x'_d}{x_Q} \cdot \underline{u}_Q \\ \underline{e}'_p &= \underline{R}_2 + \underline{M}_2 \end{aligned} \tag{3.120}$$

Durch Umformung erhält man

$$\underline{u} = \frac{\underline{e}'_P}{\alpha} + \frac{x'_d}{x_Q \cdot \alpha} \cdot \underline{u}_Q$$

$$\underline{u} = \underline{R}_1 + \underline{M}_1 \quad (3.121)$$

Die Gl. (3.120) beschreibt den Verlauf der transienten Polradspannung $\underline{e}'_P$ um den Mittelpunkt $\underline{M}_2$ mit dem Radius $\underline{R}_2$ bei Veränderung des Lagewinkels der Generatorspannung $\underline{u}$ bei konstanter Amplitude (quasistationäres Verhalten mit Spannungsregelung).

Die Gl. (3.121) beschreibt den Verlauf der Generatorklemmenspannung $\underline{u}$ um den Mittelpunkt $\underline{M}_1$ mit dem Radius $\underline{R}_1$ bei Veränderung des Lagewinkels der transienten Polradspannung $\underline{e}'_P$ bei konstanter Amplitude (transientes Pendelverhalten ohne Spannungsregelung).

In Abb. 3.54 sind die zugehörigen Ortskurven dieser beiden Spannungen für $\delta_Q = 40^\circ$ und für $\delta_Q = 60^\circ$ dargestellt. Für den quasistationären Fall sind die Ortskurven durchgezogen und für den transienten Fall gestrichelt dargestellt. Wie man der Darstellung entnimmt, wächst im quasistationären Fall $|\underline{e}'_P|$ mit zunehmendem δ_Q an, da dieser Spannungszeiger um den Mittelpunkt $\underline{M}_2$ dreht.

Im transienten Pendelfall dagegen nimmt $|\underline{u}|$ mit zunehmendem Winkel δ_Q ab, da dann der Mittelpunkt $\underline{M}_1$ die Ortskurve von $\underline{u}$ bestimmt. Der Winkel zwischen der Ortskurve von $\underline{u}$ im quasistationären und im transienten Fall beträgt in Abb. 3.54a 11° . Dieser Winkel ist ein Maß für die Abnahme der Generatorspannung bei Polradwinkelzunahme und kann als natürliche Verstärkung des Spannungsreglers angesehen werden.

In Abb. 3.54b ist dieses Verhalten für den Arbeitspunkt $\delta_{Q2} = 60^\circ$ (höherer Lastfluss) dargestellt. Hier hat sich der Winkel zwischen den Ortskurven von $\underline{u}$ auf 15° erhöht; der Spannungsregler wird also bei der gleichen Polradpendelung zu größeren Gegenreaktionen veranlasst und wird somit das System stärker destabilisieren. Dieser Sachverhalt kann gemäß Abb. 3.54c auch aus den Schnittpunkten der p' - δ_Q -Kennlinien für den quasistationären und den Pendelfall für die beiden Arbeitspunkte $\delta_{Q1} = 40^\circ$ und $\delta_{Q2} = 60^\circ$ abgelesen werden; im zweiten Arbeitspunkt schneiden sich die Kennlinien steiler.

In Abb. 3.55a ist ausgehend von Gl. (3.121) der berechnete Ortskurvenwinkel als Funktion des Polradwinkels δ_Q von 0 bis 60° zusammenhängend dargestellt. Aus dieser Abbildung ist deutlich die Zunahme der Spannungsabweichung bei zunehmendem Polradwinkel δ_Q zu erkennen. In Abb. 3.55b sind dazu die mit dem Programmsystem DigSilent berechneten Eigenwerte des Ersatzsystems in Abb. 3.52b dargestellt. Wie der Abbildung zu entnehmen ist, verringert sich die Systemdämpfung $\sigma = \text{Re}(\lambda_{\text{mit}})$ mit Spannungsregelung bei gleichzeitig abnehmender Pendelfrequenz $\omega = \text{Im}(\lambda_{\text{mit}})$ beträchtlich. Beim Polradwinkel 0° ist auch die Dämpfung Null, da das System ohne Dämpferwicklungen betrieben wird ($x'_d = x''_d$, $x_q = x''_q$), womit der subtransiente Dämpfungsanteil c''_D nach [4]

$$c''_D = u^2 \left(\left(\frac{1}{x''_d} - \frac{1}{x'_d} \right) \cdot T''_d \cdot \sin^2 \delta + \left(\frac{1}{x''_q} - \frac{1}{x_q} \right) \cdot T''_q \cdot \cos^2 \delta \right) \cdot \Omega_N \quad (3.122)$$

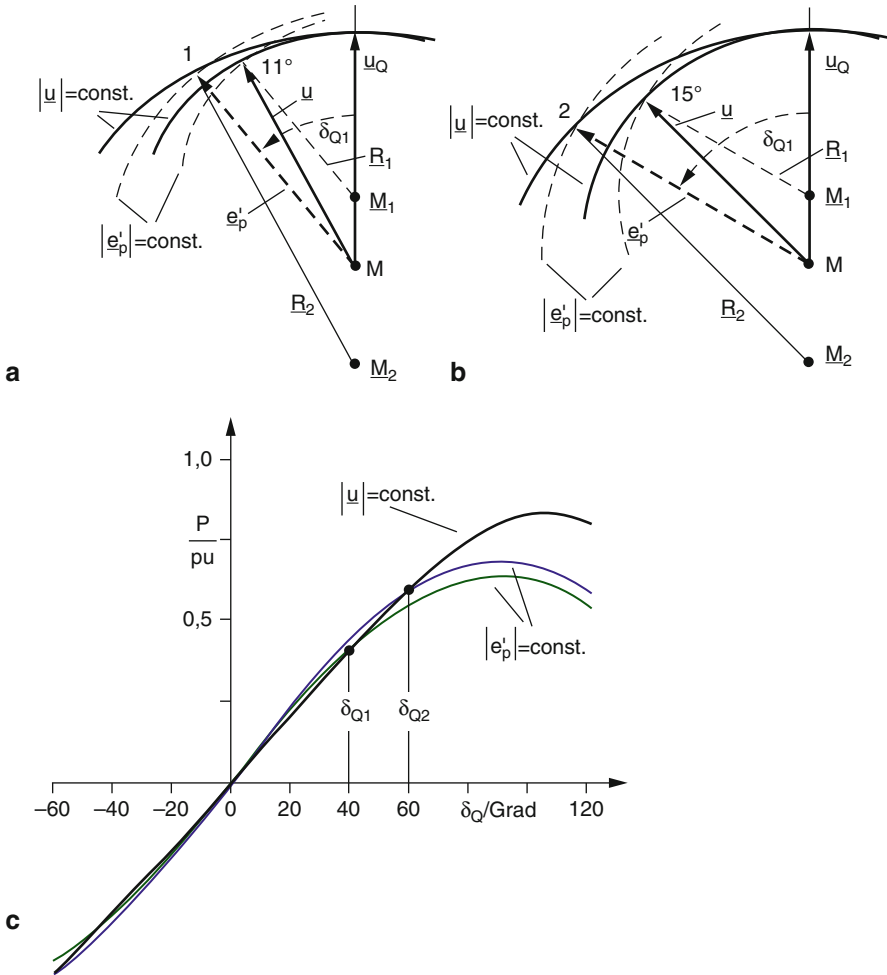


Abb. 3.54 Auswirkung der Erhöhung der Austauschleistung auf die Generatorklemmenspannung (kein Verbraucher). **a** Arbeitspunkt 1: Polradwinkel 40° , **b** Arbeitspunkt 2: Polradwinkel 60° , **c** Polradwinkel-Leistungs-Kennlinien

entfällt. Da die transiente Dämpfung c'_D der Erregerwicklung

$$c'_D = u^2 \left(\left(\frac{1}{x'_d} - \frac{1}{x_d} \right) \cdot T'_d \cdot \sin^2 \delta \right) \cdot \Omega_N \quad (3.123)$$

jedoch noch vorhanden ist, kann sie hier noch dämpfend wirken. Ihr Dämpfungseinfluss ist in Abb. 3.55b als Wurzelortskurve λ_{ohne} für Polradwinkel von 0 bis 60° dargestellt, wobei die Spannungsregelung ausgeschaltet ist. Wie Abb. 3.55b zu entnehmen ist, destabilisiert die Spannungsregelung schon mit der relativ kleinen transienten Verstärkung $|E(s)'| \approx 10 \text{ pu}$ das System vollkommen (Eigenwert immer in rechter s-Halbebene).

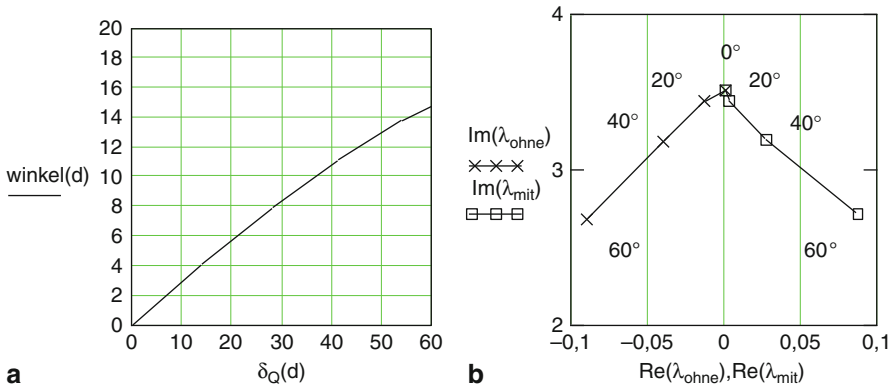


Abb. 3.55 a Winkel zwischen Spannungsortskurven b Wurzelortskurven des Ersatzsystems

Tab. 3.1 Angeschlossene Verbrauchertypen

Verbrauchertyp	Wirkleistung (MW)	Blindleistung (MVar)	Kond. g (p.u.)	Susz. b (p.u.)	Eigenwert
induktiv (Starklast, Tag)	1.000	1.000	0,5	− 0,5	λ_{ind}
ohmsch (kompensiert)	1.000	0	0,5	0	λ_{ohm}
kapazitiv (Schwachlast, Nacht)	1.000	− 1.000	0,5	0,5	λ_{kap}

3.7.3 Einfluss der Verbraucherstruktur auf die Polradwinkelstabilität

Um auch den Einfluss unterschiedlicher Verbraucherstrukturen auf die Polradwinkelstabilität darstellen zu können, wird an der Generatorklemme Abb. 3.52b eine Admittanz $\underline{y}_V = g + j \cdot b$ gegen die Neutrale eingefügt. Aus den Kirchhoffschen Gesetzen folgt dann für den in Gl. (3.120) definierten Faktor α

$$\alpha = 1 + \frac{x'_d}{x_Q} + j \cdot x'_d \cdot \underline{y}_V \tag{3.124}$$

Damit wird neben $\underline{R}_1$ selbst auch der Mittelpunkt $\underline{M}_1$ des Ortskurvenradius $\underline{R}_1$ der Generatorspannung $\underline{u}$ zu einer komplexen Größe, wodurch sich auch der Ortskurvenwinkel ändert. Es sollen folgende Verbraucher angeschlossen werden (Tab. 3.1):

In den Abb. 3.56, 3.57 und 3.58 sind die Veränderungen in den Spannungsortskurven und den Generatorleistungen dargestellt.

Deutlich wird sichtbar, wie der Winkel zwischen der stationären und der transienten Generatorspannung mit zunehmender Suszeptanz (Blindleitwert) b zunimmt. Damit wird also die Spannungsänderung mit zunehmender Kapazität bei gleicher Polradwinkelpendelung größer, wodurch das System stärker destabilisiert wird.

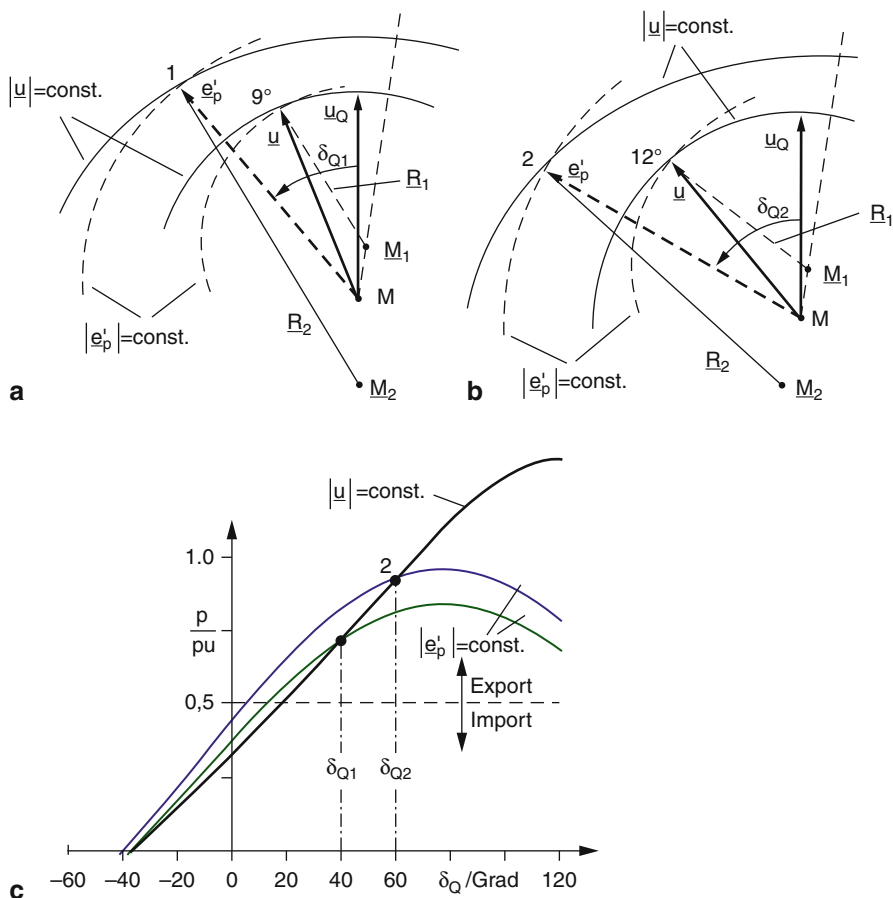


Abb. 3.56 Auswirkung der Erhöhung der Austauschleistung auf die Generatorklemmenspannung (ohmsch-induktiver Verbraucher). **a** Arbeitspunkt 1: Polradwinkel 40° , **b** Arbeitspunkt 2: Polradwinkel 60° , **c** Polradwinkel–Leistungs–Kennlinien

In Abb. 3.59a sind die berechneten Ortskurvenwinkel im Bereich $0^\circ \leq P\delta_Q \leq 60^\circ$ aufgetragen. Auch hier ist die Zunahme dieses Winkels mit zunehmender Suszeptanz b erkennbar. In Abb. 3.59b sind die zugehörigen Wurzelortskurven λ_0 , λ_{20} , λ_{40} , λ_{60} für induktive (i), ohmsche (o) und kapazitive (k) Last gerechnet. Aufgrund des ohmschen Lastanteils gibt der Generator auch bei $\delta_Q = 0^\circ$ Wirkleistung ab, wodurch die transiente Dämpfung c'_D wirksam ist. Deshalb ist das System bei $\delta_Q = 0^\circ$ immer stabil (linke s-Halbebene). Mit zunehmendem Transit wird das System mit allen Verbrauchertypen instabil, wobei der kapazitive Verbraucher die größte destabilisierende Wirkung hat. Zudem nimmt die Dämpfung gegenüber dem Fall ohne Verbraucher stark ab, da der Generator jetzt mit höherer Leistung betrieben werden muss und damit das synchronisierende Moment geringer wird. Zusammenfassend

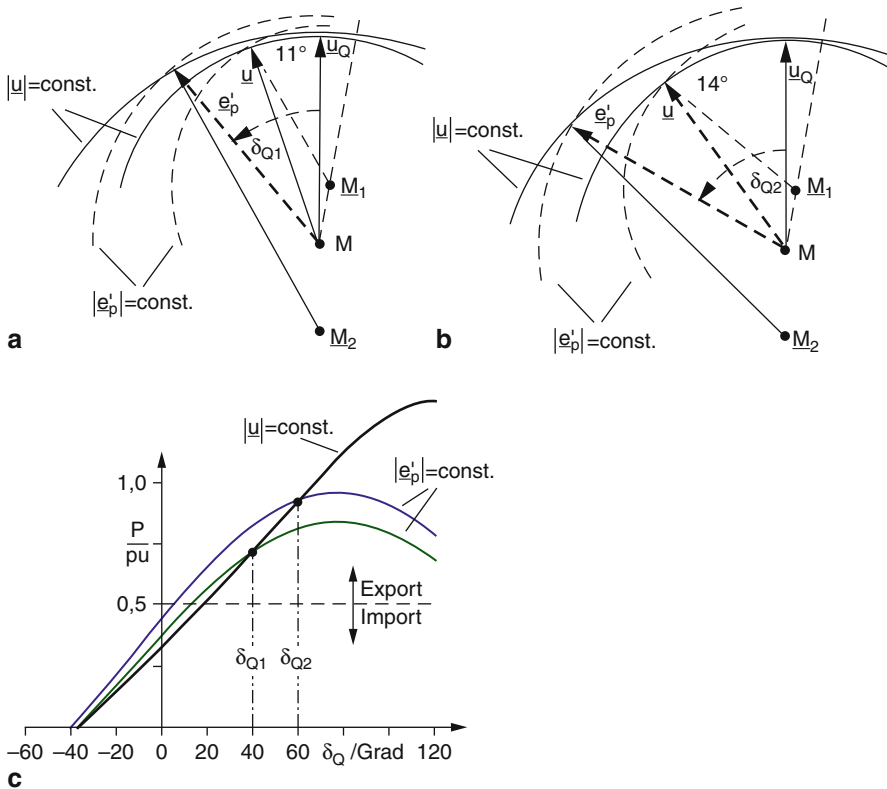


Abb. 3.57 Auswirkung der Erhöhung der Austauschleistung auf die Generatorklemmenspannung (ohmscher Verbraucher). **a** Arbeitspunkt 1: Polradwinkel 40°, **b** Arbeitspunkt 2: Polradwinkel 60°, **c** Polradwinkel–Leistungs–Kennlinien

lässt sich sagen, dass sich die Dämpfung in Netzen verschlechtert, wenn die Last im Tagesverlauf kapazitiver wird.

3.7.4 Identifizierung destabilisierender Spannungsregler in Mehrmaschinensystemen

Beim Analogon in Abb. 3.50 bilden fünf Generatoren ein longitudinales Netz, wobei der Lastfluss wie in Abb. 3.49 von West nach Ost orientiert ist. Nennleistungen, Leitungslängen und Spannungsebene sind hierbei so eingestellt, dass die in Abb. 3.49 dargestellte Frequenz- und Leistungsschwingung zumindest in der Periodendauer gut nachgebildet werden kann.

Werden die Generatoren (Gen.) durch Momentenstöße so angeregt, dass die langsame Ost-West-Mode hervortritt, so ergeben sich die in Abb. 3.60 dargestellten

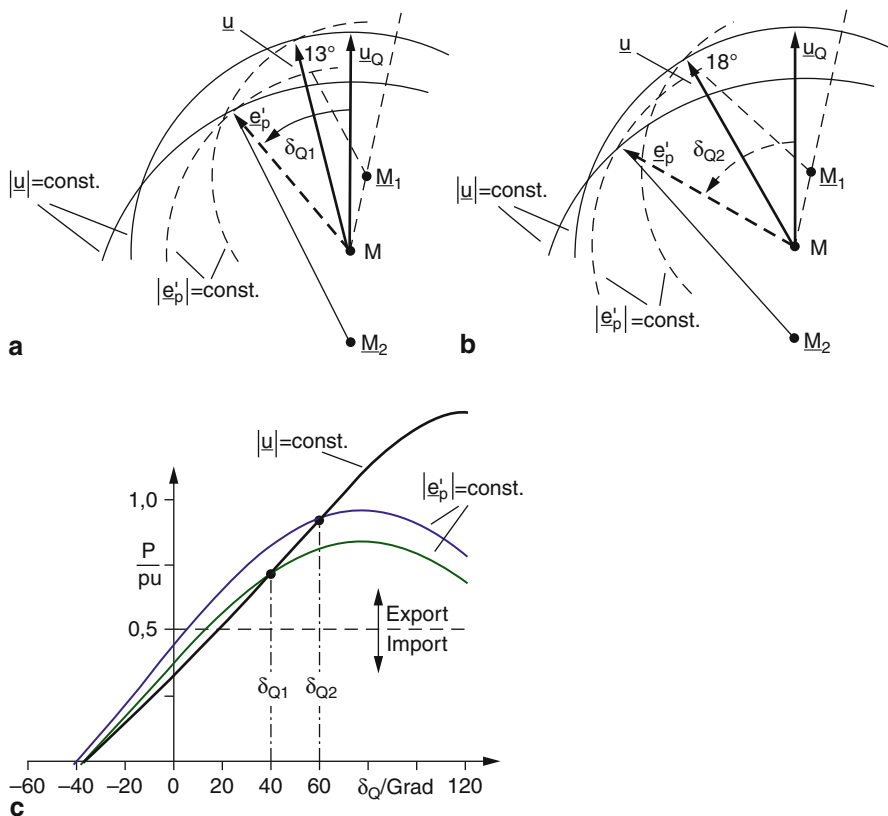


Abb. 3.58 Auswirkung der Erhöhung der Austauschleistung auf die Generatorklemmenspannung (ohmsch-kapazitiver Verbraucher). **a** Arbeitspunkt 1: Polradwinkel 40° , **b** Arbeitspunkt 2: Polradwinkel 60° , **c** Polradwinkel-Leistungs-Kennlinien

Verläufe der Polradwinkel δ_Q und Gen.-Spannungen u . Die Generatoren 1 und 2 pendeln in Gegenphase zu den Generatoren 4 und 5, das Polrad des Generators 3 bleibt nahezu stehen und bildet somit die Linie konstanter Frequenz (starrer Knoten). Die Spannungsverläufe u dagegen schwingen alle in Phase, wobei die Abweichungen bei den Generatoren 1 und 5 am kleinsten und bei Generator 3 am größten sind.

Dieser Effekt beruht auf der Tatsache, dass die Leistungspendelung über die Leitungen von West nach Ost bis zur Linie konstanter Frequenz mit jedem weiteren pendelnden Generator zunimmt, wodurch die Spannungsabweichungen über die Spannungsabfälle der Leitungen ebenfalls zunehmen. Westlich der Linie konstanter Frequenz nimmt dann mit jedem weiteren Generator der Leistungsfluss und damit die Spannungsabweichung wieder ab, wodurch das dargestellte Spannungs-Pendel-Profil entsteht. Eine derartige Abhängigkeit besteht auch im realen UCTE-Netz.

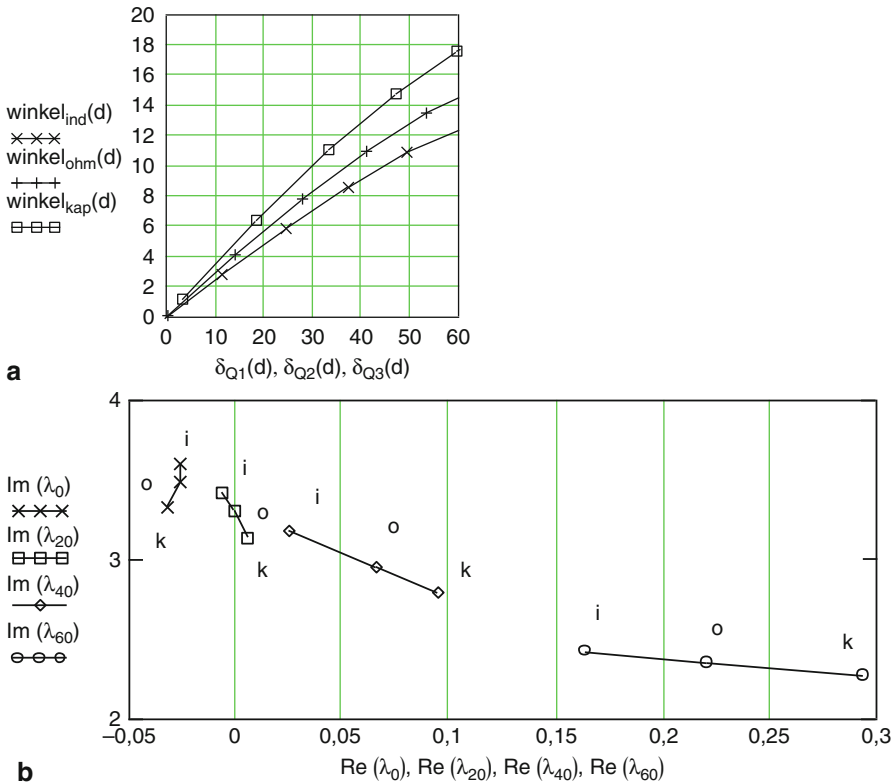


Abb. 3.59 **a** Winkel zwischen Spannungsortskurven u , **b** Wurzelortskurven für $\delta_Q = 0^\circ, 20^\circ, 40^\circ$ und 60°

In Abb. 3.52 wurde gezeigt, dass die Spannungsregler immer dann stark destabilisierend wirken, wenn der Polradwinkel δ_Q und die Klemmenspannung u in Gegenphase sind, im anderen Fall müssen sie sogar stabilisierend wirken.

Zudem muss bei der Pendelung sowohl δ_Q als auch u eine Abweichung aufweisen, damit die Brems- und Beschleunigungsflächen von den Spannungsreglern verändert werden können. Das ist bei den einzelnen Generatoren gemäß folgendem Muster der Fall:

Durch die Gegenphasigkeit bei den Generatoren 1 und 2 destabilisieren diese das System, wobei Generator 2 am stärksten wirken muss. Bei den Generatoren 4 und 5 hingegen schwingen Polrad und Spannung in Phase; wodurch diese Spannungsregler (Sp.-regler) sogar dämpfend wirken müssen. Bei Generator 3 ist keine klare Aussage möglich, da er genau auf der Schwingungslinie liegt.

In Abb. 3.61 sind die Wurzelorte des Fünf-Maschinen-Systems sowie deren Realteile (Dämpfung) für die fünf Fälle dargestellt, dass je nur in einem Generator ein

Abb. 3.60 Verläufe der Polradlagewinkel-Abweichungen δ_Q und der Gen.-Spannungen u

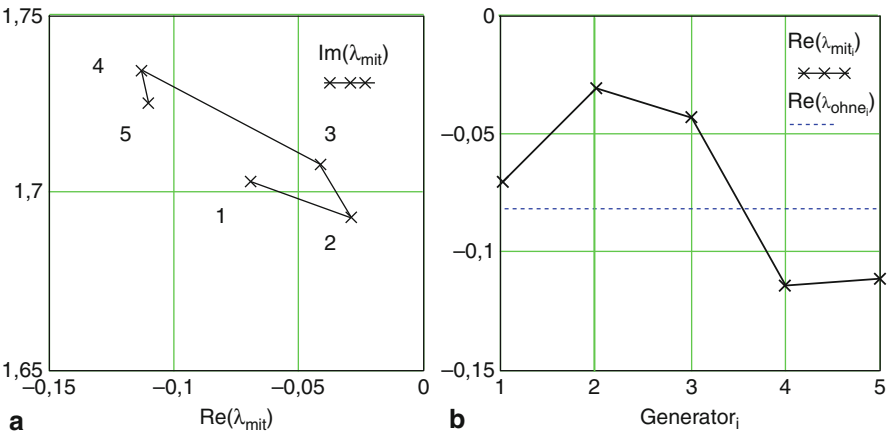
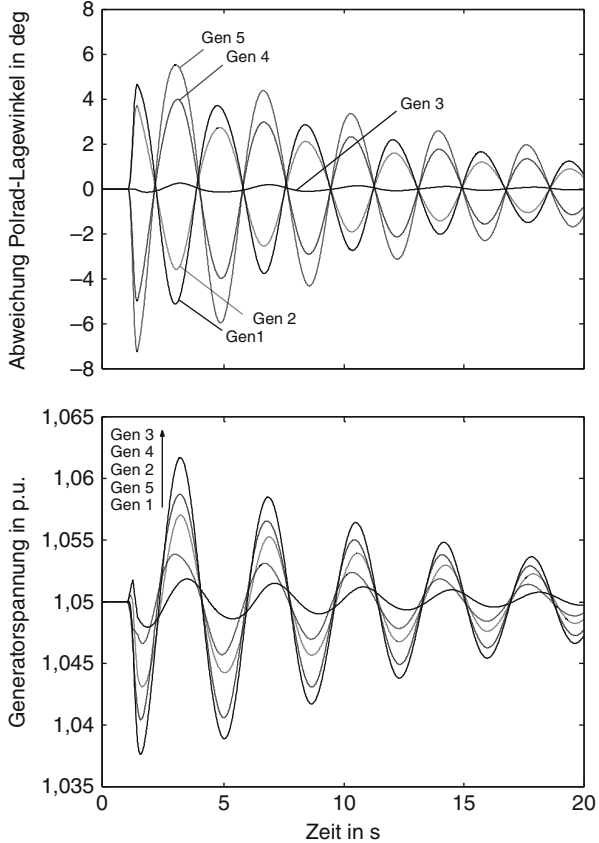


Abb. 3.61 a Eigenwerte des Fünf-Maschinen-Modells bei Einsatz je eines Sp.-Reglers b Dämpfung des Fünf-Maschinen-Modells bei Einsatz je eines Sp.-Reglers

Tab. 3.2 Schwingungsverhalten von δ_Q und u

	δ_Q	u	Phasenlage	Pendelanregung
Generator 1	Sehr groß	Sehr klein	Gegenphasig	Anregend
Generator 2	Groß	Groß	Gegenphasig	Stark anregend
Generator 3	Sehr klein	Sehr groß	Unbestimmt	Unbestimmt
Generator 4	Groß	Groß	Gleichphasig	Stark dämpfend
Generator 5	Sehr groß	Sehr klein	Gleichphasig	Dämpfend

Spannungsregler in Betrieb genommen wird und die restlichen Generatoren unge-regelt seien. Wie den Abbildungen zu entnehmen ist, wirken die Generatoren 1 bis 3 destabilisierend, wobei der Generator 2 das System am stärksten destabilisiert. Die Generatoren 4 und 5 dagegen wirken stark stabilisierend, was die Aussagen in Tab. 3.2 bestätigt. In Abb. 3.61b ist zudem noch die Dämpfung ohne Spannungsregler gestrichelt eingetragen.

Häufig werden sogenannte Partizipations-Faktoren zur Auffindung der pendel-anfachenden Generatoren herangezogen. Diese entsprechen jedoch lediglich dem Amplitudenverhältnis der in Abb. 3.60 gezeigten Polradwinkelpendelungen. Ausgehend von diesen Faktoren würde man zum falschen Schluss kommen, dass die Maschinen 1 und 5 das Netz am stärksten destabilisieren, da sie am stärksten pendeln. Erst die oben gezeigte zusätzliche Analyse der Spannungen lässt die Detektion von Maschine 2 als stark pendelanfachender Maschine zu. Dieses Vorgehen kann rege-lungstechnisch algorithmisch durch sogenannte Wesentlichkeitsmasse ausgedrückt werden, was in [18] am Beispiel einer aufgetretenen instabilen Netzpendelung im UCPTE-Netz dargestellt ist.

3.8 Praktische Untersuchungen zur Polradwinkelstabilität: Anschluss des türkischen Netzes an das europäische ENTSO-E-System

Der Anschluss des türkischen Netzes an das elektrische System der ehemaligen UCP-TE in Europa wird seit 1975 angestrebt [15]. In diesem Zusammenhang wurden zwei 400-kV-Leitungen nach Bulgarien errichtet (Hamitabat-Maritsa 1975 und Babaeski-Maritsa 2002) und eine Leitung nach Griechenland (Babaeski-Filippi (Nea Santa) 2007), Abb. 3.62.

Um die Stabilität dieser Systemerweiterung im Vorfeld abschätzen zu können, wurde eine Stabilitätsanalyse innerhalb der Machbarkeitsstudie „Feasibility and Evaluation Study of the Electricity Interconnection Greece-Turkey“ durchgeführt. Diese Studie ergab, dass nach dem Anschluss der Türkei im dann entstandenen 6.000 km langen longitudinalen Netz, welches von Portugal bis an die Grenze zum Iran reicht, eine das gesamte System durchdringende Polradwinkelpendelung von $\tau_P = 7$ s, $\omega_P = 0.9$ s⁻¹ auftreten wird [7]. Die Dämpfung D dieser Pendelung wird dieser Untersuchung nach kleiner als 10 % sein, was für elektrische Energienetze

Abb. 3.62 400-kV-Anschlussleitungen der Türkei, ENTSO-E-Karte



ein zu kleiner Wert ist. Insbesondere bei zukünftiger Erhöhung der Austauschleistung zwischen der Türkei und dem ENTSO-E-System besteht dann die Gefahr einer aufklingenden instabilen Polradwinkelpendelung.

3.8.1 Durchgeführte Untersuchungen

Um den Effekt verschiedener möglicher Stabilisierungsmaßnahmen untersuchen zu können, wurde ein vollständiges Modell des Gesamtsystems ENTSO-E-Türkei erstellt, s. Abb. 3.63.

Dieses Modell besteht aus drei Teilbereichen:

1. Vereinfachtes ENTSO-E-Netz: Dieses System besteht aus 65 Knoten. An jeden Knoten ist ein Ersatzkraftwerk und ein Ersatzverbraucher angeschlossen, welche jeweils die in diesem Gebiet befindlichen Nennleistungen und Schwungmassen widerspiegeln. Die Kraftwerke sind mit Standard-IEEE-Reglern ausgestattet. Den Verbrauchern wird sowohl eine Frequenz-Wirkleistungs- als auch eine Spannungs-Blindleistungs-Abhängigkeit so zugewiesen, wie sie bei europäischen Verbraucherzentren üblicherweise auftritt. Die Leitungen zwischen den Knoten wurden durch Stern-Dreieck-Transformation aus den vorhandenen Leitungen gebildet. Dieses Ersatznetz ist Teil eines ursprünglich 80-Knoten-Gesamtnetzes, mit welchem das gesamte ENTSO-E-Netz repräsentiert wurde. In Abb. 3.64 ist der Vergleich zwischen der Messung einer Störung im realen Netz (1.200-MW-Kraftwerksausfall in Spanien [3]) und der zugehörigen Simulation in diesem Gesamtnetz dargestellt. Wie man der Abbildung entnimmt ist die Übereinstimmung in den Frequenzen sehr gut, weshalb auch das 65-Knoten-Netz als ausreichend genau angenommen werden kann.

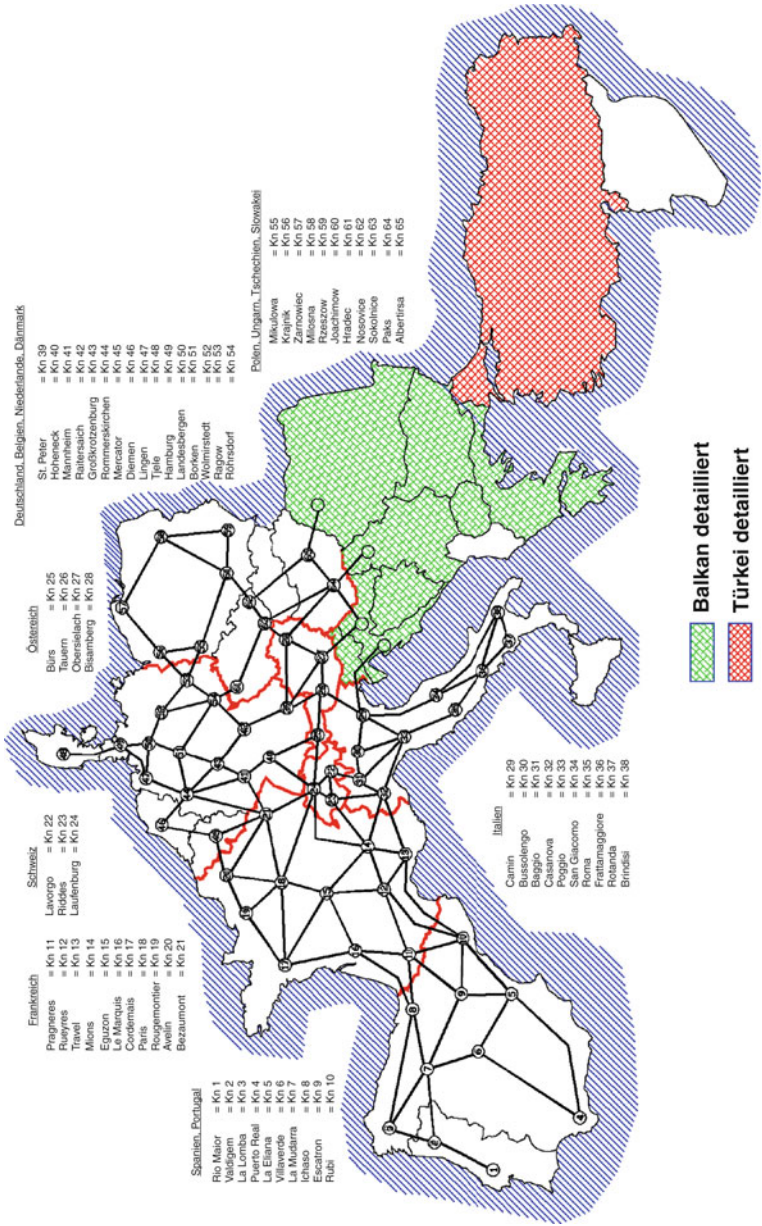


Abb. 3.63 Übersicht über das gesamte Untersuchungsmodell

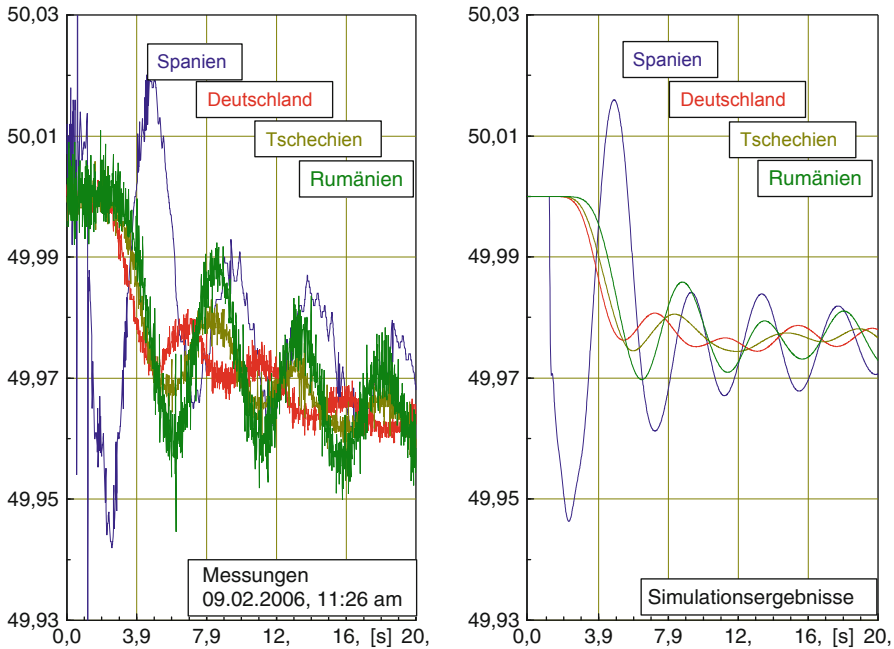


Abb. 3.64 Vergleich Messung Rechnung Netzmodell

2. Detailliertes Balkan-System: Um bei der Simulation der veränderten Lastflusssituation auf dem Balkan nach Anschluss der Türkei genaue Aussagen machen zu können, wird die Balkanregion mit 140 Kraftwerken, 240 Lasten, 470 Leitungen und 130 Transformatoren detailliert nachgebildet und an das vereinfachte ENTSO-E-Netz angeschlossen.
3. Detailliertes türkisches Netz: Das türkische Netz wurde mit 690 Generatoren, 700 Lasten, 1.350 Leitungen und 810 Transformatoren detailliert nachgebildet, Übersicht s. Abb. 3.65. Für jedes Kraftwerk wurden je nach Typ die Kraftanlage, der Turbinenregler, der Spannungsregler sowie das Pendeldämpfungsgerät nach Angaben des türkischen Netzbetreibers TEIAS exakt modelliert. Für kleinere Kraftwerke, bei welchen die genauen Reglerdaten nicht bekannt waren, wurden Standardregler implementiert.

Mit diesem Modell, welches mit der Simulationssoftware Digsilent erstellt wurde, wurden folgende Untersuchungen vorgenommen:

1. Ermittlung der Stabilitätsgrenze bei Austauschleistungserhöhung nach vorgesehenem Fahrplan.
2. Untersuchung des Einflusses der Wasserkraftwerke auf die entstehende Polradwinkelpendelung von $\tau_p = 7$ s.
3. Optimierte Einstellung der Turbinenregler der Wasserkraftwerke durch Messungen vor Ort und anschließender Anwendung der Phasenmethode.

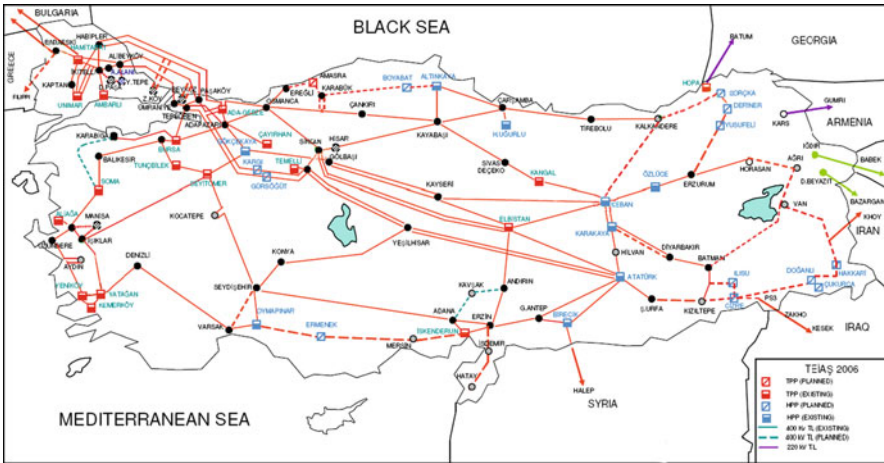


Abb. 3.65 Türkisches elektrisches Energieversorgungssystem

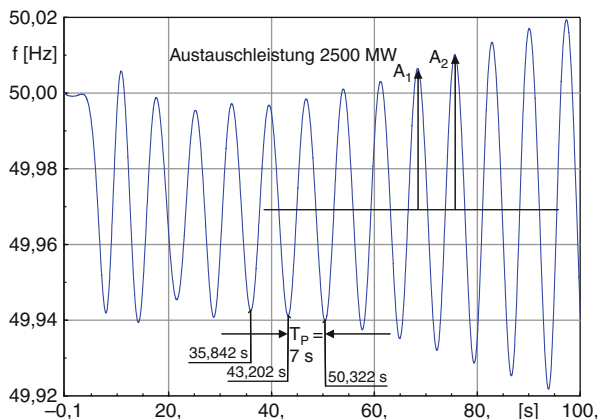
4. Einbau von Pendeldämpfungsgeräten in ausgewählten Kraftwerken nach Vorgabe von Optimierungen der Universität Varna, Bulgarien.
5. Einsatz von Static VAR Compensators (SVCs) zur frequenzproportionalen Spannungsmodulation von Verbraucherzentren.
6. Einsatz von Statcom Devices für denselben Zweck.
7. Abschätzung der Möglichkeiten des Einsatzes von Bremswiderständen (Breaking Resistors).

3.8.2 Ermittlung der Stabilitätsgrenze

Wie in Kap. 3.7.2 dargelegt, reduziert sich die Stabilität eines Energieversorgungsnetzes, wenn von peripheren Teilnetzen aus Leistung in das zentrale Netz übertragen wird. Die Ursache dieser Stabilitätsverminderung ist in der Wirkung der Spannungsregler zu sehen. Bei Schwachlast im peripheren Netz verstärkt sich dieser Effekt, da dann aufgrund der verringerten Anzahl von Kraftwerken die Generatorspannungsänderungen bei gleichem Pendelhub zunehmen und damit die natürliche Verstärkung der Spannungsregler anwächst. In Abb. 3.66 ist der Frequenzverlauf in der Türkei dargestellt, wenn die Austauschleistung über die drei 380-kV-Leitungen nach Europa zu 2.500 MW eingestellt ist. Die Nennleistung des europäischen Netzes beträgt in diesem Schwachlastfall 230 GW, die der Türkei 18 GW. Die Simulationen haben ergeben, dass die Stabilitätsgrenze bei 2.000 MW liegt. Wie man dem Simulationsverlauf entnehmen kann, beträgt die Periodendauer $\tau_p = 7$ s. Aus zwei Amplituden A1 und A2 lässt sich der positive Realteil des Eigenwerts der Polradwinkelpendelung ablesen zu

$$\sigma = \frac{1}{\tau_p} \cdot \ln \frac{A_2}{A_1} = 0,016 \text{ s}^{-1}.$$

Abb. 3.66 Stabilitätsgrenze des türkischen Systems bei erhöhter Austauschleistung



Sind nur zwei Leitungen in Betrieb, dann verringert sich die Austauschleistung entsprechend. Damit ist ein sicherer und stabiler Betrieb des angeschlossenen türkischen Netzes für alle Betriebszustände nicht zu gewährleisten.

3.8.3 Untersuchung des Einflusses der Wasserkraftwerke

Wie Abb. 3.65 zu entnehmen ist, existieren in der Mitte und im Osten der Türkei große Mitteldruck-Wasserkraftwerke (Altinkaya, 4 * 175 MW, H. Ugurlu, 500 MW, Keban, 4 * 157 MW und 4 * 175 MW, Karakaya, 6 * 300 MW, Atatürk, 2.400 MW, Birecik, 6 * 112 MW und Oymapinar, 540 MW). Diese Wasserkraftwerke verfügen im Prinzip über einen Leistungs- und Drehzahlregler gemäß Abb. 3.67 [2].

Der Leistungsregler ist mit einer kleinen Proportionalverstärkung k_P und einer großen Integralzeitkonstanten $T_{I,P}$ ausgestattet, wodurch der Leistungsregler bei der hier betrachteten Pendelperiodendauer von $\tau_P = 7\text{ s}$, $\omega_P = 0,9\text{ s}^{-1}$ kaum angeregt wird. Dadurch bleibt nur noch die unterlagerte Drehzahlregelung mit ihrer Statik σ_n im Eingriff, welche über die Ventilstelleinrichtung auf die Turbine des Wasserkraftwerks wirkt. In Abb. 3.68 ist das Anlagenschema und das Blockschaltbild eines Mitteldruck-Wasserkraftwerks dargestellt, aus welchem der gesamte Wirkungspfad von der Drehzahl n_G bis zur Turbinenleistung p_T ersichtlich wird [11]. Fasst man diesen Pfad vereinfachend zusammen, so ergibt sich das in Abb. 3.69a dargestellte regelungstechnische Schema. Aus diesem wird ersichtlich, dass es für die auftretende Pendelfrequenz von $f_P = 1/\tau_P = 0,143\text{ Hz}$ lediglich von der Übertragungsfunktion von Regler und Kraftwerk von der Drehzahl bis zur Turbinenleistung abhängt, ob das Wasserkraftwerk die Pendelung anregt oder dämpft. Wäre die Übertragungsfunktion eine reine Proportionalkonstante K , so würde das Kraftwerk nur dämpfen. Hätte die Übertragungsfunktion bei f_P rein integrales Verhalten gemäß $1/j\omega_P T$, so würde es weder dämpfen noch anregen.

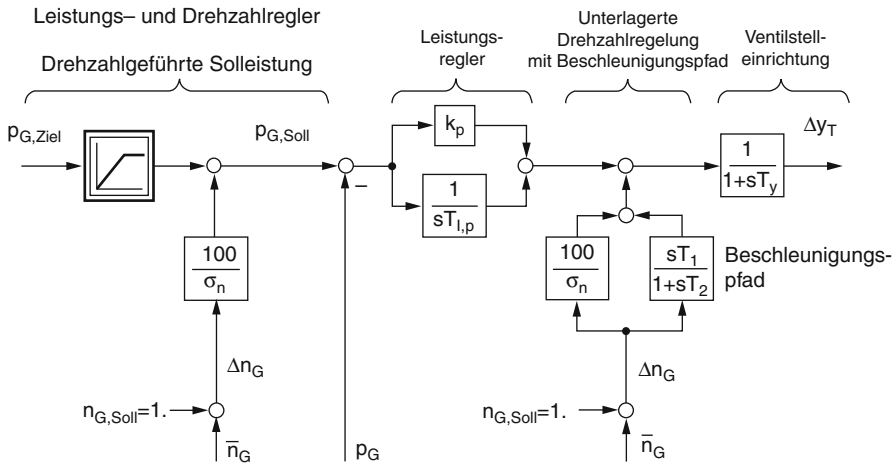


Abb. 3.67 Leistungs- und Drehzahlregler eines Hoch-/Mitteldruck-Wasserkraftwerks

Bei rein negativer Übertragungsfunktion mit einer Proportionalkonstante $-K$ würde das Kraftwerk die Schwingung maximal anregen. Dieses Verhalten kann in einem Phasendiagramm dargestellt werden, welches für eine Pendelfrequenz die Relation zwischen n_G und p_T angibt. Dies ist in Abb. 3.69b für das Wasserkraftwerk Oymapinar in auf das Eingangssignal bezogenen Größen dargestellt. Hierbei wurde im Kraftwerk der Drehzahlpfad geöffnet und stattdessen ein Frequenzgenerator installiert, welcher eine sinusförmige Eingangsgröße erzeugt hat. Anschließend wurde das Reglerausgangssignal des Drehzahlpfades und die elektrische Generatorleistung im Verbundbetrieb (Generator Drehzahl bleibt konstant) als Maß für die Turbinenleistung p_T gemessen. Wie man der Abb. 3.69b entnimmt, beträgt die Phasendrehung zwischen Drehzahl und Turbinenleistung $\phi = -150^\circ$, womit das Kraftwerk für $\tau_p = 7s$, $\omega_p = 0.9s^{-1}$ pendelanfachend wirkt. Durch Optimierung des in Abb. 3.67 eingezeichneten „Beschleunigungspfad“ kann die Phasenlage in Grenzen verändert und eingestellt werden. In Abb. 3.69c ist das Resultat nach Aktivierung und Optimierung des Beschleunigungspfad dargestellt: Die Phasenlage hat sich auf $\phi = -82^\circ$ verringert. Da jetzt ein Leistungsanteil in der Turbinenleistung p_T in Phase zur Drehzahl besteht, wirkt das Kraftwerk etwas pendeldämpfend, zumindest verhält es sich bezüglich der auftretenden Netzpendelung neutral. Auf diese Weise wurden alle großen Wasserkraftwerke der Türkei optimiert. Wo sich eine günstige Phasendrehung nicht erreichen ließ, wurde die Statik σ_n vergrößert, womit sich der Vektor der Turbinenleistung p_T verkürzt. Damit wird zumindest der destabilisierende Anteil dieses Kraftwerkes verkleinert. Die Primärregelaufgabe müssen dann entsprechende thermische Kraftwerke übernehmen.

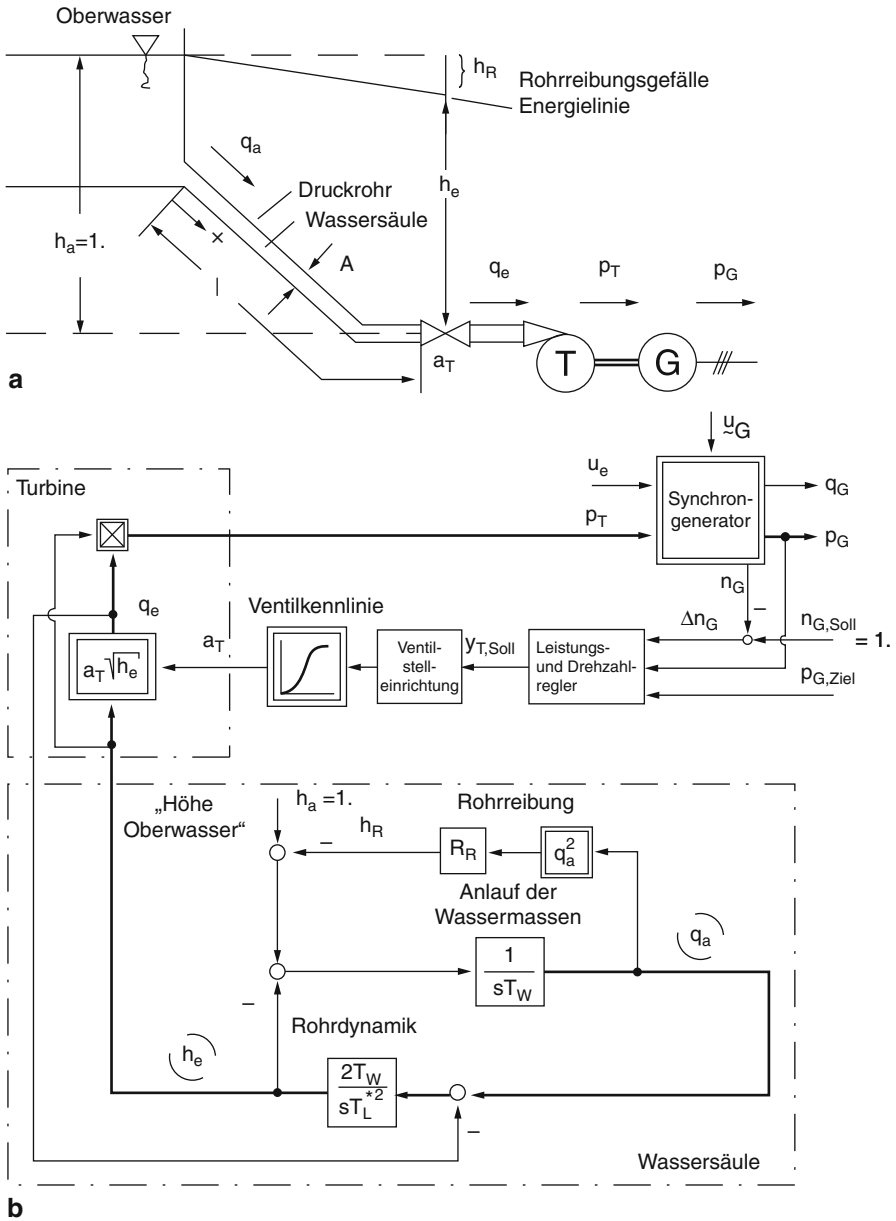


Abb. 3.68 Blockschaltbild und Anlagenschema eines Hoch-/Mitteldruck-Wasserkraftwerks.
a Anlagenschema, **b** Blockschaltbild

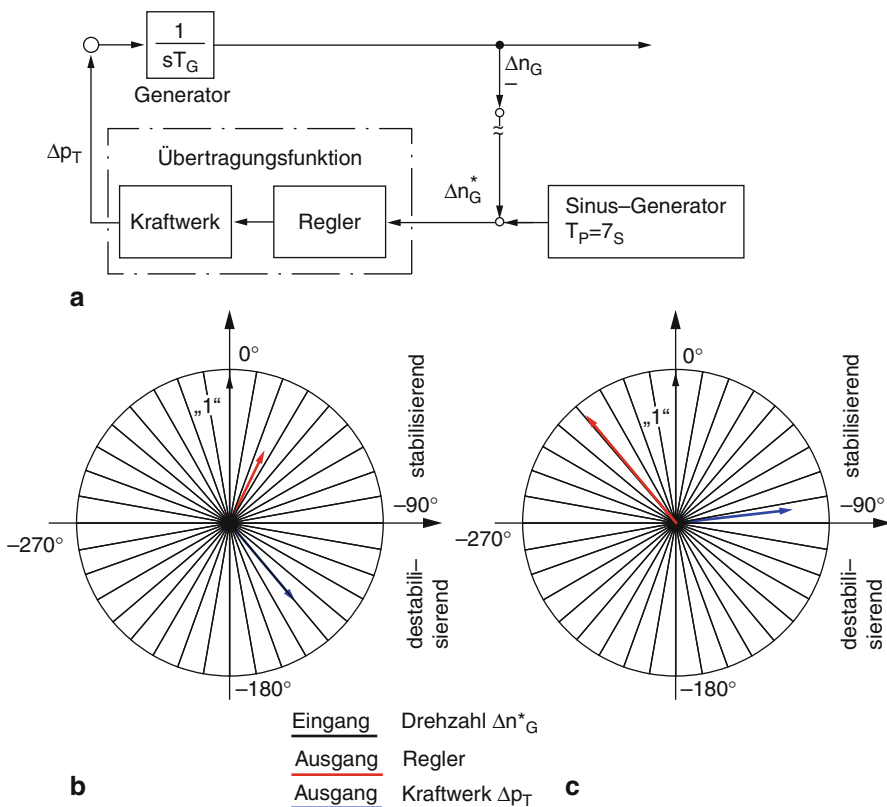


Abb. 3.69 Phasendrehung des Wasserkraftwerks Oymapinar. **a** Modell zur Ermittlung der Phasendrehung des Wasserkraftwerks, **b** Vor der Optimierung, **c** Nach der Optimierung

3.8.4 Untersuchung des Einflusses der Pendeldämpfungsgeräte

In der Türkei sind in 21 Kraftwerken Pendeldämpfungsgeräte (PSS) installiert. Diese Geräte sind so eingestellt, dass sie lokale Polradwinkelpendelungen mit einer Periodendauer von $\tau_P = 1$ s, $f_P = 1$ Hz bedämpfen können, mit welchen die Generatorpolräder gegen ihre nähere Umgebung pendeln. Für die Bedämpfung ausgedehnter Pendelungen, welche das ganze ENTSO-E-Netz durchdringen (inter area oscillations, $\tau_P = 7$ s, $f_P = 0,14$ Hz), sind dies Geräte mit ihren voreingestellten Parametereinstellungen und Reglerstrukturen nicht geeignet. Deshalb wurde für vier große Gaskraftwerke (Unimar, Aliaga, Ada-Gebze, Temelli) und drei große Wasserkraftwerke (Oymapinar, Karakaya, Atatürk) eine Reglerneueinstellung vorgenommen mit dem Ziel, auch diese langsamen Pendelungen bedämpfen zu können, Kraftwerksstandorte s. Abb. 3.70 [1]. Dazu wurden für die thermischen Kraftwerke von der Universität Varna, Bulgarien und für die Wasserkraftwerke von Abb. Baden, Schweiz umfangreiche Parameter-Einstellarbeiten durchgeführt. Für die

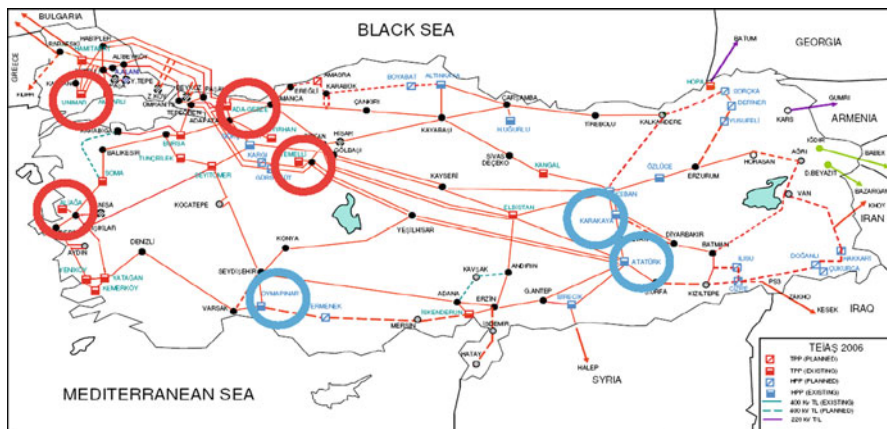


Abb. 3.70 Kraftwerksstandorte für PSS-Retuning

Untersuchungen wurden jeweils für den Spannungsregler und die Pendeldämpfungsgeräten detaillierte Modelle der vorhandenen Regler verwendet, welche in ihrer Grundstruktur den IEEEStandardreglern gemäß Abb. 3.71 entsprechen [5].

In Abb. 3.72 ist dargestellt, wie die in Abb. 3.66 dargestellte Störung von den Pendeldämpfungsgeräten mit der Einstellung nach Tab. 3.3 bedämpft werden kann. Wie man der Abbildung entnimmt, ist die Dämpfungswirkung sehr gut. Problematisch ist nur, dass nicht garantiert werden kann, dass auch immer alle bedämpften Kraftwerke in Betrieb sind. Dadurch können Situationen entstehen, in welchen im Normalbetrieb die Dämpfungswirkung so stark absinkt, dass der Netzbetrieb gefährdet ist. Deshalb ist es zwingend erforderlich, weitere Dämpfungsmassnahmen zu installieren. Dies ist auch deshalb notwendig, da unter Umständen die Begrenzungen der Pendeldämpfungsgeräte noch etwas schärfer eingestellt werden müssen, um am Generator keine zu großen Spannungs- und Blindleistungsschwingungen durch Einwirken der Pendeldämpfungsgeräte hervorzurufen. Deshalb hat man sich für die Installation und geeignete Ansteuerung von im Netz installierten Static Var Compensators (SVCs) und STATCOMs entschieden.

3.8.5 Untersuchung des Einflusses von Static Var Compensators (SVCs) und STATCOMs

SVCs werden in der Türkei zur Vergleichmäßigung der Netzspannung in der Nähe großer Stahlwerke eingesetzt. Der normale Regelpfad besteht aus einer reinen Spannungsregelung, welcher den Kompensator bei hoher Spannung induktiv und bei niedriger Spannung kapazitiv werden lässt. STATCOMs werden in jünger Zeit ebenfalls verwendet, um die Spannungsqualität zu erhöhen [14]. Sie sind flexibler einzusetzen und befinden sich in der Nähe großer Städte. Sollen diese Geräte auch

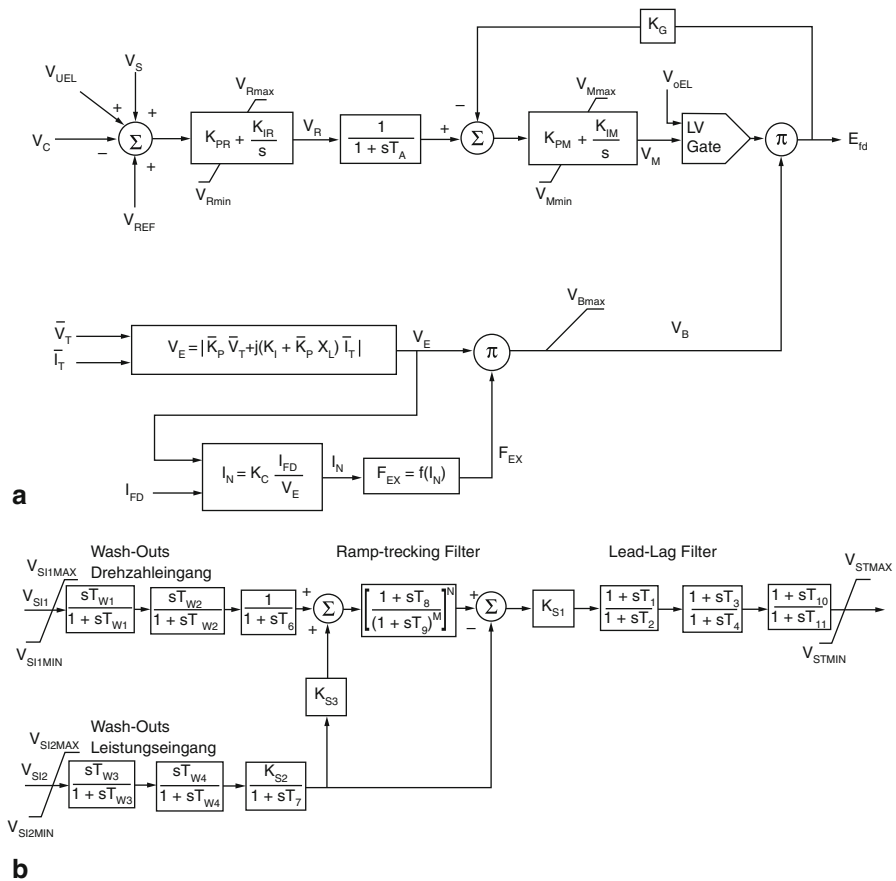
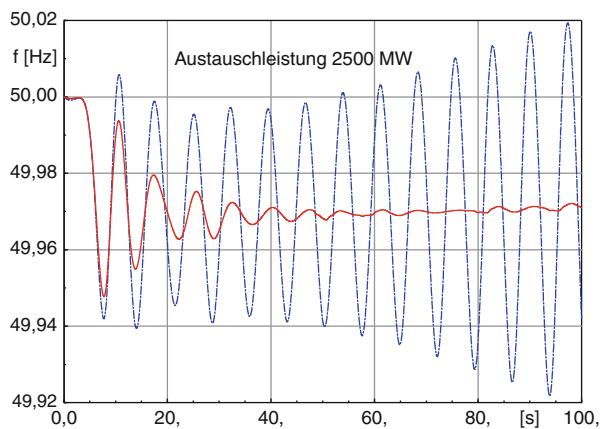


Abb. 3.71 IEEE-Standardregler für Spannungsregelung und Pendeldämpfung . **a** Type ST4B – Potential- or compound-source controlled-rectifier exciter, **b** Type PSS2B – Dual-input PSS

Abb. 3.72 Dämpfungswirkung der neu eingestellten Pendeldämpfungsgeräte



Tab. 3.3 Parameter der Pendeldämpfungsgeräte der Gaskraftwerke

		Vorher	Nachher
First washout time constant, sec.	TW1	2,00	4,00
Second washout time constant, sec.	TW2	2,00	4,00
First washout time-constant, sec.	TW3	2,00	4,00
Second washout time constant, sec.	TW4	0,00	0,00
Time constant, sec.	T6	0,00	0,00
Time constant, sec.	T7	2,00	4,00
Gain on signal	Ks2	0,18	0,37
Gain on signal	Ks3	1,00	1,00
Lead of ramp tracking filter, sec.	T8	0,50	0,50
Lag of ramp tracking filter, sec.	T9	0,10	0,10
Order of ramp tracking filter	N	1,00	1,00
Denominator order of ramp tracking filter	M	5,00	5,00
PSS gain	Ks1	15,00	15,00
Lead/lag time constant, sec.	T1	0,2	0,23
Lead/lag time constant, sec.	T2	0,03	0,02
Lead/lag time constant, sec.	T3	0,10	0,23
Lead/lag time constant, sec.	T4	0,02	0,02
Stabilizer output max limit, p.u.	VSTmax	0,10	0,10

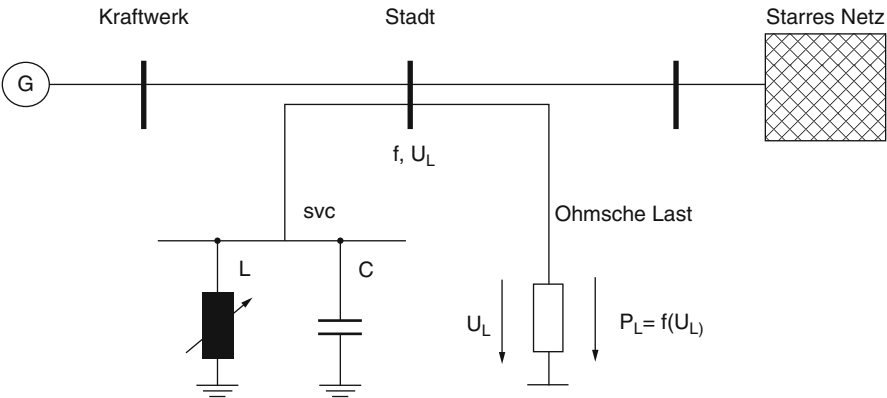


Abb. 3.73 Dämpfungswirkung von SVCs und STATCOMs

zur Pendeldämpfung eingesetzt werden, so muss der Spannungssollwert des Spannungsreglers frequenzabhängig so moduliert werden, dass bei Frequenzzunahme die Spannung ansteigt und bei Frequenzabnahme die Spannung absinkt. Damit wird erreicht, dass die Leistungsaufnahme der Stahlwerke oder der Städte, welche sich in der Nähe dieser Geräte befinden, ebenfalls frequenzabhängig moduliert wird, was zu einer reinen Dämpfungswirkung im Gesamtsystem führt.

Um diesen Umstand etwas näher zu erläutern, ist in Abb. 3.73 ein einfaches Ersatznetz dargestellt, in welchem ein derartiges Gerät wirkt.

Ein Generator speist über eine Leitung in ein starres Netz. Dieses System kann Netzpendelungen ausführen. In der Mitte der Leitung sei ein ohmscher Verbraucher

angeordnet (Stahlwerk oder Stadt). In direkter Nachbarschaft dazu ist ein SVC oder STATCOM installiert. Gleichung (3.125) beschreibt die Suszeptanz des SVC.

$$jB = j\omega C - j\frac{1}{\omega L} = j\left(\omega C - \frac{1}{\omega L}\right) \quad (3.125)$$

Verändert werden kann über eine Leistungselektronische Schaltung die Induktivität $\Delta L = k_{L,f} \cdot \Delta f$ in Abhängigkeit von der Netzfrequenz. Damit ergibt sich die Abhängigkeit der Gesamtsuszeptanz B von der Reaktanz ωL .

Linearisiert um den Resonanzpunkt $\omega L = \frac{1}{\omega C}$ ergibt sich damit die Funktion:

$$\Delta B = k_{B,f} \cdot \Delta f \quad (3.126)$$

Variiert man die Gesamtsuszeptanz an einem Netzknoten, so tritt über den Ferranti-Effekt an der benachbarten Last eine Spannungsänderung gemäß

$$\Delta U_L = k_{u,B} \cdot \Delta B \quad (3.127)$$

auf. Daraus folgt dann mit Gl. (3.126) eine mögliche Gesamtspannungsvariation gemäß

$$\Delta U_L = k_{u,B} \cdot k_{B,f} \cdot \Delta f \quad (3.128)$$

wobei der Faktor $k_{u,B}$ für jeden Einbauort durch eine Lastflussrechnung bestimmt werden kann. Die Last kann damit am Arbeitspunkt P_{L0}, U_{L0} gemäß

$$\Delta P_L = 2 \cdot \frac{P_{L0}}{U_{L0}} \Delta U_L \quad (3.129)$$

von der Spannung gesteuert werden. Zusammengefasst ergibt sich damit eine Laststeuermöglichkeit über die Netzfrequenz von

$$\Delta P_L = 2 \cdot \frac{P_{L0}}{U_{L0}} \cdot k_{u,B} \cdot k_{B,f} \cdot \Delta f = k_{P,f} \cdot \Delta f \quad (3.130)$$

Der Faktor $k_{P,f}$ hängt hierbei von der SVC-Größe, der Netztopologie und dem Arbeitspunkt der Last ab und muss durch Lastflussrechnung für jeden Einbauort ermittelt werden.

In Abb. 3.74 sind die drei Orte eingetragen, in welchen SVCs mit einer Nennleistung zwischen 210 und 310 MVar in der Nähe von Elektro-Stahlöfen installiert sind. Für die Stabilisierungsaufgabe werden nur 20 % dieser Leistung durch eine frequenzabhängige Spannungssollwert-Verstellung angesteuert. Der Ansteuerpfad entspricht dabei dem eines einfachen Pendeldämpfungsgerätes, s. Abb. 3.75a, b. In Abb. 3.76 ist die Dämpfungswirkung dargestellt wieder für 2.500 MW Leistungsexport. Wie man der Abbildung entnimmt, kann durch nur drei SVCs an geeigneten Standorten dieselbe Stabilisierungswirkung erzielt werden wie zuvor mit den Pendeldämpfungsgeräten. Insgesamt sind elf Standorte vorhanden, an welchen mit SVCs stabilisiert werden kann. Damit ist gewährleistet, dass immer ausreichend Geräte im Einsatz sind. Damit erweist sich diese Stabilisierungsart als die am erfolgversprechendste für den zukünftigen Betrieb des türkischen Netzes bei hoher Austauschleistung.

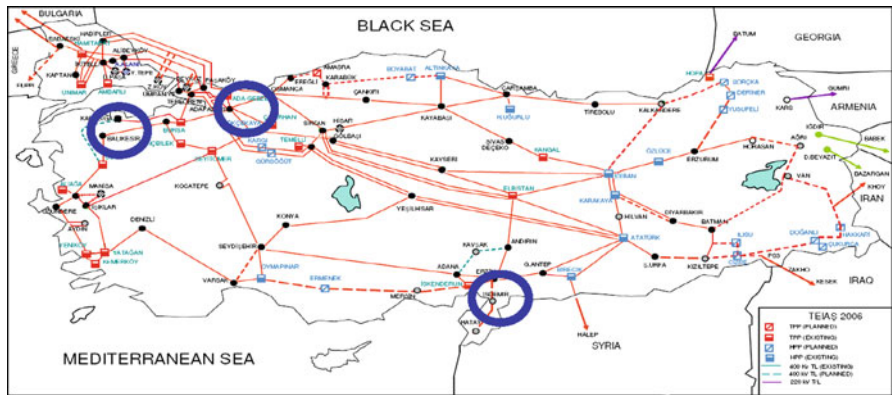


Abb. 3.74 Einbauorte des Static Var Compensatoren

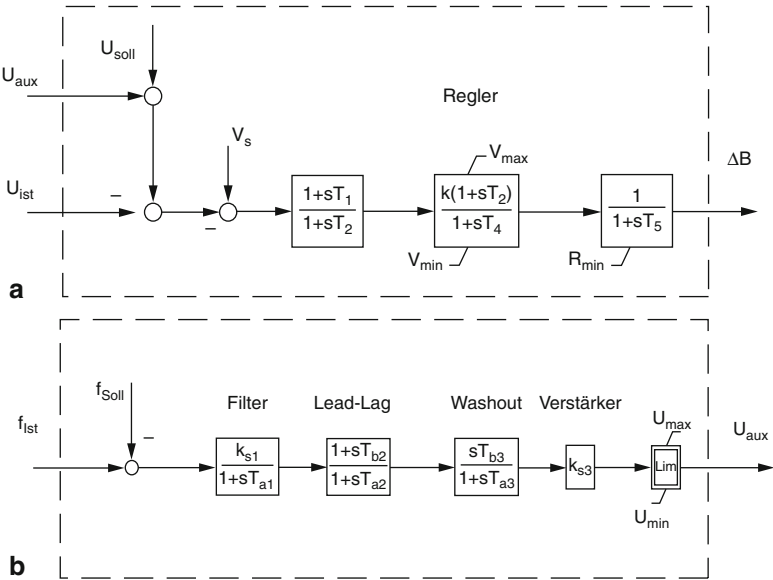


Abb. 3.75 a Suszeptanzregelung der SVCs mit neuem Zusatz Eingang U_{aux} , b Zusätzlicher Pendeldämpfungspfad mit Ausgangssignal U_{aux}

3.8.6 Einbau eines Bremswiderstands

Die Stabilisierung mit PSS und SVC hat den Nachteil, dass die Dämpfung verloren geht, wenn entweder die entsprechenden Generatoren oder die angesteuerten Fabrikbetriebe (Stahlwerke) nicht zur Verfügung stehen. Deshalb wurde als letzte Back-Up-Lösung der Einbau eines sogenannten „Bremswiderstandes“ diskutiert. Diese luftgekühlte reine Resistanz sollte über eine Anschlussleistung von ca. 25 MW verfügen und über leistungselektronische Einrichtungen (modifizierte STATCOMs)

Abb. 3.76 Dämpfungswirkung der SVCs an den Stahlwerken

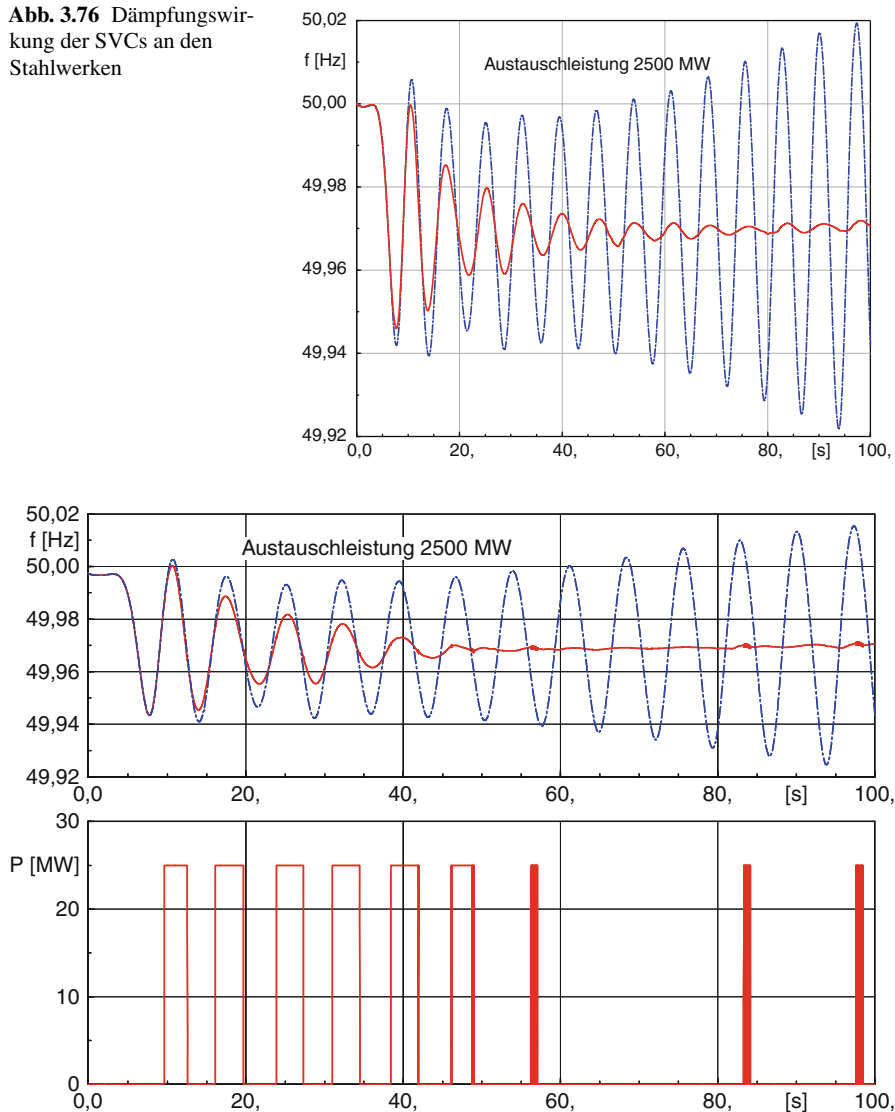


Abb. 3.77 Dämpfungswirkung und Leistungsaufnahme eines Bremswiderstandes

an das Mittelspannungsnetz angeschlossen sein. Angesteuert wird diese Einrichtung ebenfalls wieder über eine PSS-Frequenzmesseinrichtung, wobei hier aber ein etwas anderes Regelgesetz verwendet wird: In der positiven Halbschwingung ist der Widerstand ein- und in der negativen Halbschwingung ausgeschaltet. Damit lässt sich dann eine ähnliche Dämpfungswirkung erzielen wie mit den per SVC angesteuerten Stahlwerken, wobei aber diese Zusatzdämpfung nicht durch Betriebsabläufe abgeschaltet werden kann. Abbildung 3.77 zeigt die Wirkung eines in der Nähe von Ankara installierten Bremswiderstandes als einzige Dämpfungsmaßnahme im Netz.

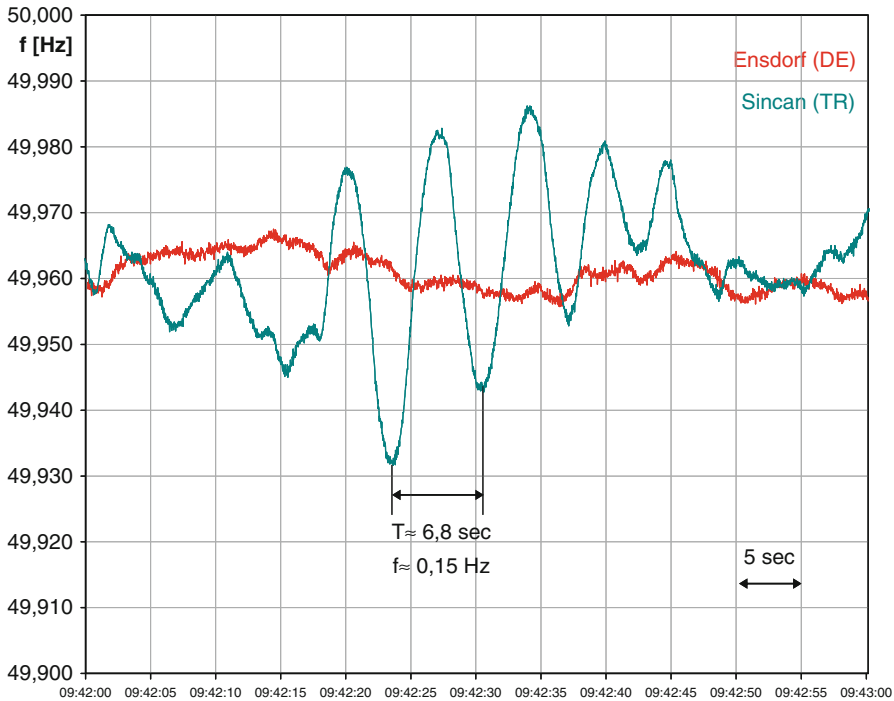


Abb. 3.78 Frequenzmessung Deutschland und Türkei nach Anschluss am 18.9.2010

Bei Auftreten einer Netzpendelung spricht der Widerstand ca. 60 s lang an, um dann nur noch sehr geringe Dämpfungsaktionen auszuführen. Die für die Dämpfung benötigte Arbeitsaufnahme des Resistors kann somit sehr gering gehalten werden, da für die Stabilisierungsaufgabe generell ja geringe Leistungen benötigt werden.

3.8.7 Dämpfungsverhalten des Gesamtsystems nach Anschluss am 18. September 2010

Am 18. September 2010 wurde das türkische Netz in einem Probebetrieb mit dem ENTSO-E-SYSTEM verbunden. An Stabilisierungsmaßnahmen waren nur die PSSs sowie die SVCs vorhanden. Der Verbund arbeitete stabil, jedoch war die zuvor rechnerisch ermittelte Pendelung von $\tau_P = 7 \text{ s}$, $\omega_P = 0,9 \text{ s}^{-1}$ noch deutlich sichtbar, s. Abb. 3.78. Es ist jedoch davon auszugehen, dass bei weiterer Inbetriebnahme der hier beschriebenen Dämpfungseinrichtungen die Netzstabilität so erhöht werden kann, dass auch Exportleistungen von 2.500 MW von der Türkei nach Europa problemlos gefahren werden können, womit ein sicherer Verbundbetrieb auch mit dem Partner Türkei gewährleistet werden kann.

Literatur

1. S. Al-Ali, I. Nassar, H. Weber, "Der Anschluss des Türkischen Elektroenergiesystems an das Europäische Verbundnetz: Untersuchung des Erwarteten Pendeldämpfungsverhaltens", 13. Symposium Maritime Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik, 29.-02.10.2010, Rostock, Deutschland
2. M. E. Cebeci, "The Effects of Hydro Power Plants' governor Settings on the Turkish Power System Frequency", Ms Thesis, Middle East Technical University, Feb. 2008
3. ENTSO-E, WAMS-Messungen
4. Heilemann F.: Power system stability and control. Mc Graw-Hill (1994)
5. IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies, IEEE Std 421.5TM-2005 (Revision of IEEE Std 421.5-1992), 21 April 2006
6. Kundur P.: Power system stability and control. McGraw-Hill (1994)
7. Kurth M., Welfonder E, "Ausreichende Bedämpfung von Netzpendelungen, auch bei deregulierter Marktwirtschaft und Verbundnetz-Erweiterung", 6. GMA/ETG-Fachtagung Netzregelung und Systemführung „Sichere und zuverlässige Systemführung von Kraftwerk und Netz im Zeichen der Deregulierung“, München 2005
8. Machowsky J., Nelles D.: Optimal control of superconducting magnetic energy storage unit. Electric Machines and Power Systems, 20/6 (1992)
9. Machowsky J., Bialek J.W., Bumby J.R.: Power system dynamics and stability. John Wiley & Sons (1998)
10. De Mello R.W., Podmore R., Stanton K.N.: Coherency based dynamic equivalents: applications in transient stability studies. PICA Conf. (1975)
11. I. A. Nassar, H. Weber, "Dynamic Model of Unit 1 of Ataturk Hydro Power Plant in Turkey", 13th Middle East Power Systems Conference, Assuit University, Egypt, December 2009
12. Pavella M., Ernst D., Ruiz-Vega D.: Transient stability of power systems. Kluwer Academic Publishers (2000)
13. Saccomanno F.: Sistemi elettrici per l'energia, UTET, Torino (1992)
14. TEIAS: Intern Bericht 2009
15. UCTE: Complementary Technical Studies for the Synchronization of the Turkish Power System with the UCTE Power System, Final Report, 2007
16. Venikov V.A.: Transient phenomena in electrical power systems. Pergamon Press, Oxford (1964)
17. Weber H.: Dynamische Netzreduktion zur Modalanalyse von Frequenz- und Leistungs-pendelungen in ausgedehnten elektr. Energieübertragungsnetzen. Diss. Univ. Stuttgart (1990)
18. Weber H.: Stabilitätsuntersuchungen in ausgedehnten elektrischen Energieübertragungsnetzen mit Modalanalyse. Elektrizitätswirtschaft Jg. 90 (1991)
19. Zollenkopf K.: Analyse von Leistungspendelungen eines grossen Kraftwerksblocks mittels vereinfachtem Ersatzschaltbild. ETG-Fachtagung 5, Berlin (1979)

Kapitel 4

Spannungsregelung und Spannungsstabilität

Konstanz von Frequenz und Spannung sind wichtige Qualitätsmerkmale des Netzes. Das Problem der Frequenzhaltung ist in Kap. 2 behandelt worden. In einem großen Verbundnetz ist die Frequenz sehr stabil, da die auftretenden Wirkleistungsstöße relativ zur Gesamtleistung des Netzes i. d. R. klein sind. Nach Abklingen der Synchronisierschwingungen (Kap. 3) ist die *Frequenz* im Netz überall gleich.

Die *Spannung* (Spannungsamplitude oder -effektivwert) kann hingegen *lokal*, d. h. von Knotenpunkt zu Knotenpunkt, erhebliche *Unterschiede* aufweisen, die von den Eigenschaften des Netzes abhängen und in erster Linie von der Größe der *Blindleistungsflüsse* bestimmt werden. *Blindleistungsstöße*, z. B. beim Einschalten größerer Motoren, verursachen erhebliche *Spannungsschwankungen*, während sich Änderungen der Wirkbelastung weit weniger auswirken. Die Gründe dafür wurden mehrfach in Band 1 erläutert (s. vor allem die Abschn. 4.6.2, 6.5.1.2, und 9.5.1).

Mit Maßnahmen bei der Netzplanung und im Netzbetrieb wird die Spannung in allen Lastknotenpunkten des Netzes stationär in einem Bandbereich von im allgemeinen $\pm 5\text{--}10\%$ um die gewünschte Sollspannung gehalten, unabhängig vom Belastungszustand des Netzes. Dies wird mit der *Spannungsregelung* der Generatoren, der Transformatoren mit variabler Übersetzung und der Kompensationsanlagen (Abschn. 4.1–4.3) und mit einer optimalen räumlichen Verteilung der Blindleistungseinspeisung (Kap. 7 und 9) erreicht.

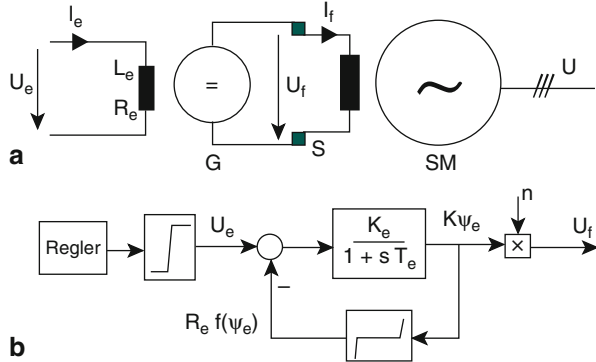
Das Problem der *Spannungsstabilität* ist in Band 1 in Zusammenhang mit der Belastbarkeit von Übertragungsleitungen bereits angeschnitten worden (Abschn. 9.5.1). Überschreitet die übertragene Leistung bestimmte Grenzwerte, kann die *Spannung zusammenbrechen*, wobei der lokale Blindleistungsbedarf eine entscheidende Rolle spielt. Der Spannungskollaps wird bei der üblichen ohmsch-induktiven Belastung von einem großen, den vorhin erwähnten Bandbereich weit überschreitenden Spannungsabfall angekündigt. In der Praxis kann er in schwachen Netzen bei Versagen der Spannungs-Blindleistungsregelung eintreten, oder wenn als Folge einer größeren Störung (Ausfall von Kraftwerken oder wichtiger Leitungen) die Leistungseinspeisung eines Teilnetzes nicht mehr in der Lage ist, die lokale Nachfrage zu decken, und wenn das Lastabwurfssystem nicht korrekt funktioniert. In den Abschn. 4.4–4.6 werden Ursachen und Bedingungen für die Spannungsinstabilität analysiert und Maßnahmen zu deren Vermeidung erörtert.

Abb. 4.1 Erregersystem mit Gleichstromgenerator.

a Schaltbild, S = Schleifringe.

b Blockschaltbild,
 $T_e = L_e/R_e$ = ungesättigte
 Zeitkonstante der

Erregerwicklung, $K_e = K T_e$



4.1 Erregersysteme und Spannungsregelung der SM

4.1.1 Erregersysteme

Die Gleichstrom-Erregerleistung großer Synchronmaschinen beträgt bei Vollast höchstens einige Promille der SM-Leistung. Das Erregersystem kann auf vielfältige Weise realisiert werden. In älteren Kraftwerken wird die Erregung von einem *Gleichstromgenerator* geliefert, der auf der Generatorwelle montiert ist. Dank den Fortschritten der Leistungselektronik wird in neueren Anlagen der Gleichstrom ausschließlich durch *Gleichrichtung* eines Wechselstromes erzeugt, wobei zwischen *rotierenden* und rein *statischen* Einrichtungen unterschieden wird.

4.1.1.1 Erregersystem mit Gleichstromgenerator

Den Aufbau der Erregereinrichtung zeigt die Abb. 4.1a. Der i. d. R. fremderregte und kompenzierte Gleichstromgenerator wird von der Turbine angetrieben und weist demzufolge eine nahezu konstante Drehzahl auf. Solange sich die Sättigung nicht bemerkbar macht, ist seine Spannung U_f proportional zum Strom I_e in der Erregerwicklung und wird über Kollektor und Schleifringe auf das Feld der SM übertragen. Die Gleichstrommaschine kann durch folgende Beziehungen beschrieben werden

$$\begin{aligned}
 U_e &= R_e I_e + \frac{d\psi_e}{dt}, & U_f &= K \psi_e n \\
 I_e &= \frac{\psi_e}{L_e} + f(\psi_e),
 \end{aligned} \tag{4.1}$$

worin n = p.u. Drehzahl ($n \approx 1$). Die Sättigungsfunktion $f(\psi_e)$ ist im linearen Teil der Kennlinie null. Die Erregerspannung U_e wird von einer weiteren kleinen Gleichstrommaschine oder einem elektronischen Verstärker geliefert.

Abb. 4.2 Erregersystem mit Wechselstromerregter und rotierender Gleichrichter

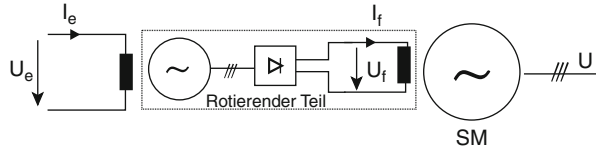
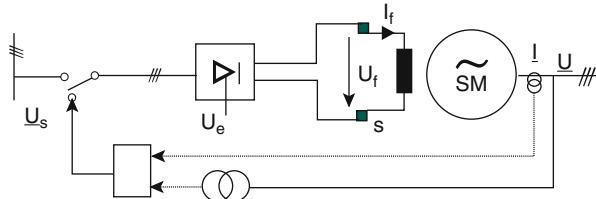


Abb. 4.3 Statisches Erregersystem (Stromrichtererregung) mit Fremdpeisung und/oder Speisung ab Klemmen der Synchronmaschine



Das Blockschaltbild der Erregereinrichtung gemäß Gl. (4.1) einschließlich Begrenzungen (Sättigung, Deckenspannung des Verstärkers) zeigt Abb. 4.1b. Die (ungesättigte) Zeitkonstante der Erregermaschine liegt meist bei 0.5–1 s.

4.1.1.2 Erregersystem mit Wechselstromgenerator

An Stelle der Gleichstrommaschine kann ein Wechselstromerregter verwendet werden, dessen Drehstrom über Gleichrichter der Feldwicklung der SM zugeführt wird (Abb. 4.2). Beim Wechselstromerregter handelt es sich um eine kleine Synchronmaschine, die vorteilhaft für eine Frequenz von ca. 500 Hz ausgelegt wird. Entgegen der üblichen Ausführung von SM ist die Feldwicklung statisch, während die Hauptwicklung rotiert und mit den ebenfalls *rotierenden Gleichrichtern* in Drehstrombrückenschaltung (Band 1, Abschn. 7.3) eine konstruktive Einheit bildet. Dies erlaubt, die Schleifringe zu vermeiden. In diesem Zusammenhang wird auch von *bürstenlosem Erregersystem* gesprochen. Da der Wechselstromerregter dynamisch ebenfalls durch eine Zeitkonstante beschrieben werden kann (s. dazu Abschn. 4.1.2.1), ist das Blockschaltbild Abb. 4.1b auch für diese Anordnung gültig.

4.1.1.3 Statische Erregung (Stromrichtererregung)

Die entsprechende Anordnung zeigt Abb. 4.3. Die Erregung der SM wird über steuerbare Leistungshalbleiter (i. d. R. Thyristoren) kontrolliert, die von einer fremden Spannungsquelle oder von der Spannung der Synchronmaschine selbst gespeist werden. Um in letzterem Fall auch bei Kurzschluss die Erregung aufrechtzuerhalten, kann der Stromrichterspeisung mit einem Stromtransformator ein stromabhängiger Anteil hinzugefügt werden (Compoundierung). Da die Erregerzeitkonstante wegfällt (bzw. sie reduziert sich auf eine kleine Verzögerung, Band 1, Abschn. 7.3, die in erster Näherung vernachlässigt werden kann), ermöglicht die statische Erregung eine schnellere Regelung.

Abb. 4.4 Blockschaltbild des statischen Erregersystems von Abb. 4.3

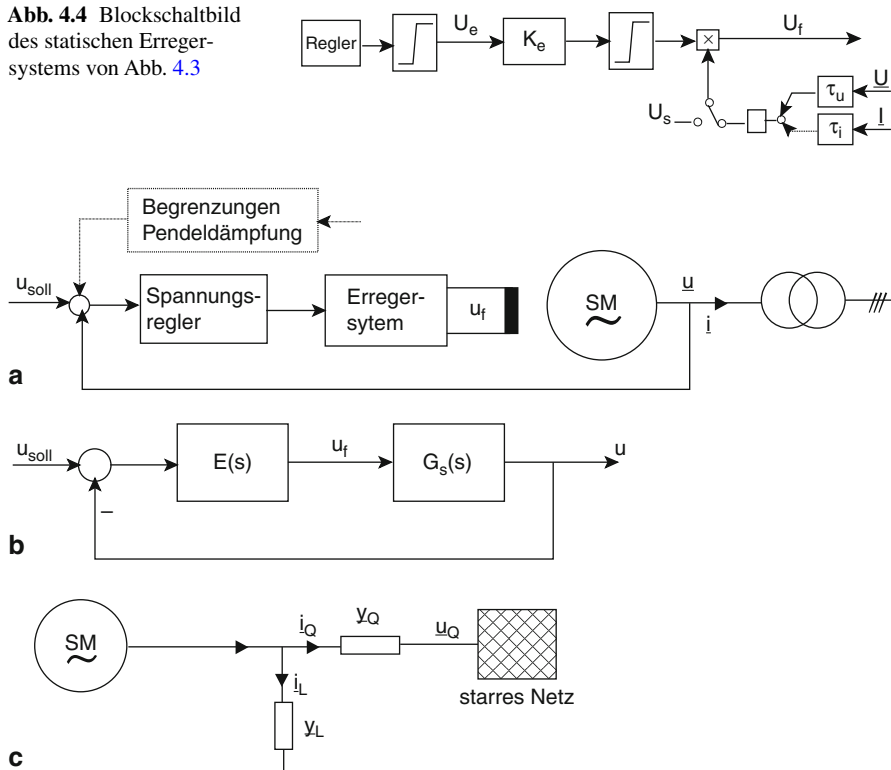


Abb. 4.5 Spannungsregelung der SM **a** Blockschaltbild der Spannungsregelung **b** Übertragungsfunktionen des Spannungsregelkreises **c** Ersatzschaltbild der Belastung

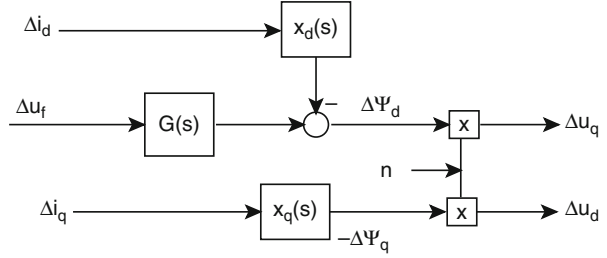
Das entsprechende Blockschaltbild zeigt Abb. 4.4. Die Schleifringe sind mit dieser Lösung nicht zu vermeiden.

4.1.2 Spannungsregelung der Synchronmaschine

Die Anlage ist in Abb. 4.5a schematisch dargestellt. Neben dem eigentlichen Spannungsregler sind meist auch Pendeldämpfungsgerät (Abschn. 4.2) und Begrenzer vorhanden. Die Begrenzungen betreffen, wie in Band 1, Abschn. 6.6.3 und Abb. 6.65 erläutert, den Statorstrom, den Feldstrom (Rotorstrom) und den Polradwinkel (bzw. die kapazitive Blindleistung). In Zusammenhang mit der Spannungsstabilität ist vor allem die Begrenzung des Feldstromes von Bedeutung. Sein Grenzwert wird in Abhängigkeit von der Überlastdauer durch eine entsprechende Kennlinie gegeben.

Bis zu ca. 10 s Dauer kann er i. d. R. etwa das vierfache des Leerlauferregersstromes erreichen, was z. B. für die Sicherstellung der Polradwinkelstabilität nützlich ist

Abb. 4.6 Blockschaltbild der SM in p.u. (ohne t.S., Annahme Statorwiderstand $r=0$)



(Abschn. 3.1.5). Nach ca. 100 s darf er aber den Nennerergerstrom nur noch um maximal 10 % übersteigen.

Der Spannungsregelkreis Abb. 4.5b enthält die Übertragungsfunktionen $G_s(s)$ der SM und $E(s)$ von Erregersystem + Spannungsregler, die nachstehend analysiert werden.

4.1.2.1 Übertragungsfunktion der Synchronmaschine

Die Übertragungsfunktion der Synchronmaschine wird wesentlich von deren Belastung bestimmt. Entsprechend Abb. 4.5c sei die SM mit der Admittanz y_L belastet und über die Admittanz y_Q mit dem starren Netz gekoppelt. Je starrer die Netzverbindung, desto größer ist y_Q . Im Inselbetrieb ist $y_Q = 0$.

Für den Laststrom gilt in p.u. die stationäre Beziehung

$$\underline{i} = \underline{y}_L \underline{u} + \underline{y}_Q (\underline{u} - \underline{u}_Q) = (\underline{y}_L + \underline{y}_Q) \underline{u} - \underline{y}_Q \underline{u}_Q. \quad (4.2)$$

Wird $\underline{y}_L + \underline{y}_Q = \underline{y} = g + j b$ gesetzt und die Änderungen um eine Gleichgewichtslage bei vorgegebenem $\underline{u}_Q$ betrachtet, lässt sich der Zusammenhang zwischen Spannung und Strom für Frequenzen $\ll 50$ Hz folgendermaßen durch Parkzeiger beschreiben

$$\Delta(i_d + j i_q) = (g + j b) \Delta(u_d + j u_q). \quad (4.3)$$

Die SM wird in p.u. durch das Blockdiagramm Abb. 4.6 dargestellt (Band 1, Abschn. 6.4). Aus dieser Abbildung und Gl. (4.3) ergibt sich bei Linearisierung des Drehzahleinflusses folgender Zusammenhang zwischen Parkvektoren

$$\begin{pmatrix} \Delta u_d \\ \Delta u_q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 \\ G(s) \end{pmatrix} \Delta u_f - \begin{vmatrix} 0 & -x_q(s) \\ x_d(s) & 0 \end{vmatrix} \begin{pmatrix} \Delta i_d \\ \Delta i_q \end{pmatrix} + \frac{1}{n_0} \begin{pmatrix} u_{d0} \\ u_{q0} \end{pmatrix} \Delta n$$

$$\begin{pmatrix} \Delta i_d \\ \Delta i_q \end{pmatrix} = \begin{vmatrix} g & -b \\ b & g \end{vmatrix} \begin{pmatrix} \Delta u_d \\ \Delta u_q \end{pmatrix}, \quad (4.4)$$

oder kompakter geschrieben und mit der Annahme $n_0 = 1$

$$\begin{aligned} \Delta \vec{u} &= \vec{G}(s) \Delta u_f - x_s(s) \Delta \vec{i} + \vec{u}_0 \Delta n \\ \Delta \vec{i} &= y \Delta \vec{u}. \end{aligned} \quad (4.5)$$

Durch Elimination des Stromes folgt der Zusammenhang

$$\Delta \vec{u} = (E + x_s(s)y)^{-1} (\vec{G}(s) \Delta u_f + \vec{u}_0 \Delta n) \quad (4.6)$$

(mit E = Einheitsmatrix). Durch Einsetzen der Reaktanzmatrix $\mathbf{x}_s(s)$ der SM und der Admittanzmatrix $\mathbf{y}$, und gesetzt $b = -1/x$, $g = 1/r$, sowie durch Linearisierung der Beziehung $u^2 = u_d^2 + u_q^2$ (s. auch Gl. 3.32),

$$\Delta u = \Delta u_d \sin \delta_0 + \Delta u_q \cos \delta_0, \quad (4.7)$$

worin δ_0 den Polradwinkel bei der betrachteten Last darstellt, folgt

$$G_s(s) = \frac{\partial u}{\partial u_f} = \frac{\frac{x + x_q(s)}{x} \cos \delta_0 + \frac{x_q(s)}{r} \sin \delta_0}{\frac{(x + x_d(s))(x + x_q(s))}{x^2} + \frac{x_d(s)x_q(s)}{r^2}} G(s). \quad (4.8)$$

Induktive Belastung Bei rein induktiver Belastung ist die erste Zeile von Gl. (4.6) null, d. h. $\Delta u_d = 0$, $\Delta u = \Delta u_q$. Aus Gl. (4.8) folgt, gesetzt $r \rightarrow \infty$, $\delta_0 = 0$,

$$G_s(s) = \frac{x}{x + x_d(s)} G(s). \quad (4.9)$$

Diese Übertragungsfunktion gilt nicht nur für kleine, sondern auch für große Spannungsänderungen, solange die Sättigung des Hauptflusses nicht wirksam ist.

Bei nicht allzu schnellen Regelungsvorgängen können die subtransienten Zeitkonstanten vernachlässigt werden. Dann folgt (s. Band 1, Abschn. 6.4)

$$\begin{aligned} G(s) &= \frac{1}{1 + sT'_{d0}}, \quad x_d(s) = x_d \frac{1 + sT'_d}{1 + sT'_{d0}}, \\ \text{---} > G_s(s) &= \frac{x}{x + x_d} \frac{1}{1 + sT'_{dx}}, \quad \text{mit} \quad T'_{dx} = \frac{xT'_{d0} + x_dT'_d}{x + x_d} \end{aligned} \quad (4.10)$$

Rein ohmsche Last Bei rein ohmscher Last ($x \rightarrow \infty$) ergibt sich aus (4.8)

$$G_s(s) = \frac{r (r \cos \delta_0 + x_q(s) \sin \delta_0)}{r^2 + x_d(s)x_q(s)} G(s). \quad (4.11)$$

Für die *lamellierte* Schenkelpolmaschine ist $x_q(s) = x_q$, und bei Berücksichtigung der Gl. (4.10) erhält man

$$G_s(s) = \frac{r(x_q \sin \delta_0 + r \cos \delta_0)}{r^2 + x_q x_d} \frac{1}{1 + sT'_{dr}}, \quad \text{mit} \quad T'_{dr} = \frac{r^2 T'_{d0} + x_q x_d T'_d}{r^2 + x_q x_d}. \quad (4.12)$$

Für Synchronmaschinen mit *massiven Rotoren* ist der Faktor $1/(1 + s T'_{dr})$ durch den etwas komplizierteren Ausdruck

$$\frac{1 + s T'_{0r}}{1 + s(T'_{dr} + T'_{qr}) + s^2 T'^2_r}, \quad \text{mit} \quad T'_{0r} = \frac{r T'_{q0} \cos \delta_0 + x_q T'_q \sin \delta_0}{r \cos \delta_0 + x_q \sin \delta_0}, \quad (4.13)$$

$$T'_{qr} = \frac{r^2 T'_{q0} + x_q x_d T'_q}{r^2 + x_q x_d}, \quad T'^2_r = \frac{r^2 T'_{d0} T'_{q0} + x_q x_d T'_d T'_q}{r^2 + x_q x_d}$$

zu ersetzen, der sich aber frequenzgangmäßig wieder durch eine mittlere Zeitkonstante approximieren lässt.

Ein ähnliches Resultat ergibt sich für eine ohmsch-induktive Last. Es kann also davon ausgegangen werden, dass sich der Synchrongenerator allgemein durch die p.u. Übertragungsfunktion

$$G_s(s) = \frac{k_s}{1 + s T_s} \quad (4.14)$$

darstellen lässt. Die Parameter k_s und T_s sind von Größe und Art der Last abhängig. Im Leerlauf ist $k_s = 1$ und $T_s = T'_{d0}$.

Beispiel 4.1 Ein Wasserkraftgenerator mit lamellierten Polen hat die Daten $x_d = 1.36$, $x_q = 0.87$ und $x'_d = 0.315$ p.u. sowie $T'_{d0} = 3$ s, $T'_d = 0.68$ s. Man bestimme die Übertragungsfunktion in Abhängigkeit der Belastung.

Die Verstärkung (in p.u.) und die Zeitkonstante der SM betragen

$$\begin{aligned} \text{Leerlauf:} \quad T'_{d0} &= 3 \text{ s}, \quad k_s = 1, \\ \text{induktive Volllast:} \quad T'_{dx} &= \frac{1 \cdot 3 + 1.36 \cdot 0.68}{1 + 1.36} = 1.66 \text{ s}, \\ k_s &= \frac{1}{1 + 1.36} = 0.424 \\ \text{ohmsche Volllast:} \quad \tan \delta_0 &= \frac{P}{Q + Q_q} = \frac{1}{1/x_q} = 0.87, \quad \delta_0 = 41^\circ \\ T'_{dr} &= \frac{1 \cdot 3 + 1.36 \cdot 0.87 \cdot 0.68}{1 + 1.36 \cdot 0.87} = 1.74 \text{ s}, \\ k_s &= \frac{1(0.87 \cdot 0.656 + 1 \cdot 0.755)}{1 + 1.36 \cdot 0.87} = 0.607 \end{aligned}$$

Die exakte Auswertung der Gl. (4.8) mit Matlab liefert für T_s und k_s in Funktion der Belastungsadmittanz und des $\cos \varphi$ den Verlauf von Abb. 4.7.

Sowohl k_s als auch T_s ändern beträchtlich in Abhängigkeit der Belastung und des Leistungsfaktors. Im Inselbetrieb ist $y \leq 1$, und das Verhältnis k_s/T_s bleibt relativ konstant, nämlich etwa 0.25–0.35. Bei Netzbetrieb nehmen mit starrer werdender Netzverbindung y_Q und somit auch y stark zu, die Zeitkonstante T_s nähert sich immer mehr dem Wert T'_d , während k_s gegen null strebt.

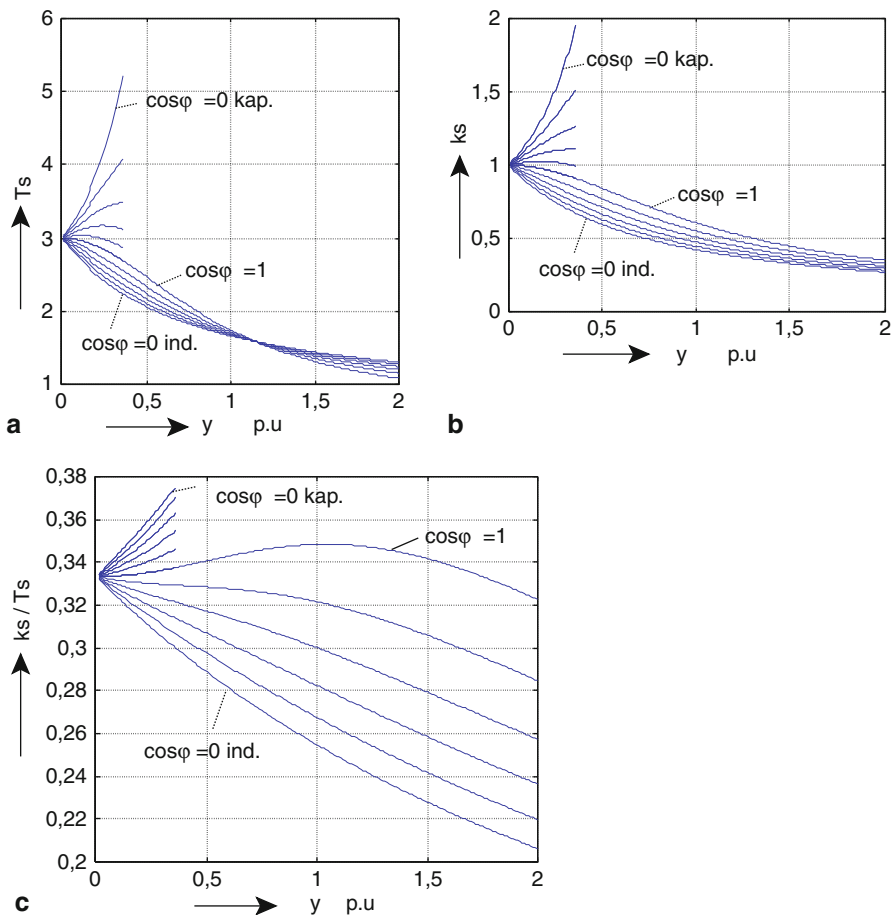


Abb. 4.7 a Zeitkonstante der SM von Beispiel 4.1 und b Verstärkungsfaktor sowie c deren Verhältnis in Abhängigkeit von der Belastungsadmittanz y

4.1.2.2 Reglerauslegung

Bei einer Verstärkung der Erregereinrichtung $\times$ Spannungsregler von $k_e k_R = 200$ ergibt sich mit den Daten von Beispiel 4.1 im ohmsch-induktiven Inselbetrieb eine Kreisverstärkung $k_0 = k_R k_e k_s$ von 100–200 und so eine Regelabweichung von 0,5–1 %. Bei rein statischer Erregereinrichtung würde theoretisch eine einfache Proportionalregelung genügen. Es ergäbe sich die relativ hohe Schnittfrequenz

$$\omega_s = \frac{k_R k_e k_s}{T_s} \approx 50 - 70 \text{ rad/s} \quad \text{---} \quad \sim 10 \text{ Hz.} \quad (4.15)$$

Die Darstellung der SM mit einer einzigen Zeitkonstante wird allerdings bei dieser schnellen Regelung ungenau, da dann die subtransienten Zeitkonstanten nicht

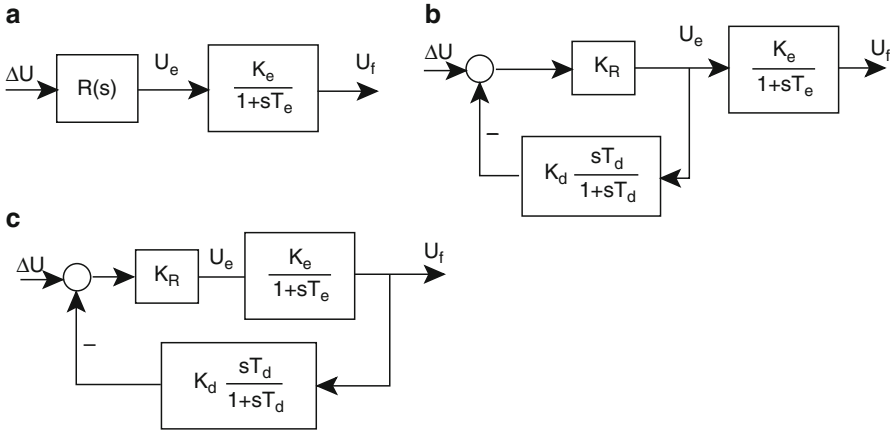
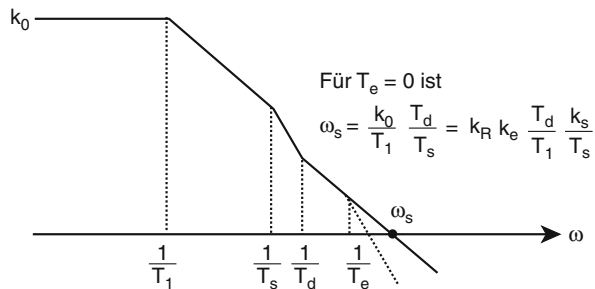


Abb. 4.8 Realisierung des Spannungsreglers, $K_R \ K_e = k_R \ k_e \ U_r/U_{f0}$, $K_d = k_d \ U_r/U_{f0}$

Abb. 4.9 Frequenzgang (Amplitude) der Übertragungsfunktion des aufgeschnittenen Regelkreises (Anhang A.5)



mehr vernachlässigbar sind. Interaktionen mit den Torsionsschwingungen sind möglich. Eine zu schnelle Regelung hat außerdem zur Folge, dass die Sättigungen (Abb. 4.1, 4.4) auch bei kleinen Störungen wirksam werden. Die Schnelligkeit ist dann illusorisch, da die Regelgeschwindigkeit von der Deckenspannung bestimmt wird. In der Praxis wird eine Regelung vorgezogen, die um ca. einen Faktor 10 langsamer ist. Für mögliche Interaktionen mit den elektromechanischen Schwingungen s. Abschn. 4.1.2.4.

Eine solche Regelung lässt sich mit einem „lag“-Regler

$$R(s) = k_R \frac{1 + sT_d}{1 + sT_1} \quad (4.16)$$

realisieren (Blockschaltbild Abb. 4.8a), wobei T_d meist etwas kleiner als die induktive Vollastzeitkonstante gewählt wird, z. B. $T_d = 0.6 T'_{dx}$. Für Beispiel 4.1 ergäbe sich $T_d = 1$ s. Die Schnittfrequenz hängt dann (s. Frequenzgang Abb. 4.9) von der Wahl der Zeitkonstanten T_1 ab. Bei statischer Erregung ergibt sich für das Beispiel 4.1 für $k_R \ k_e = 200$ und $T_1 = 20$ s, entsprechend Abb. 4.7c, im Inselbetrieb je nach Belastung der SM $\omega_s = 2.5\text{--}3.5$ rad/s. Bei rotierender Erregung ist $T_e > 0$, und die Schnittfrequenz wird leicht reduziert (gestrichelte Linie in Abb. 4.9). Ist die Phasenreserve

ungenügend (Anhang A.5), kann ein PD-Anteil hinzugefügt werden, mit welchem die Dämpfung optimiert wird, und der Regler nimmt folgende „lag-lead“-Form an

$$R(s) = k_R \frac{1 + sT_d}{1 + sT_1} \frac{1 + sT_e}{1 + sT_2}, \quad \text{---} \succ \quad E(s) = \frac{k_R k_e (1 + sT_d)}{(1 + sT_1)(1 + sT_2)}. \quad (4.17)$$

Der lag-Anteil kann auch mit einer Differentialrückführung gemäß Abb. 4.8b realisiert werden, wobei die Äquivalenz gilt: $T_1 = T_d (1 + k_R k_d)$.

Die Einführung einer Blindleistungsstatik verändert nur geringfügig die Kreisverstärkung, ist für die Reglerauslegung also unwesentlich.

In Systemen mit Gleichstromgenerator wird oft auch die Schaltung Abb. 4.8c verwendet. Die Übertragungsfunktion von Erregereinrichtung + Regler lautet dann

$$E(s) = \frac{k_e k_R (1 + sT_d)}{(1 + sT_1)(1 + sT_2)} \\ \text{mit} \quad \left\{ \begin{array}{l} T_1 + T_2 = T_e + T_d(1 + k_d k_e k_R) \\ T_1 T_2 = T_e T_d. \end{array} \right. \quad (4.18)$$

Es folgt dasselbe Resultat wie Gl. (4.17), jedoch mit dem Nachteil, dass Regelabweichung, Schwingungsfrequenz und Dämpfung nicht mehr unabhängig voneinander gewählt werden können.

4.1.2.3 Verhalten bei kapazitiver Belastung

Bei rein kapazitiver Belastung ist $x = -x_c$, und die Übertragungsfunktion der SM nimmt wegen Gl. (4.10) die Form an

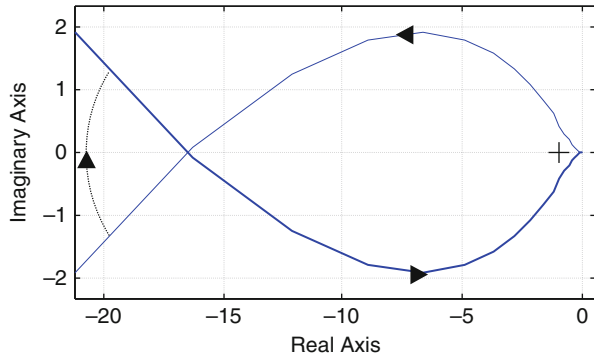
$$G_s(s) = \frac{x_c}{x_c - x_d} \frac{1}{1 + sT'_{dx}}, \quad \text{mit} \quad T'_{dx} = T'_{d0} \frac{x_c - x'_d}{x_c - x_d}. \quad (4.19)$$

Sobald $x_c < x_d$, wird die Zeitkonstante negativ, und bei der unregelmäßigen SM tritt Selbsterregung ein (Band 1, Abschn. 6.5.1.3). Für die geregelte Synchronmaschine erhält man wegen Gl. (4.17) die Übertragungsfunktion des aufgeschnittenen Regelkreises

$$E(s) G_s(s) = \frac{k_R k_e (1 + sT_d)}{(1 + sT_1)(1 + sT_2)} \frac{x_c}{x_c - x_d} \frac{1}{(1 + sT'_{dx})}. \quad (4.20)$$

Mit den Daten von Beispiel 4.1 und der Reglerauslegung von Abschn. 4.1.2.2 weist das Nyquist-Diagramm Abb. 4.10 (berechnet mit Matlab, Control System Toolbox) für eine Belastung $x_c = 0.9 \text{ p.u.} < x_d$ die Stabilität des geregelten Systems nach (s. auch Anhang A.1).

Abb. 4.10 Nyquist-Diagramm von Gl. (4.20), Beispiel 4.1, $x_c = 0.9$ p.u.



4.1.2.4 Wirkung der Drehzahl

Aus Gl. (4.6) folgt analog zu Gl. (4.8)

$$G_n(s) = \frac{\partial u}{\partial n} = \frac{u_0}{n_0} \frac{1 + \frac{x_d(s)}{x} \sin^2 \delta_0 + \frac{x_q(s)}{x} \cos^2 \delta_0 - \frac{1}{2} \sin(2\delta_0) \frac{x_d(s) - x_q(s)}{r}}{\frac{(x + x_d(s))(x + x_q(s))}{x^2} + \frac{x_d(s)x_q(s)}{r^2}}. \quad (4.21)$$

Den Zusammenhang zwischen Drehzahl und elektrischer Leistung einschließlich primärer Drehzahlregler (dessen Übertragungsfunktion hier mit $R_n(s)$ bezeichnet wird) liefert Abb. 2.1. Gilt für die elektrische Leistung (Last) der Ansatz $p = k u^m$, erhält man

$$\Delta p = k m u_0^{m-1} \Delta u = m \frac{p_0}{u_0} \Delta u. \quad (4.22)$$

Es ergibt sich das Blockschaltbild von Abb. 4.11a, das auf jenes von Abb. 4.11b reduziert werden kann, mit

$$K_n(s) = \frac{1}{1 + m \frac{p_0}{u_0} \frac{G_n(s)}{s T_m + R_n(s) G_r(s)}}. \quad (4.23)$$

Da i. d. R. der Drehzahlregelkreis deutlich langsamer als der Spannungsregelkreis arbeitet, ist der Einfluss der Übertragungsfunktion $K_n(s)$ nur für sehr langsame Spannungsänderungen (niedrige Frequenzen) spürbar.

4.1.2.5 Kopplung mit dem Synchronisierkreis

In Abschn. 3.1.4 wurde die Beeinflussung der Synchronisierschwingungen durch den Spannungsregelkreis anhand der Abb. 3.10–3.12 veranschaulicht. Durch die Anwesenheit eines Pendeldämpfungsgeräts, welches die Polradwinkelstabilität verbessert, wird die Kopplung von Synchronisier- und Spannungsregelkreis verstärkt.

Dementsprechend wirkt der Synchronisierkreis auf den Spannungsregelkreis zurück und beeinflusst dessen Verhalten. Aus den erwähnten Abbildungen folgt das

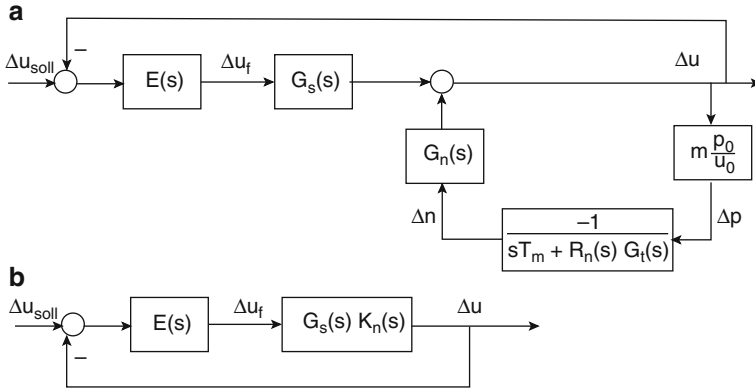


Abb. 4.11 Wirkung des Drehzahlregelkreises auf die Spannungsregelung

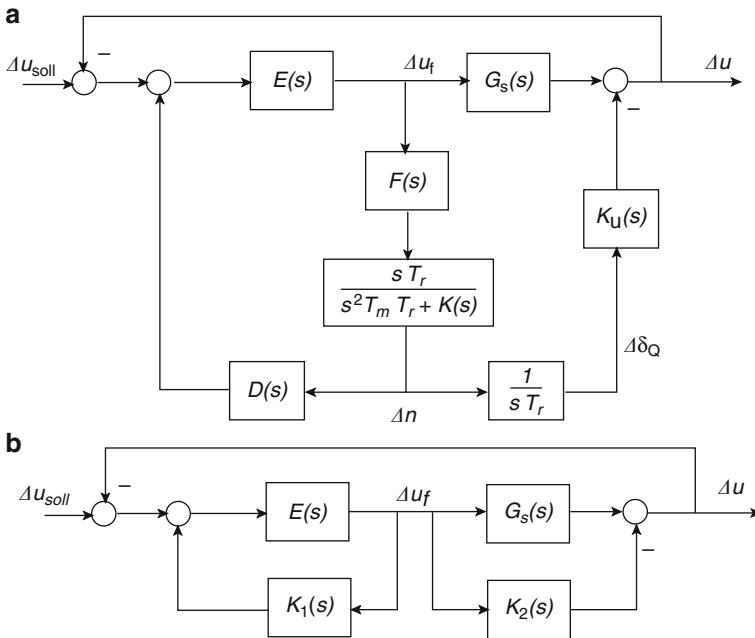


Abb. 4.12 Wirkung des Synchronisierkreises auf die Spannungsregelung

Blockdiagramm in Abb. 4.12a, mit welchem diese Beeinflussung untersucht werden kann. Es kann auf das Blockdiagramm gemäß Abb. 4.12b reduziert werden mit

$$K_1(s) = \frac{D(s) F(s) sT_r}{s^2T_mT_r + K(s)}, \quad K_2(s) = \frac{F(s) K_u(s)}{s^2T_mT_r + K(s)}. \quad (4.24)$$

Die Funktion $K_1(s)$ modifiziert in Anwesenheit des Pendeldämpfungsgeräts das Verhalten des Erregersystems, während $K_2(s)$ die Regelstrecke beeinflusst.

Die Übertragungsfunktionen $F(s)$, $K(s)$, $D(s)$, $K_u(s)$ sind in Abschn. 3.2 beschrieben.

4.1.2.6 Netzverbindung

Ausgangspunkt für die Analyse der Spannungsregelung war Abb. 4.5c mit einer Belastung der SM bestehend aus Belastungsadmittanz y_L und Netzadmittanz y_Q . Die maßgebende Belastung ist $y = y_L + y_Q$. Diese Größen werden bei Netzkopplung folgendermaßen durch (rein statische) Netzreduktion erhalten:

Das Netz bestehe aus n Knoten, wovon m Generatorknoten und $n - m$ Lastknoten. Werden mit I , U , Strom und Spannung des betrachteten Generators, mit I_G , U_G jene der übrigen Generatoren und I_B , U_B jene der Lastknoten (jeweils in einem Vektor zusammengefasst) bezeichnet, folgt die Beziehung

$$\begin{pmatrix} I \\ \vec{I}_G \\ \vec{I}_B \end{pmatrix} = \begin{vmatrix} Y_{00} & Y_{0G} & Y_{0B} \\ Y_{G0} & Y_{GG} & Y_{GB} \\ Y_{B0} & Y_{BG} & Y_{BB} \end{vmatrix} \cdot \begin{pmatrix} U \\ \vec{U}_G \\ \vec{U}_B \end{pmatrix}, \quad (4.25)$$

worin $\mathbf{Y}_{xy}$ Knotenpunktadmittanz-Teilmatrizen darstellen. Wird die Netzbelastung durch

$$\vec{I}_B = -Y_B \vec{U}_B \quad (4.26)$$

dargestellt, lässt sich Y_B in die Diagonalterme von Y_{BB} integrieren

$$Y_{BBL} = Y_{BB} + Y_B \quad (4.27)$$

und es folgt aus der dritten Zeile von (4.25)

$$\vec{U}_B = -Y_{BBL}^{-1} (Y_{B0} U + Y_{BG} \vec{U}_G). \quad (4.28)$$

Wird in die erste Zeile der Gl. (4.25) eingesetzt, erhält man

$$I = (Y_{00} - Y_{0B} Y_{BBL}^{-1} Y_{B0}) U + (Y_{0G} - Y_{0B} Y_{BBL}^{-1} Y_{BG}) \vec{U}_G, \quad (4.29)$$

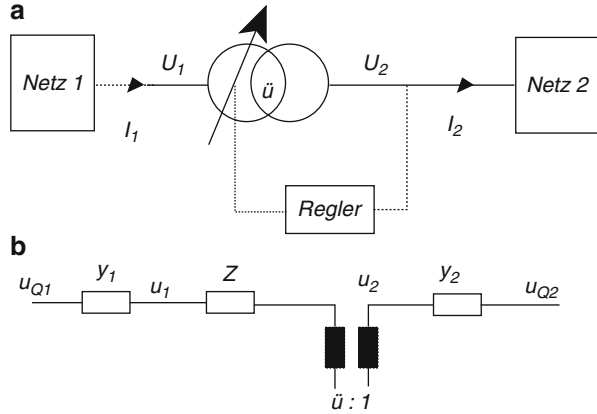
und mit der vereinfachenden Annahme

$$U_{Gi} \approx U_Q e^{j\vartheta_{Gi}}, \quad (4.30)$$

die stationär gut erfüllt ist, da die Generatorspannungen konstant gehalten werden, folgt schließlich aus dem Vergleich mit Gl. (4.2)

$$\begin{aligned} Y_L + Y_Q &= Y_{00} - Y_{0B} - Y_{BBL}^{-1} Y_{B0} \\ Y_Q &= - \sum_{i=2}^m (Y_{0Gi} - Y_{0B} Y_{BBL}^{-1} Y_{BGi}) e^{j\vartheta_{Gi}} \approx - \sum_{i=2}^m (Y_{0Gi} - Y_{0B} Y_{BBL}^{-1} Y_{BGi}). \end{aligned} \quad (4.31)$$

Die letzte Näherung ergibt sich, da die ϑ_{Gi} klein sind.

Abb. 4.13 Regelung des Stufentransformators

4.2 Regelung von Stufentransformatoren

4.2.1 Reglerauslegung

Mit Bezug auf das Schema in Abb. 4.13a und auf die stationären Transformatormatrizen in Band 1, Abschn. 4.5.1 (bei Vernachlässigung des Magnetisierungsstromes), lautet der p.u. Zusammenhang (mit der Annahme Primärseite = Oberspannungsseite) in der H-Matrixform (Band 1, Abb. 4.19):

$$\begin{pmatrix} \underline{i}_1 \\ \underline{u}_2 \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & \frac{1}{\ddot{u}_{pu}} \\ \frac{1}{\ddot{u}_{pu}} & -\frac{z}{\ddot{u}_{pu}^2} \end{bmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{u}_1 \\ \underline{i}_2 \end{pmatrix}. \quad (4.32)$$

Das entsprechende Ersatzschema zeigt Abb. 4.13b. Die Sekundärspannung u_2 sei die geregelte Spannung. Werden die Netzgleichungen

$$\underline{i}_1 = \underline{y}_1(\underline{u}_{Q1} - \underline{u}_1), \quad \underline{i}_2 = \underline{y}_2(\underline{u}_2 - \underline{u}_{Q2}) \quad (4.33)$$

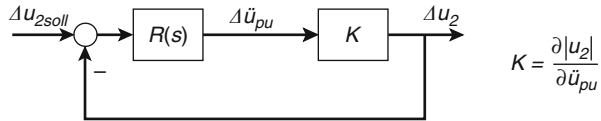
eingeführt und die Ströme und $\underline{u}_1$ eliminiert, erhält man

$$\underline{u}_2 = \frac{\ddot{u}_{pu} \underline{u}_{Q1} + \underline{c} \underline{u}_{Q2}}{\ddot{u}_{pu}^2 + \underline{c}}, \quad \text{mit} \quad \underline{c} = \frac{\underline{y}_2}{\underline{y}_1} (1 + z \underline{y}_1) \quad (4.34)$$

und für den Regelkreis das Blockdiagramm in Abb. 4.14. Die Größe K charakterisiert die Regelstrecke.

Durch Wahl des Integralreglers

$$R(s) = \frac{K_R}{s}, \quad (4.35)$$

Abb. 4.14 Regelkreis des Stufentransformators

werden Stellbefehle oder Störungen (letztere verursacht durch eine Änderung von $\underline{y}_1$ oder $\underline{y}_2$) mit der Zeitkonstanten

$$T = \frac{1}{K_R K} \quad (4.36)$$

ausgeglichen. Diese ist bei mechanischer Steuerung recht groß, meist > 10 s. Zu beachten ist, dass für $\ddot{u}_{pu} \approx 1 \rightarrow K < 0$ und infolgedessen $K_R < 0$ gewählt werden muss.

Beispiel 4.2 Die Oberspannung eines Transformators mit Innenreaktanz $x_T = 0.1$ p.u. sei über eine Reaktanz $x_Q = 0.2$ p.u. mit dem starren Netz verbunden. Unterspannungsseitig werde der Transformator mit der Impedanz $r + jx$ belastet. Man berechne die Größe K für verschiedene Belastungen mit der Annahme $u_{Q1} = 1.2$ p.u. Man überprüfe die Spannungsstabilität bei rein induktiver Belastung.

$$\underline{z} = jx_T, \quad \underline{y}_1 = \frac{1}{jx_Q}, \quad \underline{y}_2 = \frac{1}{r + jx}$$

$$\text{---} \succ \quad \underline{c} = \frac{j(x_T + x_Q)}{r + jx}, \quad \underline{u}_2 = \frac{1.2 \ddot{u}}{\ddot{u}^2 + \underline{c}}$$

$$\text{Leerlauf } x \rightarrow \infty, \quad \underline{c} = 0, \quad \underline{u}_2 = \frac{1.2}{\ddot{u}}, \quad \text{für } u_{20} = 1 \quad \text{---} \succ \quad \ddot{u}_0 = 1.2$$

$$\text{---} \succ \quad K = -\frac{1.2}{\ddot{u}_0^2} = -0.833$$

$$\text{induktive Volllast } r = 0, \quad x = 1, \quad \underline{c} = 0.3, \quad \underline{u}_2 = \frac{1.2 \ddot{u}}{\ddot{u}^2 + 0.3}, \quad \text{für } \ddot{u}_{20} = 1$$

$$\text{---} \succ \quad \ddot{u}_0 = 0.845, \quad \text{---} \succ \quad K = -\frac{1.2}{\ddot{u}_0^2 + 0.3} \frac{\ddot{u}_0^2 - 0.3}{\ddot{u}_0^2 + 0.3} = -0.478$$

$$\text{ohmsche Volllast } r = 1, \quad x = 0, \quad \underline{c} = j0.3, \quad \underline{u}_2 = \frac{1.2 \ddot{u}}{\ddot{u}^2 + j0.3}$$

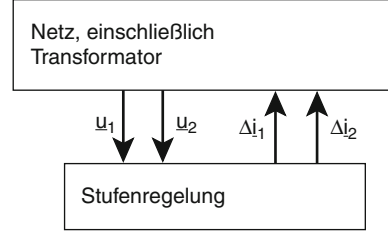
$$\text{---} \succ \quad |u_2| = \frac{1.2 \ddot{u}}{\sqrt{\ddot{u}^4 + 0.09}}, \quad \text{für } \ddot{u}_{20} = 1 \quad \text{---} \succ \quad \ddot{u}_0 = 1.17,$$

$$\text{---} \succ \quad K = -\frac{1.2}{\sqrt{\ddot{u}_0^4 + 0.09}} \frac{\ddot{u}_0^4 - 0.09}{\ddot{u}_0^4 + 0.09} = -0.778$$

Die Stabilitätsgrenze des Regelkreises wird für

$$\frac{d|u_2|}{d\ddot{u}} \geq 0 \quad \text{---} \succ \quad \ddot{u} \leq \sqrt{c} = \sqrt{\frac{x_T + x_Q}{x}}$$

Abb. 4.15 Rechenschema
Netz mit Stufentransformator



erreicht (für rein induktive Last). Mit obigen Daten tritt Instabilität bei Volllast ($c = 0.3$) erst für $\bar{u} < 0.55$ auf; selbst mit einer Überlast von 50 % ist noch $\sqrt{c} = 0.67$, man befindet sich also außerhalb des Regelbereichs des Transformators (meist $\pm 20\%$). In einem schwachen Netz mit z. B. $x_Q = 0.4$ und für $x_T = 0.15$ ist hingegen für eine Überlast von 20 % ($x = 0.833$) $c = 0.66 \rightarrow \sqrt{c} = 0.813$ ein Spannungskollaps innerhalb des Regelbereichs $\pm 20\%$ möglich.

4.2.2 Lastflussberechnung mit Regeltransformator

Für die Simulation des Transformators sei von der Darstellung in Band 1, Abschn. 4.8.2, Abb. 4.30 ausgegangen. Mit der Näherung $\beta \approx 0$ (Band 1, Gl. 4.13) lautet die Transformatormatrix in Y-Form (wenn auch i_2 das Einspeisestrom-Vorzeichen aufweist, wie dies bei Lastflussberechnungen üblich ist) und $\ddot{u}_{pu} = \ddot{u}_{0pu} + \Delta\ddot{u}_{pu}$

$$\begin{pmatrix} \underline{i}_1 \\ \underline{i}_2 \end{pmatrix} = \frac{1}{\underline{z}} \begin{vmatrix} 1 & -\ddot{u}_{0pu} \\ -\ddot{u}_{0pu} & \ddot{u}_{0pu}^2 \end{vmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{u}_1 \\ \underline{u}_2 \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} \underline{\Delta i}_1 \\ \underline{\Delta i}_2 \end{pmatrix}. \quad (4.37)$$

Der Transformator wird als Transformator mit fester Übersetzung dargestellt und die Stufenregelung mit den regelbaren Einspeiseströme erfasst. Für diese gilt

$$\begin{pmatrix} \underline{\Delta i}_1 \\ \underline{\Delta i}_2 \end{pmatrix} = \Delta\ddot{u}_{pu} \frac{1}{\underline{z}} \begin{vmatrix} 0 & -1 \\ -1 & (2\ddot{u}_{0pu} + \Delta\ddot{u}_{pu}) \end{vmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{u}_1 \\ \underline{u}_2 \end{pmatrix}, \quad \Delta\ddot{u}_{pu} = -R(s)\Delta u_2. \quad (4.38)$$

Das entsprechende Rechenschema zeigt die Abb. 4.15. Wird die Lastflussberechnung mit dem Newton-Raphson-Algorithmus durchgeführt (Band 1, Abschn. 9.6.2), sind die Einspeiseströme durch Einspeiseleistungen zu ersetzen

$$\underline{\Delta s} = \underline{u} \underline{\Delta i}^*. \quad (4.39)$$

Aus (4.39) folgt mit $1/z = y_{12}$

$$\begin{aligned} \underline{\Delta s}_1 &= -\Delta\ddot{u}_{pu} \underline{u}_1 \underline{y}_{12}^* \underline{u}_2^* \\ \underline{\Delta s}_2 &= \Delta\ddot{u}_{pu} \underline{u}_2 \underline{y}_{12}^* [-\underline{u}_1^* + (2\ddot{u}_{0pu} + \Delta\ddot{u}_{pu})\underline{u}_2^*], \end{aligned} \quad (4.40)$$

und werden die Spannungen mit Betrag und Phase und die Admittanz mit Betrag und Verlustwinkel ausgedrückt (Band 1, Gl. 9.78), schließlich

$$\begin{aligned}
 \Delta p_1 &= -\Delta \ddot{u}_{pu} u_1 y_{12} u_2 \sin(\vartheta_1 - \vartheta_2 - \alpha_{12}) \\
 \Delta q_1 &= -\Delta \ddot{u}_{pu} u_1 y_{12} u_2 \cos(\vartheta_1 - \vartheta_2 - \alpha_{12}) \\
 \Delta p_2 &= -\Delta \ddot{u}_{pu} u_2 y_{12} u_1 \sin(\vartheta_2 - \vartheta_1 - \alpha_{12}) \\
 &\quad + \Delta \ddot{u}_{pu} (2\ddot{u}_{0pu} + \Delta \ddot{u}_{pu}) u_2^2 \sin(-\alpha_{12}) \\
 \Delta q_2 &= -\Delta \ddot{u}_{pu} u_2 y_{12} u_1 \cos(\vartheta_2 - \vartheta_1 - \alpha_{12}) \\
 &\quad + \Delta \ddot{u}_{pu} (2\ddot{u}_{0pu} + \Delta \ddot{u}_{pu}) u_2^2 \cos(-\alpha_{12}).
 \end{aligned} \tag{4.41}$$

Bei der Durchführung der Lastflussberechnung wird die geregelte Spannung u_2 vorgegeben, der Iterationsschritt liefert u_1 , ϑ_1 , ϑ_2 und Δq_2 , woraus mit der vierten der Gl. (4.41) die Korrektur der Transformatorübersetzung $\Delta \ddot{u}_{pu}$ berechnet und anschließend mit den ersten drei der Gl. (4.41) die Leistungsinjektion für den nächsten Iterationsschritt ermittelt wird.

In dynamischen Berechnungen und Simulationen (s. Kap. 1) wird die Spannung u_2 nicht fest vorgegeben, sondern die Regelschleife Abb. 4.14 integriert, wobei in jedem Iterationsschritt die Lastflussberechnung an Stelle der Netzgleichungen (4.33) tritt.

4.3 Geregelte Kompensationsanlagen

Spannungsprofil und Spannungsschwankungen sind eng mit den Blindleistungsflüssen im Netz gekoppelt. Für eine gute Spannungshaltung (und damit auch Sicherstellung der Spannungsstabilität) genügt es i. d. R. nicht, die Blindleistung allein von den Generatoren regeln zu lassen; es werden zusätzlich Kompensationsanlagen eingesetzt und optimal im Netz verteilt und betrieben (für optimale Lastflussverteilung s. Kap. 9). Große Blindleistungsflüsse verschlechtern nicht nur das Spannungsprofil, sondern verursachen Verluste und vermindern so auch direkt die Wirtschaftlichkeit des Netzbetriebs.

Im lokalen und regionalen Verteilnetz wird der Blindleistungsbedarf vorwiegend durch die Lasten bestimmt. Zweckmäßig ist dann eine Kompensation mittels Parallelkondensatoren, die je nach Bedarf stufenweise zu- und abgeschaltet werden mit dem Ziel, die Spannungshaltung zu verbessern und die Verteilverluste zu reduzieren. Die Schaltung der Kondensatorstufen kann elektromechanisch (Relais) oder mit leistungselektronischen Mitteln geschehen. Seriiekompensation wird nur im Sonderfall eingesetzt (Näheres in Band 1, Abschn. 9.5.3.3).

Im Hoch- und Höchstspannungsnetz wird versucht, den Blindleistungsfluss durch optimale Koordination der Generatoren und Kompensationsanlagen zu minimieren. Je nach Zeitpunkt kann insgesamt eine Blindleistungseinspeisung (bei Spitzenbelastung im Netz) oder eine Blindleistungsaufnahme (bei schwacher Last, z. B. in der Nacht) notwendig sein. Als Kompensationsanlagen werden Synchronkompensatoren (Band 1, Abschn. 6.6.2.3) und leistungselektronisch geregelte rein statische Anlagen eingesetzt, die nachstehend näher erläutert werden (zu deren Wirkung und Einsatzbereich s. auch Band 1, Abschn. 9.5.3, Vertiefung bezüglich FACTS in Kap. 7).

Abb. 4.16 Spannungsregelung (Kompensation) mit thyristorgeregelten Drosselspulen (TCR Thyristor Controlled Reactor)

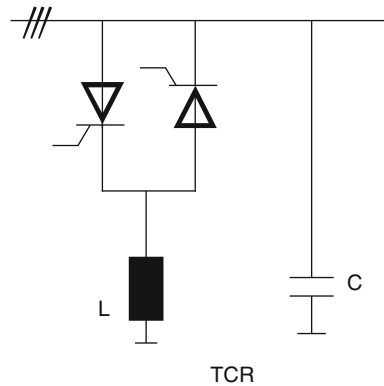
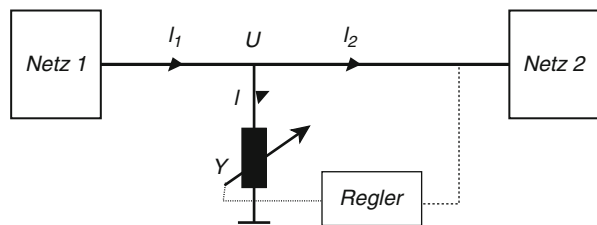


Abb. 4.17 Regelung der Kompensationsanlage

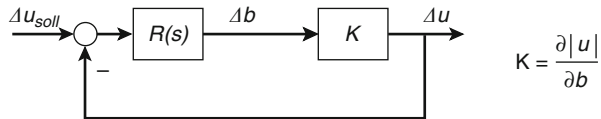


4.3.1 Parallelkompensation mit SVC

Die SVC-Anlage (Static Var Compensator), besteht aus *thyristorgeregelten Drosseln* (TCR) mit dazu parallel geschalteten Kondensatoren (Abb. 4.16). Die Thyristorsteuerung (Zündwinkelsteuerung) ergibt im linearen Flussbereich der Drosseln eine praktisch lineare Strom-Spannungscharakteristik, deren Neigung vom Steuerwinkel abhängt. Die Anlage kann so dimensioniert werden, dass sowohl Blindleistung abgegeben (bei sperrenden oder teilweise sperrenden Thyristoren) als auch aufgenommen werden kann (bei leitenden Thyristoren). Auch die Kapazität C kann steuerbar gemacht werden, indem sie durch *thyristorgeschaltete Kondensatoren* (sog. TSC-Abzweige) ersetzt oder ergänzt wird. Die Anlage wird direkt oder über einen Transformator an die Sammelschiene angeschlossen.

Innerhalb des Regelbereichs und mit der Annahme, die Oberschwingungen seien durch Filter eliminiert, kann die Anlage durch eine variable Admittanz $Y = jB$ (mit B = resultierende Suszeptanz) dargestellt werden (Abb. 4.17). Mit den einfachen Netzgleichungen (4.33) gilt in p.u. (d. h. mit Bezug auf die Netznominalspannung U_r und die Nennleistung S_r):

$$\begin{aligned}
 \underline{i} &= \underline{y} \underline{u} \\
 \underline{i} &= \underline{i}_1 - \underline{i}_2 \\
 \underline{i}_1 &= \underline{y}_1 (\underline{u}_{Q1} - \underline{u}) \\
 \underline{i}_2 &= \underline{y}_2 (\underline{u} - \underline{u}_{Q2}).
 \end{aligned} \tag{4.42}$$

Abb. 4.18 Regelkreis der Kompensationsanlage

Werden die Ströme eliminiert, folgt für Spannung und Leistungsaufnahme

$$\underline{u} = \frac{\underline{y}_1 u_{Q1} + \underline{y}_2 u_{Q2}}{\underline{y}_1 + \underline{y}_2 + \underline{y}}, \quad \underline{s} = \underline{u} \underline{y}^* \underline{u}^* \quad \text{---} \quad q = -b u^2. \quad (4.43)$$

Den Regelkreis zeigt Abb. 4.18. Er ist linear, wenn die nichtlineare Phasenanschnittsteuerung mit der Umkehrfunktion kompensiert wird. Die Konstante K beschreibt die Regelstrecke. Analog Abschn. 4.4 kann

$$R(s) = \frac{K_R}{s} \quad (4.44)$$

gewählt werden, womit Störungen des Gleichgewichts mit der Zeitkonstanten

$$T = \frac{1}{K_R K} \quad (4.45)$$

ausgeglichen werden. Die Größe K ist > 0 und damit ist auch $K_R > 0$ zu wählen.

Mit leistungselektronischen Elementen lässt sich die Regelung sehr schnell machen. Die rein *statische Betrachtung* der Netzelementen ist jedoch nur so lange richtig, als die Schnittfrequenz des Regelkreises $\omega_s = K_R K \ll 314$ (bei 50 Hz). Nähert man sich diesem Wert, muss für eine korrekte Auslegung des Reglers die LC-Dynamik (transformatorische Spannungen der Netzelemente) mitberücksichtigt werden.

Für andere Regelfunktionen, die für die Polradwinkelstabilisierung eingesetzt werden können, sei auf Kap. 7 verwiesen.

Beispiel 4.3 Netz 1 werde in Abb. 4.17 durch die Spannung $u_{Q1} = 1.05$ p.u. und die Reaktanz $x_Q = 0.2$ p.u charakterisiert. Netz 2 sei ein passives Netz mit Belastung $r + jx$, somit ist $u_{Q2} = 0$. Man berechne die Größe K für verschiedene Belastungen und überprüfe die Spannungsstabilität.

$$\begin{aligned} \underline{z} &= jx_T, \quad \underline{y}_1 = \frac{1}{jx_Q}, \quad \underline{y}_2 = \frac{1}{r + jx}, \quad \underline{y} = jb \\ \text{---} \quad \underline{u} &= \frac{u_{Q1}(r + jx)}{rc + j(x_Q + xc)}, \quad \text{mit} \quad c = 1 - bx_Q \\ \text{---} \quad |u| &= \frac{u_{Q1} \sqrt{r^2 + x^2}}{\sqrt{(r^2 c^2 + (x_Q + xc)^2)}} \\ \text{---} \quad K &= \frac{\partial |u|}{\partial b} = \frac{x_Q u_{Q1} \sqrt{r^2 + x^2} [(r^2 + x^2)c + x_Q x]}{[(r^2 c^2 + (x_Q + xc)^2)]^{1.5}} \end{aligned} \quad (4.46)$$

$$\text{Leerlauf } x \rightarrow \infty, \quad \underline{u} = \frac{u_{Q1}}{c}, \quad \text{für } |u| = 1 \quad \rightarrow \quad c = 1.05 \\ \rightarrow \quad b = -0.25, \quad K = 0.19$$

$$\text{induktive Volllast } r = 0, \quad x = 1, \quad \underline{u} = \frac{u_{Q1}}{x_Q + c}, \\ \text{für } |u| = 1 \quad \rightarrow \quad c = 0.85 \quad \rightarrow \quad b = 0.75, \quad K = 0.20$$

$$\text{ohmsche Volllast } r = 1, \quad x = 0, \quad \underline{u} = \frac{u_{Q1}}{x_Q^2 + c^2}, \\ \text{für } |u| = 1 \quad \rightarrow \quad c = 1.00 \quad \rightarrow \quad b \approx 0, \quad K = 0.19.$$

Die Größe K hängt für ein *starkes Netz I* (x_Q klein) wenig von den Belastungsverhältnissen ab und ist dann angenähert gegeben von

$$K \approx \frac{x_Q u_{Q1}}{c^2}.$$

Mit einem *schwachen Netz I* wird K variabel und kann sehr klein oder gar negativ werden. Dann tritt *Instabilität* auf; gemäß Gl. (4.46) ist für $K < 0$ auch $c < 0$ (und somit $b > 1/x_Q$). Für Stabilität muss gelten

$$b < \frac{1}{x_Q} + \frac{x}{r^2 + x^2}.$$

Diese Bedingung ist dann erfüllt (auch für $x=0$), wenn die Leistung der Kompensationsanlage deutlich kleiner ist als die Kurzschlussleistung des Netzes (Faktor 1.1 in Mittel- und Hochspannungsnetzen, s. Band 1, Abschn. 9.2)

$$|Q| = b S_r < \frac{S_r}{x_Q} = \frac{U_{\Delta r}^2}{Z_r x_Q} = \frac{U_{\Delta r}^2}{X_Q} = \frac{S_k''}{1.1}.$$

4.3.2 Statische Konverter (STATCOM)

Neben den seit vielen Jahren eingesetzten SVC-Anlagen werden (in Zukunft vermehrt) leistungselektronische Geräte eingesetzt, die abschaltbare Elemente enthalten (GTO, IGBT, IGCT) und so die Realisierung von *selbstgeführten Kompensationsanlagen* ermöglichen (für das Prinzip s. Abschn. 7.2 sowie Band 1, Abschn. 7.3.2). An konventionellen Elementen werden nur noch Kondensatoren zur Glättung benötigt. Der leistungselektronische Aufwand ist zwar wesentlich größer, doch insgesamt kann das Anlagengewicht um einen Faktor 3–5 reduziert werden.

Die Abb. 4.19 zeigt den Aufbau. Der Stromrichter erzeugt eine dreiphasige Wechselspannung $\underline{E}$, die in Phase ist mit der Netzspannung $\underline{U}$. Ist $E > U$, fließt über die Transformatoradmittanz $Y_T \approx 1/j X_T$ in der angegebenen Stromrichtung ein kapazitiver Blindstrom, d. h. es wird dem Netz eine Blindleistung geliefert. Ist die Spannung

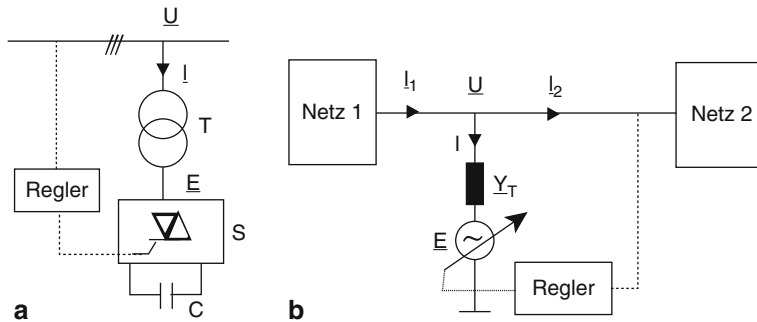


Abb. 4.19 **a** Statischer Kompensator, *S* selbstgeführter Stromrichter, *T* Transformator, *C* Glättungskondensator. **b** Ersatzschaltbild

kleiner als die Netzspannung, wird hingegen eine Blindleistung aufgenommen. Die Gl. (4.42) können übernommen werden, jedoch mit

$$\underline{i} = y_T(\underline{u} - \underline{e}) \quad \text{statt} \quad \underline{i} = y \underline{u}. \quad (4.47)$$

Dementsprechend ist die Gl. (4.43) durch die folgende zu ersetzen

$$\underline{u} = \frac{y_1 \underline{u}_{Q1} + y_2 \underline{u}_{Q2} + y_T \underline{e}}{y_1 + y_2 + y_T}, \quad \underline{s} = \underline{u} y_T^* (\underline{e}^* - \underline{u}^*) \quad (4.48)$$

$$--> q \approx \frac{u(e - u)}{x_T}, \quad e = R(s)(u_{soll} - u)$$

(*q*=gelieferte Blindleistung, *e* ist in Phase mit *u*). Die Auslegung des Reglers ist analog zu Abschn. 4.5.1, wobei jetzt.

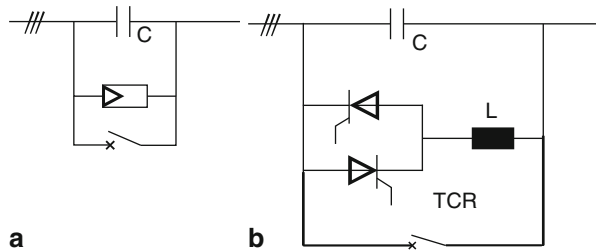
$$K = \frac{\partial |u|}{\partial e} = \frac{|y_T|}{|y_1 + y_2 + y_T|}. \quad (4.49)$$

Für eine eingehendere Analyse s. Abschn. 15.4.1.

4.3.3 Seriiekompensation

Bei der Seriiekompensation wird die Leitungsreaktanz durch die Einschaltung von Kapazitäten, i. d. R. an beiden Enden der Leitung, manchmal auch in der Mitte oder an anderer geeigneter Stelle, teilweise kompensiert. Wegen der Resonanz bei Netzfrequenz kommt eine volle Kompensation nicht in Frage; meistens liegt der Kompensationsgrad bei 30–60 %. Über Wirkung und Berechnung s. auch Band 1, Abschn. 9.5.3.

Abb. 4.20 a Klassische Seriiekompensation mit Schalter und Überspannungsschutz.
b TCSC: Seriiekompensation mit TCR Element



Die Kondensatoren sind gegen Kurzschlussstrom zu schützen, da dieser eine Spannung über dem Kondensator erzeugt, welche die Größenordnung der Netzspannung annehmen kann, für die der Kondensator nicht dimensioniert ist. Als Schutz werden parallel geschaltete Funkenstrecken oder Überspannungsableiter verwendet (Abb. 4.20a). Zum Thema Überspannungsableiter s. Band 1, Abschn. 14.6.3.

Eine *geregelte Seriiekompensation* wird mit der Schaltung Abb. 4.20b erzielt. Durch die Schaltung eines TCR-Abzweigs mit variabler induktiver Admittanz, parallel zur Kapazität C wird die resultierende Admittanz Y_s des Kompensationselements kontinuierlich verändert.

Ein weiteres Element ist der ASC (Advanced Series Compensator) oder SSSC, der vorwiegend zur Lastflusskontrolle und Dämpfung von Leistungspendungen verwendet wird. Nähere Angaben sind in Abschn. 15.3.2 zu finden.

Im Folgenden sei die Anwendung zur Blindleistungs-/Spannungssteuerung näher betrachtet. Das entsprechende Ersatzschaltbild zeigt Abb. 4.21a.

Als Steuergröße α sei das Verhältnis der Admittanz des induktiven zu jener des kapazitiven Zweiges definiert. Im Kompensationsbereich variiert die resultierende kapazitive Admittanz zwischen ωC und einem minimalen Wert (Abb. 4.21b). In p.u. gilt

$$\underline{y}_s = jb, \quad \text{mit} \quad b = \omega C Z_r (1 - \alpha) = b_c (1 - \alpha) \quad (4.50)$$

mit $\alpha = 0 \dots \alpha_{\max} < 1$. Prinzipiell könnte eine solche Anordnung auch im induktiven Bereich arbeiten ($\alpha > 1$) und im Kurzschlussfall den Kurzschlussstrom begrenzen.

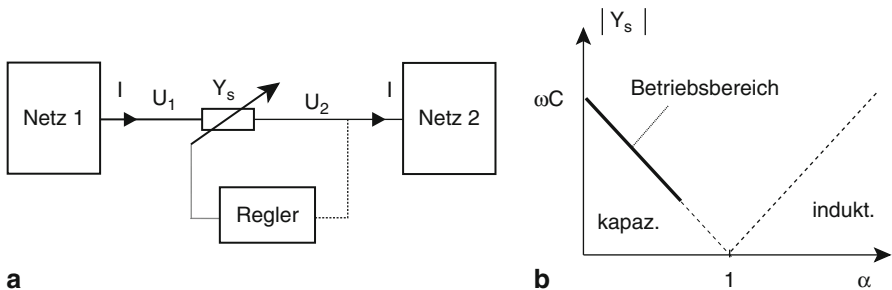


Abb. 4.21 Regelung der Seriiekompensationsanlage Steuergröße α Verhältnis von induktiver zu kapazitiver Admittanz

Vorläufig ist jedoch diese Anwendung im Vergleich zur klassischen Strombegrenzung mit Drosseln (Band 1, Abschn. 9.2.4) noch unwirtschaftlich.

Besteht z. B. das Netz 2 aus einer Verbindung Y_2 zum starren Netz und einer lokalen passiven Last Y , gelten die p.u. Gleichungen

$$\begin{aligned}\underline{i} &= \underline{y}_1 (\underline{u}_{Q1} - \underline{u}_1) \\ \underline{i} &= \underline{y} \underline{u}_2 + \underline{y}_2 (\underline{u}_2 - \underline{u}_{Q2}) \\ \underline{i} &= \underline{y}_s (\underline{u}_1 - \underline{u}_2).\end{aligned}\quad (4.51)$$

Durch Eliminieren von Strom und Spannung u_1 ergibt sich

$$\underline{u}_2 = \frac{\underline{y}_R \underline{u}_{Q1} + \underline{y}_2 \underline{u}_{Q2}}{\underline{y}_R + \underline{y}_2 + \underline{y}}, \quad \text{mit} \quad \underline{y}_R = \frac{\underline{y}_s \underline{y}_1}{\underline{y}_s + \underline{y}_1}, \quad (4.52)$$

woraus z. B. für die Regelung auf eine vorgegebene Spannung u_2 die für die Regelstrecke charakteristische Konstante $K = \partial u_2 / \partial \alpha$ in Abhängigkeit der Belastung bestimmt werden kann.

4.4 Statische Spannungsstabilität der SM

Die statische Stabilität ist eine notwendige Bedingung für die Stabilität im Kleinen wie im Großen (Anhang A.2), weshalb wir zunächst diese untersuchen am Fall einer Synchronmaschine (SM) im Inselbetrieb, die über eine Netzreaktanzen einen Lastknoten speist. Die gewonnenen Einsichten werden dann auf den allgemeineren Fall des vermaschten Netzes übertragen.

Kurzzeit-Spannungsinstabilitäten lassen sich bei Motorlast nicht ausschließen und sind i. d. R. mit der Polradwinkelinstabilität gekoppelt. Sie lassen sich mit denselben Methoden, die in den Kap. 1 und 3 angewandt wurden, untersuchen (s. dazu auch Abschn. 4.6). Manchmal ist die Spannungsstabilität im Kurzzeitbereich gegeben, geht jedoch infolge Regelungsvorgängen im Langzeitbereich verloren.

Zur Analyse der statischen Stabilität gehen wir von der in Abb. 4.22 dargestellten Schaltung und dem entsprechenden Zeigerdiagramm aus. Stationär sind zwei Fälle zu unterscheiden.

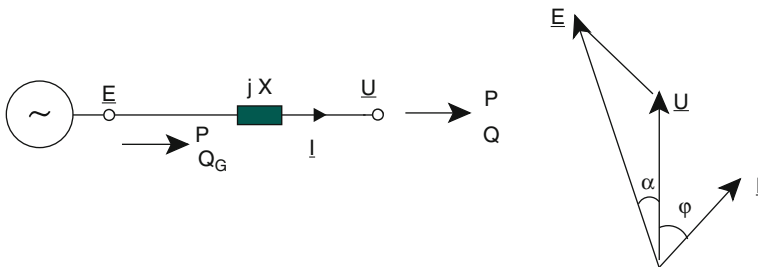


Abb. 4.22 Von einer Synchronmaschine über eine Netzreaktanzen abgegebene Leistung, Schema und Zeigerdiagramm

- Ist die SM ungeregelt oder die *Regelung unwirksam*, z. B. wenn sich die SM an ihren Leistungsgrenzen befindet, stellt die Quellenspannung E die vom Erregerstrom abhängige Polradspannung (also $E = E_p$) und der Winkel α den Polradwinkel relativ zur betrachteten Lastknotenspannung dar. Die Netzreaktanz X schließt die synchrone Reaktanz der SM sowie Transformator- und Leitungsreaktanzen ein.
- Bei *wirksamer Spannungsregelung* ist stationär die Spannung E betragsmäßig ebenfalls konstant. Dann gilt $E = \underline{U}_{G0}$ (mit U_{G0} = Leerlaufspannung der SM), und die der Blindstrom-Statik entsprechende kleine Reaktanz X_s tritt an Stelle der synchronen Reaktanz. Auf die Erfassung der Widerstände kann auf der Höchst- und Hochspannungsebene, die vor allem für die Spannungsstabilität von Bedeutung sind, in erster Näherung verzichtet werden.

Der Zusammenhang zwischen der Quellenspannung E , der Lastknotenspannung U und den abgegebenen Leistungen P und Q ist formal identisch zum Fall der Vollpol-SM am starren Netz (Band 1, Abschn. 6.6.2, 6.6.2.4). Man erhält:

$$\begin{aligned} P &= u \, Q_k \frac{E}{U_r} \sin \alpha \\ Q &= u \, Q_k \left(\frac{E}{U_r} \cos \alpha - u \right), \quad \text{mit} \quad Q_k = \frac{U_{\Delta r}^2}{X}. \end{aligned} \quad (4.53)$$

Q_k ist eine für die Schaltung charakteristische, zur Netzreaktanz X umgekehrt proportionale Blindleistung (welche der Kurzschlussleistung der Netzverbindung entspricht) und u die p.u. Spannung der Last. Werden auch E und die Leistungen in p.u. ausgedrückt (mit Bezugsgrößen U_r und S_r), folgen die Gleichungen

$$\begin{aligned} p &= q_0 \frac{u}{e} \sin \alpha, \quad \text{mit} \quad q_0 = \frac{e^2}{x} = e^2 q_k \\ q &= q_0 \frac{u}{e} \left(\cos \alpha - \frac{u}{e} \right). \end{aligned} \quad (4.54)$$

Durch Eliminierung des Winkels α mit Hilfe der Beziehung $\sin^2 \alpha + \cos^2 \alpha = 1$ lässt sich u in Abhängigkeit von p und q ausdrücken

$$\frac{u}{e} = \sqrt{0.5 - \frac{q}{q_0} \pm \sqrt{0.25 - \frac{q}{q_0} - \left(\frac{p}{q_0} \right)^2}}. \quad (4.55)$$

Die entsprechende *Spannungsfläche* für ohmsch-induktive Last ($q \geq 0$) zeigt die Abb. 4.23a. Auffallend ist die wesentlich stärkere Abhängigkeit der Spannung von der Blindlast als von der Wirklast, was durch die Abb. 4.23b, c hervorgehoben wird. Deutlich wird ebenso, dass die Spannung zusammenbrechen kann, wenn die Wirklast oder die Blindlast oder eine Kombination von beiden eine bestimmte Grenze überschreitet. Die Bedingungen dazu werden im folgenden genauer unter die Lupe genommen durch Schneiden der Spannungsfläche mit der vertikalen Ebene für $\cos \varphi = \text{konst.}$ oder der Fläche, die der Lastkennlinie $p = p_L(u)$ entspricht.

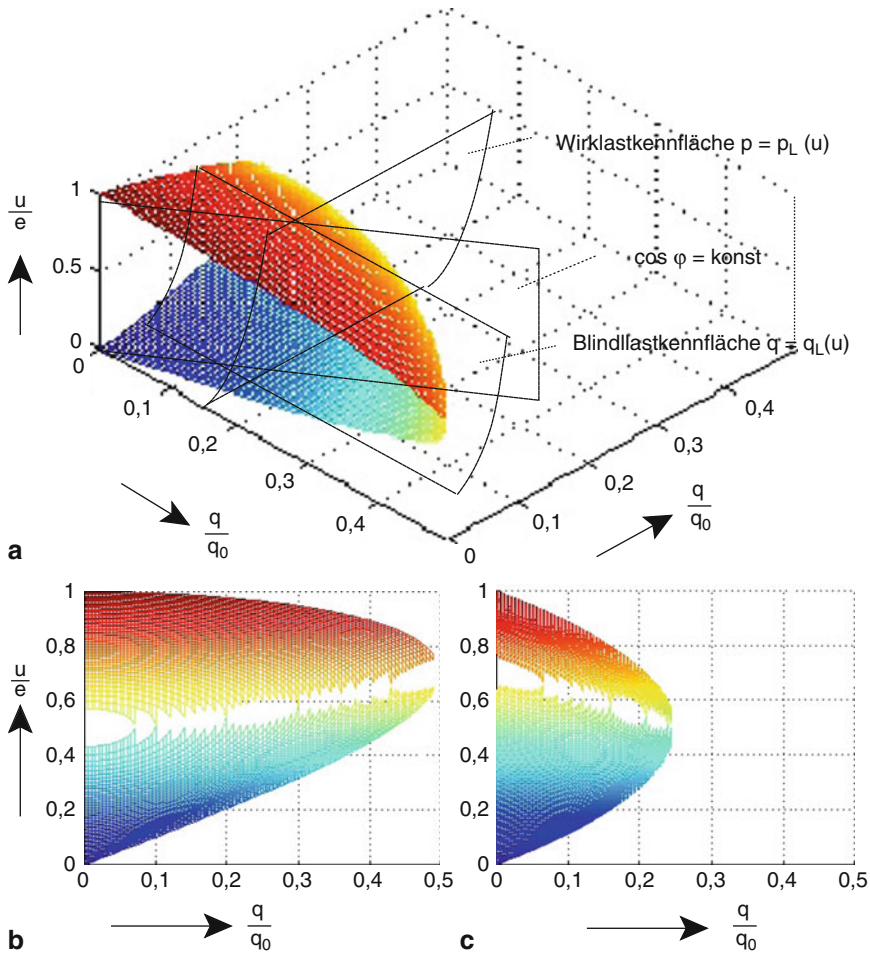


Abb. 4.23 **a** Spannungsfläche $u = f(p, q)$ der Schaltung Abb. 4.22. **b** Ansicht aus der q -Richtung. **c** Ansicht aus der p -Richtung

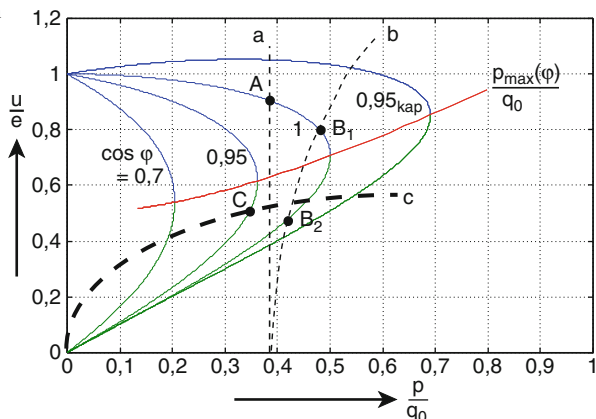
4.4.1 (u, p) -Kennlinien bei konstantem Leistungsfaktor

Weist die Last einen von der Spannung unabhängigen konstanten Leistungsfaktor auf oder sorgt eine Kompensationsanlage für konstanten $\cos \varphi$, befindet man sich in einer vertikalen durch den Ursprung des Koordinatensystems gehenden Ebene der Abb. 4.23a. Dann kann in der Gl. (4.55) $q = p \tan \varphi$ eingesetzt werden, und man erhält

$$\frac{u}{e} = \sqrt{0.5 - \frac{p \tan \varphi}{q_0} \pm \sqrt{0.25 - \frac{p \tan \varphi}{q_0} - \left(\frac{p}{q_0}\right)^2}}$$

$$\frac{p}{q_0} = \frac{u}{e} \cos \varphi \left(\sqrt{1 - \left(\frac{u}{e}\right)^2 \cos^2 \varphi} - \frac{u}{e} \sin \varphi \right). \quad (4.56)$$

Abb. 4.24 Spannungsverhalten bei konstantem Leistungsfaktor



Daraus folgt der in Abb. 4.24 dargestellte Zusammenhang zwischen u und p . Für die maximale Wirklast und die entsprechende kritische Spannung erhält man

$$\begin{aligned} \frac{p_{\max}}{q_0} &= \frac{1}{2} \sqrt{1 + \tan^2 \varphi} - \tan \varphi \\ \frac{u_{cr}}{e} &= \frac{1}{\sqrt{2}} \frac{\sqrt{1 - \sin \varphi}}{\cos \varphi}. \end{aligned} \quad (4.57)$$

Das Stabilitätsverhalten wird von der *Spannung sabhängigkeit der Wirkbelastung* beeinflusst. Zuerst sei der ungünstigste Fall einer spannungsunabhängigen Wirklast betrachtet.

4.4.1.1 Spannungsunabhängige Wirklast

Ist die Wirklast p_L unabhängig von der Spannung, wird die Lastkennlinie von einer Vertikalen dargestellt (gestrichelte Linie a), und es stellt sich z. B. für $\cos \varphi = 1$ der Betriebspunkt A ein. Dieser Fall tritt in der Praxis bei motorischer Last auf, wenn der $\cos \varphi$ von einer Kompensationsanlage konstant gehalten wird. Überschreitet die Wirklast die maximale Leistung $p_{\max}$, bricht die Spannung zusammen. Gemäß Gl. (4.57) ist für $\cos \varphi = 1$ die kritische Spannung $e/\sqrt{2} = 0.71 e$, der Spannungskollaps also statisch bei einer Spannungsabsenkung von knapp 30 % zu erwarten.

Die *Spannungsstabilität* wird von den folgenden zwei Faktoren beeinflusst:

- Die *Größe von q_0* . Für $\cos \varphi = 1$ ist z. B. $p_{\max} = 0.5 q_0$. Je größer $q_0 = e^2 q_k$, d. h. bei spannungsgeregelter SM ($e = 1$) je kleiner x oder steifer das Netz, desto besser ist die Stabilität. Instabilität kann also z. B. dann auftreten, wenn als Folge einer Störung Leitungen ausfallen, x größer und das Netz somit weicher wird. Im Fall der spannungsgeregelten SM ($e \approx 1$, $q_0 = q_k$) ist z. B. für $\cos \varphi = 1$, wenn $x = 0.3 \text{ p.u.} \rightarrow q_0 \approx 3.33 \text{ p.u.}$ und $p_{\max} = 1.67 \text{ p.u.}$; erhöht sich aber x auf 0.5 p.u. , ist $q_0 \approx 2 \text{ p.u.}$ und $p_{\max} \approx 1 \text{ p.u.}$, die Nennleistung also bereits kritisch. Arbeitet

die SM an der thermischen Blindleistungsgrenze, wird q_0 ebenfalls vermindert. Die Polradspannung e ist dann zwar ca. 2.5 p.u., aber x wird um die synchrone Reaktanz z. B. um 2 p.u. erhöht, womit $q_0 = 2.5^2 / (2 + 0.3) = 2.72$ statt 3.33.

- Der *Leistungsfaktor der Last*. Je induktiver die Last, desto geringer die Spannungsstabilität; so ergibt sich für $\cos \varphi = 0.7$, wieder für $x = 0.3$, nur noch $p_{\max} \approx 0.67$ p.u. Ist umgekehrt die Last ohmsch-kapazitiv oder wird der $\cos \varphi$ durch die Kompensationsanlage kapazitiv gehalten, werden die Spannungshaltung und die Stabilitätsmarge erheblich verbessert (s. Abb. 4.24, Fall $\cos \varphi = 0.95$ kapaz.). Das selbe Verhalten ist bei der Analyse der elektrischen Leitung festgestellt worden (Band 1, Abschn. 9.5.1). Optimale Kompensation ist für die Spannungsstabilität des Netzes von erstrangiger Bedeutung. Die Sicherheit kann durch eine sekundäre Blindleistungsregelung pro Teilnetz, die dafür sorgt, dass die Spannung in einem zentralen Knotenpunkt des Teilnetzes das notwendige Niveau einhält, erheblich verbessert werden [3].

4.4.1.2 Wirklast mit spannungsabhängigem Lastanteil

Bei den üblichen Mischlasten enthält die Wirklastkennlinie einen vertikalen Anteil (motorische Lasten) und einen mit der Spannung zunehmenden Anteil (s. Band 1, Kap. 7). Letzterer würde im Fall ohmscher Widerstände quadratisch zunehmen. Als Beispiel ist in Abb. 4.24 die Kennlinie b eingetragen. Die kritische Spannung ist dann etwas kleiner als der von (4.57) gegebene Wert. Der Betrieb ist stabil (z. B. in B_1), solange

$$\frac{dp}{du} < \frac{dp_L}{du} \quad \text{---} > \quad \frac{dq}{du} < \frac{dq_L}{du}. \quad (4.58)$$

Der Ausdruck rechts ergibt sich, weil $\cos \varphi = \text{konstant}$ ist. Er drückt, wie in Abschn. 4.4.2 deutlich werden wird, allgemein die statische Stabilitätsbedingung aus. Es ist leicht einzusehen, dass der Betriebspunkt B_2 in Abb. 4.24 instabil ist, da sich bei leichter Abnahme der Spannung ein Wirkleistungs- und somit auch Blindleistungsdefizit einstellt, das ein weiteres Absinken der Spannung nach sich zieht. Für eine tiefergehende theoretische Analyse s. [5].

4.4.1.3 Verhalten bei reiner Impedanzlast

Bei reiner Impedanzlast sind sowohl die Wirklast als auch die Blindlast quadratisch von der Spannung abhängig (gleichgültig wie die Impedanzen geschaltet sind). Die Lastkennlinie hat in der Ebene mit konstantem $\cos \varphi$ ($R/X = \text{konst.}$) einen entsprechenden Verlauf (Kurve c in Abb. 4.24). Es tritt *keine Instabilität* auf, da die *Stabilitätsbedingung* (4.58) immer, z. B. auch im Punkt C, erfüllt ist. Spannungsinstabilität ist also vor allem auf motorische Lasten zurückzuführen.

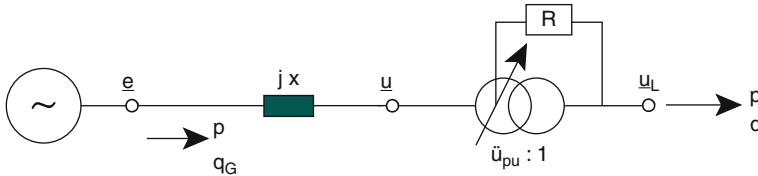
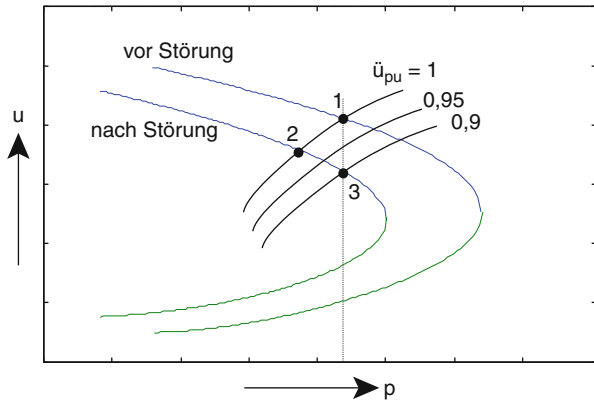


Abb. 4.25 Inselbetrieb mit regelbarem Transformator

Abb. 4.26 Eingreifen der Lastspannungsregelung nach einer Störung im Netz



4.4.1.4 Wirkung von Transformatoren mit variabler Übersetzung

Mit Bezug auf das Schema gemäß Abb. 4.25 sei die Reaktanz des Transformators in die Netzreaktanz integriert, und der ideale Transformator mit p.u.-Übersetzung $\ddot{u}_{pu}$ werde der Last zugeschlagen. Zwischen der für die Netzstabilität maßgebenden Spannung u und der Lastspannung u_L besteht die Beziehung $u = \ddot{u}_{pu} u_L$. Für eine Last s , die aus einem konstanten Anteil und einer Impedanzlast z besteht, gilt

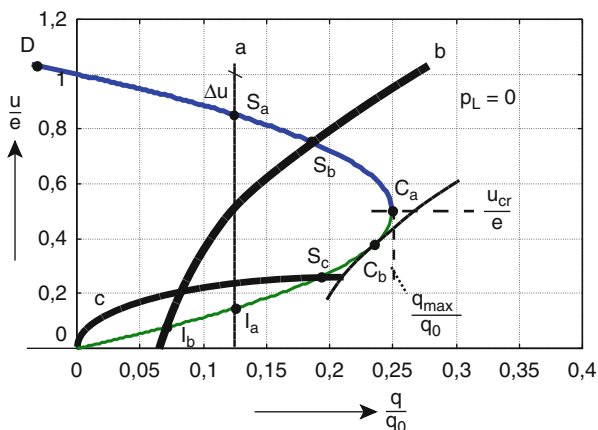
$$\underline{s} = \underline{s}_0 + \frac{u_L^2}{\underline{z}^*} = \underline{s}_0 + \frac{u^2}{\ddot{u}_{pu}^2 \underline{z}^*} \quad \text{--->} \quad u = \sqrt{\frac{(p - p_0)|z|}{\cos \varphi}} \ddot{u}_{pu}.$$

Die entsprechende Lastkennlinie ist für verschiedene Werte von $\ddot{u}_{pu}$ in Abb. 4.26 eingetragen. Sinkt die Spannung auf Grund einer Störung (die z. B. eine Erhöhung der Netzreaktanz, d. h. Verkleinerung von q_0 zur Folge hat), wird der Spannungsregler, im Bestreben die Lastspannung konstant zu halten, die Übersetzung $\ddot{u}$ vermindern, bis die Spannung u_L und somit auch die Last wieder stimmen. Der Betriebspunkt wandert zunächst von 1 nach 2 und beim Eingreifen der Regelung nach 3. Die Stabilitätsmarge verringert sich.

4.4.2 (u, q) -Kennlinien bei vorgegebener Wirklast

Ist die Kennlinie der Wirklast bekannt, gilt $p = p_L(u)$, und die Spannung u kann mit Gl. (4.55) in Abhängigkeit von p_L und q , oder q in Abhängigkeit von u dargestellt

Abb. 4.27 Spannungsverhalten der Schaltung Abb. 4.22 für $p_L = 0$ in Abhängigkeit von der Blindlast für verschiedene Blindlastkennlinien



werden: man erhält Gl. (4.59). Für reine Blindlast (Grenzfall $p_L = 0$) folgt Abb. 4.27, die im folgenden analysiert wird. Ausgehend vom *Leerlaufpunkt* mit $u = e$, verschiebt sich der Betriebspunkt bei zunehmender *induktiver* Belastung auf der Parabel, z. B. in S_a , wobei der Spannungsabfall Δu auftritt.

$$\frac{u}{e} = \sqrt{0.5 - \frac{q}{q_0} \pm \sqrt{0.25 - \frac{q}{q_0} - \left(\frac{p_L(u)}{q_0}\right)^2}}$$

$$\frac{q}{q_0} = \sqrt{\left(\frac{u}{e}\right)^2 - \left(\frac{p_L(u)}{q_0}\right)^2} - \left(\frac{u}{e}\right)^2. \quad (4.59)$$

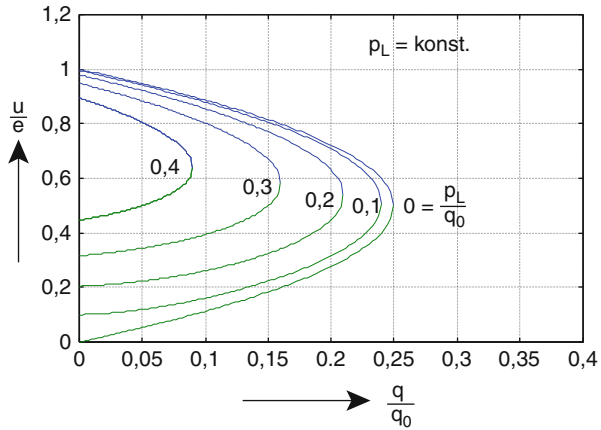
Mit der Annahme q_L sei unabhängig von u und werde somit von einer vertikalen Kennlinie (z. B. Kennlinie a) beschrieben, ist bei zunehmender Blindlast ein Gleichgewicht oberhalb des Punktes C_a mit der Blindleistung $q_{\max} = q_0/4$ und der Spannung $u_{cr} = e/2$ nicht mehr möglich und die Spannung bricht zusammen. Die Spannungsabsenkung beträgt im kritischen Punkt 50 %.

In der Praxis kommt eine von der Spannung unabhängige Blindlast kaum vor. Meist enthält die Blindlast einen konstanten Anteil und einen quadratisch von der Spannung abhängigen Anteil, z. B. gemäß Kennlinie b. Die Instabilität tritt dann bei zunehmender Blindlast nicht in C_a , sondern erst in C_b auf. Die Punkte I_a und I_b sind instabil, da, wie bereits erwähnt, bei leichter Abnahme der Spannung ein Blindleistungsdefizit entsteht, das ein weiteres Absinken der Spannung verursacht. Die Stabilitätsbedingung lautet somit

$$\frac{dq}{du} < \frac{dq_L}{du}. \quad (4.60)$$

Ohne spannungsunabhängige Anteile, z. B. bei Belastung mit einer Reaktanz x_L , ist $q_L = u^2/x_L$ und, wie die gestrichelte Kurve c nachweist, der Betriebspunkt S_c wegen (4.60) stabil.

Abb. 4.28 Spannungsverhalten der Schaltung Abb. 4.22 in Abhängigkeit von der Blindlast q für p_L konstant



Wird die Schaltung Abb. 4.22 nicht induktiv, sondern *kapazitiv* belastet ($q < 0$), erhöht sich die Spannung (Punkt D in Abb. 4.27). Der Abstand zur statischen Stabilitätsgrenze nimmt zwar zu, die nähere dynamische Analyse zeigt jedoch, dass wegen der Resonanz der inneren Reaktanz der SM mit der Kapazität beim Überschreiten einer bestimmten kapazitiven Blindlast doch eine *Spannungsinstabilität* auftritt, die zu einer theoretisch unbegrenzten Spannungssteigerung führt (Selbsterregung, für Näheres s. Abschn. 4.1.2.3 und Band 1, Abschn. 6.5.1.3).

Wird die Schaltung in Abb. 4.22 mit $p = p_L$ vorbelastet, ergibt sich das in Abb. 4.28 dargestellte Spannungsverhalten, wobei vereinfachend angenommen wurde, die *Wirkbelastung* sei *spannungsunabhängig*. In diesem Fall folgen aus der zweiten der Gl. (4.59) folgende maximale Blindleistung und die entsprechende kritische Spannung

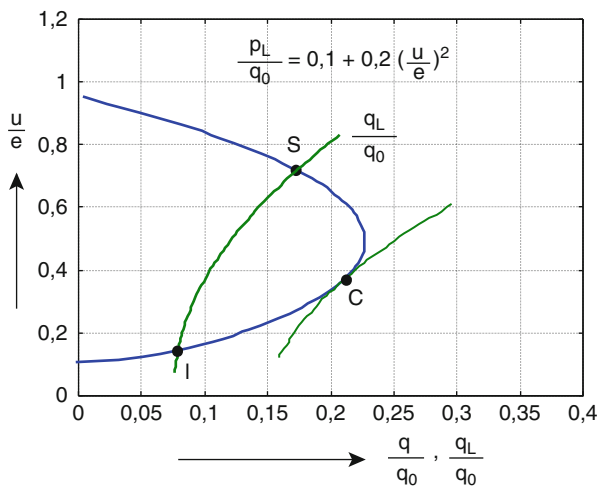
$$\frac{q_{\max}}{q_0} = \frac{1}{4} - \left(\frac{P_L}{q_0} \right)^2, \quad \frac{u_{cr}}{e} = \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{P_L}{q_0} \right)^2}. \quad (4.61)$$

Der allgemeine Fall mit beliebiger *spannungsabhängiger Wirklast* lässt sich aus der zweiten der Gl. (4.59) berechnen und ist für eine gegebene Wirklast in Abb. 4.29 dargestellt. Mit der eingezeichneten Kennlinie der Blindbelastung sind der Betriebspunkt S stabil und der Betriebspunkt I instabil. Allgemein lautet die statische Stabilitätsbedingung (Stabilitätsgrenze entsprechend Punkt C)

$$\frac{dq_L}{du} > \frac{dq}{du} = \frac{q_0}{e} \left[\frac{\left(\frac{u}{e} - \frac{p_L^e}{q_0^2} \frac{dp_L}{du} \right)}{\sqrt{\left(\frac{u}{e} \right)^2 - \left(\frac{p_L}{q_0} \right)^2}} - 2 \frac{u}{e} \right]. \quad (4.62)$$

In der dreidimensionalen (p, q, u)-Darstellung von Abb. 4.23a ergibt sich folgende geometrische Interpretation: Der Schnitt der Wirklastkennfläche $p = p_L(u)$ mit der Spannungsfläche $u = f(p, q)$ liefert eine *Spannungslinie*, deren Projektion in der (q, u)-Ebene identisch ist mit der parabelförmigen Kurve von Abb. 4.29. Den Betriebspunkt

Abb. 4.29 Fall mit spannungsabhängiger Wirk- und Blindlast S stabiler Betriebspunkt, I instabiler Betriebspunkt, C Stabilitätsgrenze



(dessen Projektion der Punkt S von Abb. 4.29 ist) ergibt sich als Schnittpunkt dieser Spannungslinie mit der Blindlastkennfläche $q = q_L(u)$.

4.4.3 Darstellung mit der Generatorblindleistung

Interessant ist auch der Zusammenhang zwischen der Blindleistung an den Generatorklemmen und der Blindleistung im Lastpunkt. Er erlaubt eine alternative, für die Erweiterung auf den Fall des vermaschten Netzes wichtige Formulierung der Stabilitätsbedingungen. Aus Abb. 4.22 erhält man

$$Q_G = Q + 3XI^2, \quad (Q_G^2 + P_L^2) = 3E^2I^2, \quad (Q^2 + P_L^2) = 3U^2I^2.$$

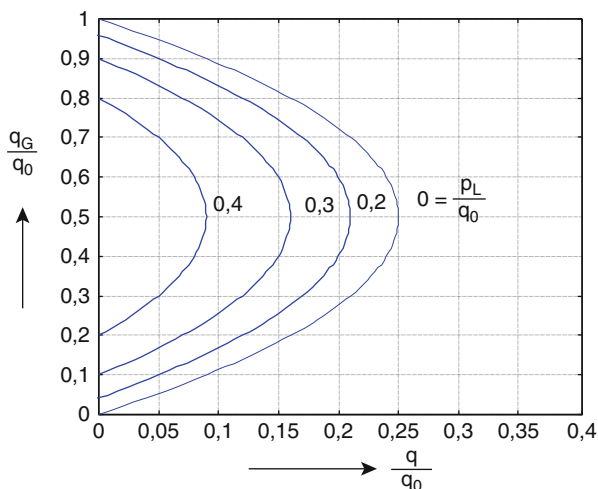
Werden die p.u. Größen eingeführt und der Strom eliminiert, folgt mit $q_0 = e^2/x$

$$q = q_G - \frac{q_G^2 + p_L^2}{q_0}, \quad \frac{u}{e} = \sqrt{\frac{q^2 + p_L^2}{q_G^2 + p_L^2}}. \quad (4.63)$$

Abbildung 4.30 zeigt die graphische Darstellung in der (q, q_G) -Ebene der ersten dieser Gleichungen für verschiedene Werte der als spannungsunabhängig angenommenen Wirkleistung p_L . Die maximal zulässige Blindlast wird wieder von Gl. (4.61) gegeben, wobei die kritische Generatorblindleistung $q_{Gcr} = q_0/2$ unabhängig von p_L ist. Für $p = p_L(u)$ ergibt sich durch iterative Lösung dieser zwei Gleichungen ein ähnliches Resultat.

Im (q, q_G, u) -Raum stellt für $p = p_L = \text{konstant}$ die erste der Gl. (4.63) eine vertikale zylindrische Fläche und die zweite eine Spannungsfläche dar. Deren Schnittlinie sei als *Spannungslinie* bezeichnet (Abb. 4.31). Die Projektion der so erhaltenen Spannungslinie in der (q, u) -Ebene entspricht der Abb. 4.28, während die Projektion

Abb. 4.30 Generator-blindleistung q_G in Abhängigkeit von der Blindlast q für verschiedene Werte der spannungsunabhängigen Wirklast p_L



in der (q, q_G) -Ebene mit der Darstellung in Abb. 4.30 übereinstimmt. Dies gilt auch, wenn $p = p_L(u)$, wobei dann eine iterative Rechnung erforderlich ist.

Auch die Stabilitätsbedingung (Gl. 4.60) lässt sich in dieser Darstellung interpretieren und verallgemeinern. Dazu sei in den Gl. (4.63) q durch $q_L(u)$ ersetzt und die gleiche Rechnung durchgeführt. Das Resultat ist eine zweite Spannungslinie und entsprechende Projektionen, die in Abb. 4.32 der Abb. 4.31 überlagert sind.

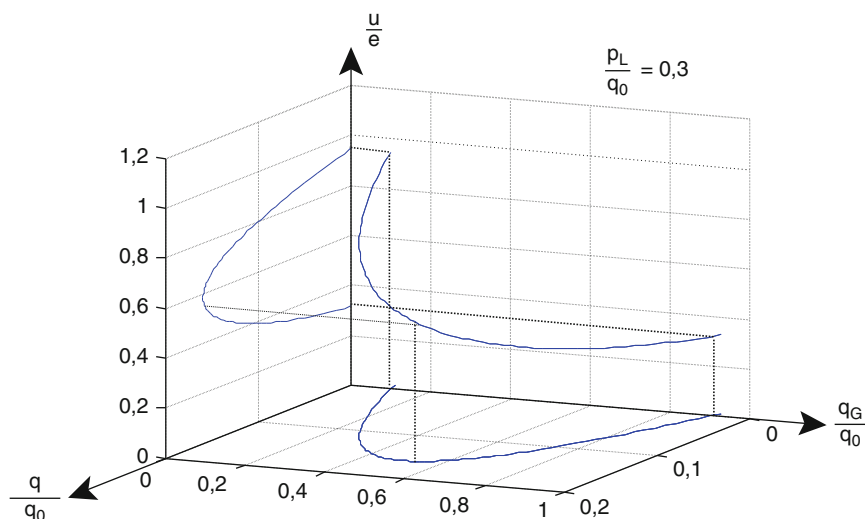


Abb. 4.31 Spannungsverlauf in Abhängigkeit der Generator- und Lastknotenblindleistung für eine gegebene Wirklast

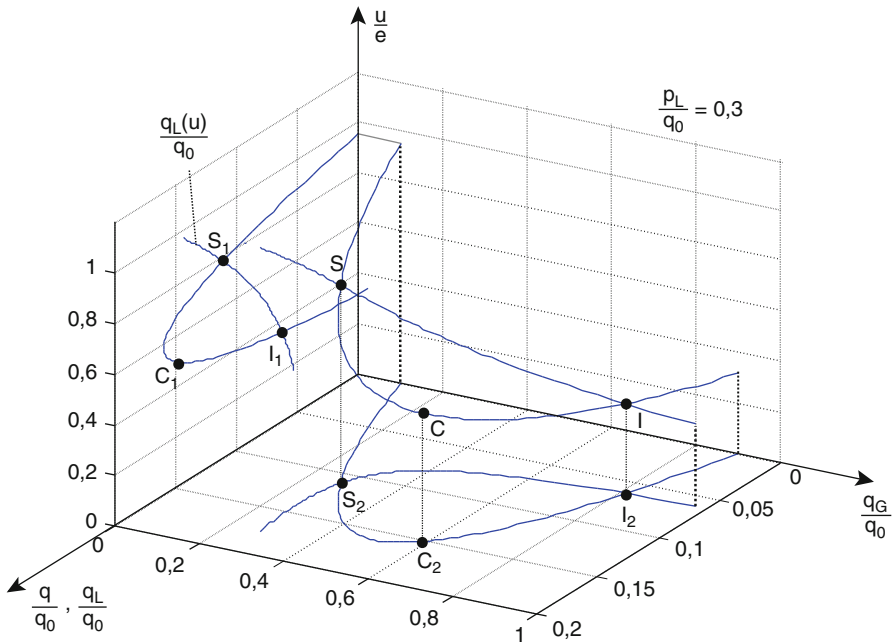


Abb. 4.32 Spannungsverlauf in Abhängigkeit der Generator- und Lastpunktblindleistung q bzw. Blindlast $q_L(u)$ für eine gegebene Wirklast

Die Projektion in der (q, u) -Ebene ist identisch mit der Abb. 4.29 mit dem stabilen Punkt S_1 , dem instabilen Punkt I_1 und dem kritischen Punkt C_1 . Die entsprechenden Betriebspunkte sind auf der Spannungslinie und in der (q, q_G) -Ebene wiederzufinden. Insbesondere der Punkt C_2 stellt die Stabilitätsgrenze in der (q, q_G) -Ebene dar. Die Verhältnisse in dieser Ebene sind deutlicher in Abb. 4.33 zu sehen. Die Stabilitätsbedingung lautet

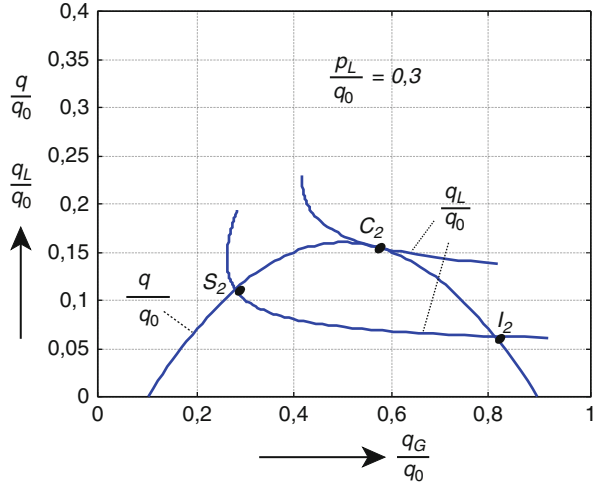
$$\frac{dq}{dq_G} > \frac{dq_L}{dq_G}. \quad (4.64)$$

Manchmal wird diese Bedingung auch $dq/dq_G > 0$ geschrieben, was streng genommen nicht korrekt ist, jedoch keinen Schaden anrichtet, da in der Praxis q_L immer mit der Spannung zunimmt und die Ableitung dq_L/dq_G negativ ist. Deren Vernachlässigung kann als zusätzliche Sicherheitsmarge betrachtet werden. Um sie zu berücksichtigen, kann aus den Gl. (4.63) gesetzt $q = q_L(u)$

$$q_G = q_L + \frac{q_L^2 + p_L^2}{q_0} \frac{e^2}{u^2} \quad (4.65)$$

berechnet werden. Sind die Funktionen $p_L(u)$ und $q_L(u)$ bekannt, folgt die Ableitung (dq_G/du) und somit auch $dq_L/dq_G = (dq_L/du)/(dq_G/du)$.

Abb. 4.33 Stabilitätsbedingung in der (q, q_G) -Ebene, $q_{Lcr}/q_0 = 0.114 + 0.15 (u/e)^2$



4.4.3.1 Sicherheitsindizes

Um den Abstand von der Stabilitätsgrenze zu charakterisieren, werden verschiedene Indizes (voltage stability indices, s. auch [3]) verwendet, z. B. mit Bezug auf die Stabilitätsbedingungen (4.26) und (4.33) oder analog zu $\sigma = (p_{\max} - p)/p_{\max}$

$$k_1 = \frac{(dq_L - dq) u}{du} \frac{1}{q} \quad \text{oder} \quad k_2 = \frac{dq - dq_L}{dq_G} \approx \frac{dq}{dq_G} \quad \text{oder} \quad \sigma_q = \frac{q_{\max} - q}{q_{\max}} \quad (4.66)$$

wobei $q_{\max}$ entsprechend Gl. (4.61) eingesetzt werden kann.

4.4.3.2 Lastkennlinien

Zur Beurteilung der Stabilitätsreserve muss die Spannungsabhängigkeit der Lastkennlinien bekannt sein (s. dazu auch Band 1, Kap. 7). Statische Verbraucher, z. B. ohmsche Verbraucher und Impedanzen, haben eine quadratische Abhängigkeit von der Spannung. Bei rotierenden Verbrauchern hängt die Wirkleistung nur transient quadratisch von der Spannung ab, stationär wird sie vom Belastungsmoment bestimmt und ist somit spannungsunabhängig (s. Abschn. 3.4); einen ähnlichen Verlauf hat die Blindleistung bei der Asynchronmaschine (s. Abschn. 1.2.2 und Band 1, Abschn. 7.1, Gl. 7.35). Die summarische Darstellung arbeitet mit Mischmodellen (z. B. Abschn. 1.2 und Band 1, Abb. 7.17) oder stellt die Blindbelastung durch eine quadratische Funktion dar, die einen Konstantimpedanz-, einen Konstantstrom-, und einen Konstantleistungsanteil enthält

$$q_L = au^2 + bu + c \quad (4.67)$$

Allgemeines zum Thema Spannungsstabilität ist auch in [2, 4] zu finden.

4.5 Statische Spannungsstabilität im vermaschten Netz

Sind m Generatoren in einem Netz mit n Knoten wirksam, nimmt die Netzgleichung folgende Form an (Band 1, Abschn. 9.6)

$$\begin{array}{c} n-1 \\ n-m \\ 1 \\ m \end{array} \quad \begin{pmatrix} \vec{P} \\ \vec{Q} \\ P_1 \\ \vec{Q}_G \end{pmatrix} = f \begin{pmatrix} \vec{\vartheta} \\ \vec{U} \\ 0 \\ \vec{U}_G \end{pmatrix}, \quad (4.68)$$

worin P_1 die Wirkleistung des Bilanzknotens, $\vec{P}$ den Vektor der Wirkleistungen aller anderen Knoten, $\vec{Q}$ den Vektor der Blindleistungen der Lastknotenpunkte und $\vec{Q}_G$ jenen der Einspeisungen darstellen. Links ist die Länge der Vektoren angegeben.

Durch Auflösung der ersten zwei Zeilen nach $\vec{\vartheta}_U \vec{U}$ und Einsetzen in die 4. Zeile folgt

$$\begin{aligned} (\vec{U}, \vec{\vartheta}) &= f(\vec{P}, \vec{Q}, \vec{U}_G) \\ \vec{Q}_G &= f(\vec{P}, \vec{Q}, \vec{U}_G). \end{aligned} \quad (4.69)$$

Mit der Annahme, alle Wirkleistungen $\vec{P}$ seien gegeben, ebenso die Generatorspannungen $\vec{U}_G$ sowie alle Blindlasten außer die des betrachteten Lastknotens k , folgt

$$\begin{aligned} \vec{Q}_G &= f(Q_k) \quad \text{---} \succ \quad \sum_{i=1}^m Q_{Gi} = f(Q_k) \quad \text{---} \succ \quad Q_k = f\left(\sum_{i=1}^m Q_{Gi}\right) \\ U_k &= f(Q_k) \quad \text{---} \succ \quad U_k = f\left(Q_k, \sum_{i=1}^m Q_{Gi}\right). \end{aligned} \quad (4.70)$$

Die beiden Gleichungen sind eine Verallgemeinerung der Gl. (4.63), in welchen die Blindleistung des einzigen Generators durch die Summe aller Generatorblindleistungen ersetzt ist. Damit kann ein zu Gl. (4.66) analoger Sicherheitsindex definiert werden

$$k_2 \approx \frac{\Delta Q_k}{\sum_{i=1}^m \Delta Q_{Gi}}. \quad (4.71)$$

Um ihn zu berechnen, kann für kleine Änderungen die Netzgleichung um einen stationären durch eine Lastflussberechnung ermittelten Netzzustand linearisiert werden. Es folgt

$$\begin{pmatrix} \left(\begin{array}{c} \Delta \vec{P} \\ \Delta \vec{Q} \\ \Delta P_1 \\ \Delta \vec{Q}_G \end{array} \right) \end{pmatrix} = \begin{vmatrix} \mathbf{A} & \mathbf{B} \\ \mathbf{C} & \mathbf{D} \end{vmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \left(\begin{array}{c} \Delta \vec{\vartheta} \\ \Delta \vec{U} \\ 0 \\ \vec{0} \end{array} \right) \end{pmatrix}. \quad (4.72)$$

Dabei ist vorausgesetzt worden, dass die Spannungen U_G durch die Spannungsregelungen konstant gehalten werden. A , B , C , D sind die Funktionalmatrizen (Jacobi-Matrizen) der Netzgleichungen.

Etwas einfacher geschrieben, lautet dieser Zusammenhang

$$\begin{pmatrix} \Delta \vec{P} \\ \Delta \vec{Q} \end{pmatrix} = A \cdot \begin{pmatrix} \Delta \vec{\vartheta} \\ \Delta \vec{U} \end{pmatrix} \\ \begin{pmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta \vec{Q}_G \end{pmatrix} = C \cdot \begin{pmatrix} \Delta \vec{\vartheta} \\ \Delta \vec{U} \end{pmatrix}. \quad (4.73)$$

Die Auflösung der Lastflussgleichungen wird normalerweise mit der Annahme durchgeführt, die Last sei spannungsunabhängig. Für alle vorgegebenen Lasten gilt dann $\Delta P = 0$, $\Delta Q = 0$. Bei Spannungsabhängigkeit der Last gilt hingegen

$$-\begin{pmatrix} \Delta \vec{P} \\ \Delta \vec{Q} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \Delta \vec{P}_L \\ \Delta \vec{Q}_L \end{pmatrix} = L \cdot \begin{pmatrix} \Delta \vec{\vartheta} \\ \Delta \vec{U} \end{pmatrix}. \quad (4.74)$$

In der Matrix L , die diese Abhängigkeit ausdrückt, sind nur die Diagonalkoeffizienten, welche die Abhängigkeit der ΔP_k von ΔU_k und der ΔQ_j von ΔU_j ausdrücken, verschieden von null. Die erste der Beziehungen (4.73) gilt weiterhin, wenn A durch $A_L = A + L$ ersetzt wird

$$\begin{pmatrix} \Delta \vec{P} \\ \Delta \vec{Q} \end{pmatrix} = A_L \cdot \begin{pmatrix} \Delta \vec{\vartheta} \\ \Delta \vec{U} \end{pmatrix} \\ \begin{pmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta \vec{Q}_G \end{pmatrix} = C \cdot \begin{pmatrix} \Delta \vec{\vartheta} \\ \Delta \vec{U} \end{pmatrix}. \quad (4.75)$$

Durch Eliminierung der Spannung (Betrag und Winkel) aus den Gl. (4.75) folgt

$$\begin{pmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta \vec{Q}_G \end{pmatrix} = C A_L^{-1} \begin{pmatrix} \Delta \vec{P} \\ \Delta \vec{Q} \end{pmatrix}. \quad (4.76)$$

Mit der Annahme, alle Wirkleistungen seien gegeben und lediglich die Blindlast des jeweils betrachteten Lastknotenpunktes k ändere, folgt aus Gl. (4.76) die Sensitivität der Generatorblindleistungen relativ zu den Blindlasten

$$\Delta \vec{Q}_G = S \Delta \vec{Q}, \quad (4.77)$$

worin S eine Teilmatrix von $C A_L^{-1}$ darstellt. Aus Gl. (4.77) lässt sich mit Gl. (4.71) der Sicherheitsindex aller Lastknoten berechnen:

$$\Delta Q_{Gi} = -S_{ik} \Delta Q_k \quad \text{---} \quad \sum_{i=1}^m \Delta Q_{Gi} = - \sum_{i=1}^m S_{ik} \Delta Q_k \\ \text{---} \quad k_2 \approx \frac{\Delta Q_k}{\sum_{i=1}^m \Delta Q_{Gi}} = \frac{1}{-\sum_{i=1}^m S_{ik}}. \quad (4.78)$$

Das negative Vorzeichen berücksichtigt, dass im Lastflussprogramm üblicherweise die Einspeiseleistungen positiv sind und für die Last somit $\Delta Q_k = -\Delta Q$.

Die Sicherheitsindizes können im Rahmen einer Echtzeit-Lastflussberechnung dauernd überwacht werden. Von der Belastung muss dann die Spannungsabhängigkeit bekannt sein, z. B. durch ein Polynom dargestellt und evtl. laufend neu identifiziert werden.

Eine weitere Möglichkeit besteht darin, die Sicherheitsindizes, ausgehend von einer gegebenen Lastsituation, schrittweise für progressiv zunehmende Last zu berechnen. Die Steilheit der Lastkennlinie und damit die Matrix $\mathbf{L}$ wird bei jedem Schritt neu ermittelt. Damit können die in weichen Netzen vorkommenden kritischen Lastsituationen im voraus erkannt werden.

4.6 Dynamik

Die statische Stabilität ist zwar notwendige Bedingung, jedoch keine Garantie weder für die Stabilität im Kleinen noch für jene im Großen. Instabilität ist grundsätzlich ein dynamischer Vorgang. Die Stabilität im Kleinen ist nur dann sichergestellt, wenn alle Eigenwerte der Systemmatrix im betrachteten Betriebspunkt negative Realteile aufweisen (Anhang A.2).

4.6.1 Kurzzeitanalyse

Zur Analyse des Kurzzeitbereichs (i. d. R. Sekundenbereich) können die in Kap. 1 angegebenen Modelle und Methoden eingesetzt werden.

Ein rascher Einbruch der Spannung kann z. B. bei Motorlast dann stattfinden, wenn nach einer plötzlichen Störung kein (statisches) Gleichgewicht mehr möglich ist (starke Erhöhung der Netzreaktanz) und die Motoren kippen. Dasselbe geschieht, wenn im Kurzschlussfall (Stabilität im Großen) der Fehler nicht schnell genug abgeschaltet wird. Eine oszillatorische Instabilität kann bei Motorlast dann auftreten, trotz statischer Stabilität, wenn die Eigenwerte des Systems „spannungsgeregelte SM + Motor“ negative Realteile aufweisen [5]. Dies kann vermieden werden durch Kompensationsmaßnahmen, z. B. mittels SVC (Abschn. 4.3, [1]).

4.6.2 Langzeitinstabilität

Wie bereits in Abschn. 4.4.1 erwähnt, ist manchmal die Spannungsstabilität im Kurzzeitbereich gegeben, geht jedoch infolge Regelungsvorgängen im Langzeitbereich verloren. Zur Untersuchung können die für den Langzeitbereich gültigen Modelle nach Abschn. 1.1 und 1.2 eingesetzt werden, welche die im Sekundenbereich wirkenden Zeitkonstanten vernachlässigen. Allgemeine Simulationsprogramme eignen sich ebenfalls dazu (Abschn. 1.4). Eine eingehende Analyse der Langzeitinstabilität ist in [5] zu finden.

Literatur

1. Hammad A.E., El-Zadek M.Z.: Prevention of transient voltage instabilities due to induction motor load by static var compensators. IEEE Trans. On Power Systems (1989)
2. Kundur P.: Power system stability and control. McGraw-Hill (1994)
3. Mariani E, Murthy S.S.: Control of modern integrated power systems. Springer-Verlag, London Limited (1997)
4. Taylor C.W.: Power system voltage stability. McGraw-Hill (1994)
5. Van Cutsem T., Vournas C.: Voltage stability of electric power systems. Kluwer Academic Publishers (1998)

Teil II
Netzplanung, Betriebsplanung
und -führung

Kapitel 5

Versorgungsqualität

5.1 Einleitung, Grundbegriffe

Hinsichtlich der zahlreichen Abkürzungen wird auf die Erläuterung im Anhang D verwiesen.

5.1.1 *Elektrizitätsversorgung und Gesellschaft*

Elektrizität und ihre Anwendung hat sich zur unverrückbaren und unentbehrlichen Basis der Gesellschaft entwickelt; dies angesichts einer über die Jahrzehnte steigenden Durchdringung des menschlichen Lebens und der Wirtschaft mit elektrischen Betriebsmitteln – allgemein wie insbesondere im Bereich der Informationstechnik.

Mit der stetig zunehmenden Elektrizitätsanwendung und ihren technischen Konsequenzen ist eine steigende Sensibilität der Netzbewutzer auf eine Versorgungsqualität verbunden, die ihnen die Nutzung dieser Energie ohne Unterbrechungen der Versorgung und ohne Beeinträchtigung der Funktion der eingesetzten Betriebsmittel zu akzeptablen Kosten erlaubt.

5.1.2 *Qualitätsbegriffe im Bereich der Elektrizitätsversorgung*

Im Hinblick auf die im 4. Benchmarking-Report des CEER¹ [6] angezogene Nahebeziehung zwischen Versorgungsqualität und Versorgungssicherheit, welche sich QoS-seitig wohl auf die Versorgungszuverlässigkeit bezieht, wird hier die Versorgungssicherheit bewusst zusammen mit der Versorgungsqualität mitbehandelt.

Vereinzelt erfolgte auch eine Gleichsetzung von Versorgungssicherheit mit Versorgungsqualität oder der Ansatz, die Versorgungs*qualität* als Subset der Versorgungssicherheit zu führen, was allgemein nicht gängig ist.

¹ Council of European Energy Regulators

Die Qualitätsbeschreibung im Gesamtbereich der Versorgung mit elektrischer Energie stützt sich im Allgemeinen auf vier Grundbegriffe – Qualität, Sicherheit, Kontinuität und Verfügbarkeit, wobei letztere beide in einem Zusammenhang stehen. In quasihierarchischer Reihenfolge sind – entsprechend der Struktur von Dienstleistungs- und Versorgungsqualität (s. Abschn. 5.1.3) – folgende Begriffe zu nennen (in Klammern die gängigen englischen Begriffe und Abkürzungen):

- Dienstleistungs*qualität* (Quality of Service (Electricity supply)):
 - Versorgungssicherheit (Security of Supply, SoS)
 - Versorgungs*qualität* (Quality of Supply, QoS)
 - Spannungs*qualität* (Power Quality bzw. Voltage Quality, PQ/VQ²)
 - Versorgungskontinuität (Continuity of Supply, CoS)
 - Verfügungs*verfügbarkeit* (Reliability of Supply)
 - Kommerzielle *Qualität* (Commercial Quality, CQ)
- Funktions*verfügbarkeit* (Functional Reliability)

5.1.3 Struktur der Qualitätsbereiche bei der Elektrizitätsversorgung

Abbildung 5.1 zeigt eine Visualisierung des Qualitätsbegriffsnetzwerkes in der Elektrizitätsversorgung, mit ergänzender Darstellung wesentlicher Querbeziehungen.

Klammert man für die Behandlung des Themas den Handel mit elektrischer Energie aus, so kann der Gesamtbereich der Dienstleistung Elektrizitätsversorgung in drei Gruppen gegliedert werden:

- a. Ressourcen(-sicherung)
- b. Technik (der Energieumwandlung, -übertragung und -verteilung)
- c. Nichttechnisches/Kommerzielles

Weiters gliedern sich diese Qualitätsbegriffe in Qualität und Sicherheit der Elektrizitätsversorgung, welche beide jeweils bereichsübergreifend zu sehen sind:

- die QoS, mit Komponenten im technischen und nichttechnischen Bereich
- die SoS, mit Komponenten im technischen wie im Ressourcen-Bereich

Die *Versorgungssicherheit* basiert auf der geopolitisch mitbestimmten Sicherung der für die Stromerzeugung nötigen Primärenergie sowie dem technisch bestimmten Bereich Energieumwandlung, Übertragung und Verteilung der elektrischen Energie (s. Abschn. 5.2).

² Im Englischen war ursprünglich der Begriff „power quality“ allein gängig. In neuerer Zeit – und hauptsächlich im regulatorischen Bereich – wird auch der Begriff „voltage quality“ verwendet.

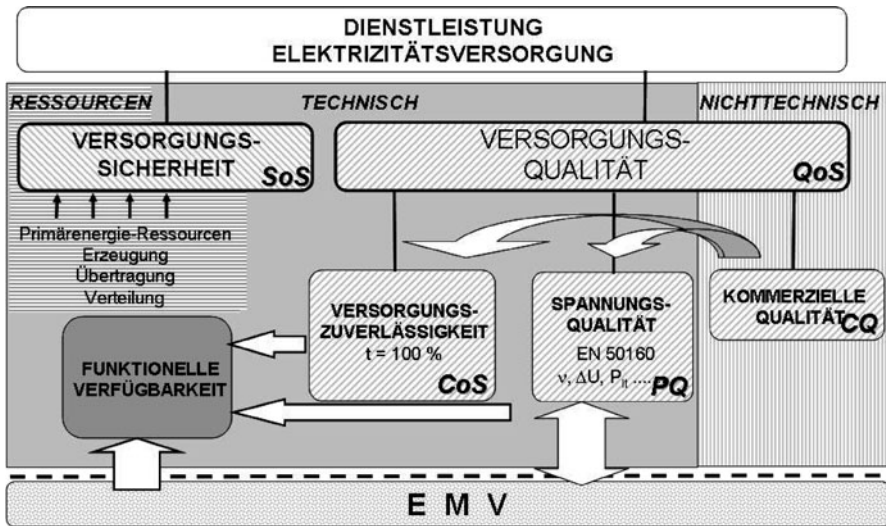


Abb. 5.1 Elektrizitätsversorgung. Struktur der Qualitätsbereiche und Querbeziehungen

Die *Versorgungsqualität* nimmt hier, mit Überdeckung des technischen ebenso wie des nichttechnischen Bereichs, eine dominierende Stellung ein. QoS stützt sich auf die drei Säulen

- Versorgungskontinuität (CoS)
- Spannungsqualität (PQ/VQ)
- Kommerzielle Qualität (CQ)

Hierbei betrifft die *Versorgungskontinuität* das Thema, inwieweit der Kunde dauerhaft, also ohne Unterbrechungen, mit elektrischer Energie versorgt ist – zu messen nach verschiedenen Gesichtspunkten, z. B. in Minuten nicht gelieferter elektrischer Energie/Jahr (s. Abschn. 5.3.7). Die *Versorgungsverfügbarkeit* (engl. gebräuchlich: reliability, availability of supply) wird durch Versorgungsunterbrechungen – unbe-sehen ihres Grundes – vermindert; die beiden Begriffe stehen also in einem verkehrt proportionalen Verhältnis zueinander.

Beiden, SoS und QoS, gemeinsam sind die Komponenten der Übertragungs- und Verteilernetze, während

- bei der SoS noch die zwei Komponenten Primärenergie(-ressource) und Erzeugung hinzukommen,
- bei der QoS die Netzzurückwirkungen aus den angeschlossenen Betriebsmitteln hinzutreten.

Die *Spannungsqualität* behandelt die Qualität der gelieferten elektrischen Energie hinsichtlich der bei Lieferung auftretenden Phänomene, wie Langsame Spannungsänderungen, Oberschwingungen, Zwischenharmonische, Flicker usw. – konkret mit Relationssetzung zu definierten Normalwerten. Der Einschub „bei Lieferung“ ist

wesentlich, da damit auf die auf dem Weg von der „Erzeugung“ zu einer bestimmten Übergabestelle zu einem Netzbenutzer im Wege von Netzzrückwirkungen aus den angeschlossenen elektrischen Betriebsmitteln auf die elektrische Energie einwirkenden Größen hingewiesen wird. Als Bezugspunkt für eine Betrachtung der Spannungsqualität ist laut EN³ 50160 [7] die jeweilige Übergabestelle zum Netzbenutzer definiert.

Commercial Quality – im nichttechnischen Bereich angesiedelt – betrifft die Qualität aller Transaktionen zwischen einem Elektrizitätsunternehmen und Kunden – im Vorfeld eines Elektrizitätslieferungsvertrages wie sodann im Rahmen eines solchen (s. Abschn. 5.5). Die Performance dieser Kundenbeziehung steht in engem Zusammenhang mit CoS und PQ bzw. und insbesondere mit deren Wahrnehmung durch den Kunden. Wie einschlägige Beispiele in Europa gezeigt haben, führt ein und derselbe Level an CoS oder PQ bei nicht entsprechender CQ zu verschärften Qualitätswertungen durch den Kunden oder aber auch durch Regulatoren, was wiederum Rückwirkungen auf die normativen/regulatorischen Vorgaben für die Elektrizitätsversorgung nach sich ziehen kann.

Abbildung 5.1 zeigt neben dieser Verflechtung noch einige weitere Beziehungen auf. So stehen den vorerwähnten Qualitätsbegriffen zwei „externe“ Bereiche gegenüber:

- Die funktionelle Verfügbarkeit (von Betriebsmitteln) wird wesentlich von CoS und PQ/VQ bestimmt
- PQ und EMV⁴ haben im Hinblick auf die Wirkungs- Kette
 - Störemission (aus Betriebsmitteln; eine EMV-Eigenschaft derselben)
 - PQ/VQ (im Elektrizitäts-Netz)
 - Störfestigkeit (von Betriebsmitteln; eine EMV-Eigenschaft derselben)

eine enge Wechselbeziehung (s. Abschn. 5.8.3), in welcher die Netzimpedanz hinsichtlich der Auswirkungen von Störemissionen auf die resultierenden Spannungsformen im Netz mit zu betrachten ist.

5.1.4 Mit QoS befasste Institutionen

Im Lichte der in den letzten Dezennien gestiegenen Bedeutung der Versorgungsqualität und des diesbezüglichen Interesses der Netzbenutzer befasst sich eine Vielzahl von Institutionen europaweit wie international mit diesem Thema.

Tabelle 5.1⁵ gibt einen auszugsweisen Überblick über diese.

³ Europanorm

⁴ Elektromagnetische Verträglichkeit

⁵ Erläuterung der Abkürzungen s. Anhang D

Tab. 5.1 Mit QoS befasste Institutionen

<u>Europa</u>		<u>International</u>
EC	Legistik	
CEER		
ERGEG	Regulierung	ICER
ACER		
CENELEC	Normung	IEC IEEE
UNICE		EURELECTRIC
ORGALIME	Interessen- vertretungen	UIE
CECAPI	und	CIGRE
CECED	Fach- organisationen	CIREN
EICTA		
ECI		

5.1.5 Einflusskomponenten für die QoS und die Player

Als wesentlich von QoS betroffene Stakeholder sind unmittelbar Hersteller, Netzbetreiber und Netzbewerber zu nennen.

Hinsichtlich Schaffung eines betreffenden Regelwerkes nehmen in Europa die EC⁶ – nachgeordnet die nationalen Gesetzgeber – sowie die europäischen Regulatoren – nachgeordnet die nationalen Regulatoren – eine Ordnungsfunktion wahr.

Naturngemäß vertreten die Stakeholder unterschiedliche Sichtweisen zu technisch und wirtschaftlich gegebenen Erfordernissen und Zielsetzungen für QoS. Abbildung 5.2 zeigt die unterschiedlichen Positionen, welche die einschlägige Gesetzgebung spannend machen.

Aus diesen Zielsetzungen sowie den Umfeldbedingungen der Elektrizitätsversorgung insgesamt resultieren vielfältige Anforderungen an die beiden primär im Zuge ihrer Geschäftstätigkeit mit QoS betroffenen Bereiche – der Netzbetreiber und der Hersteller (Tab. 5.2)

⁶ Europäische Kommission

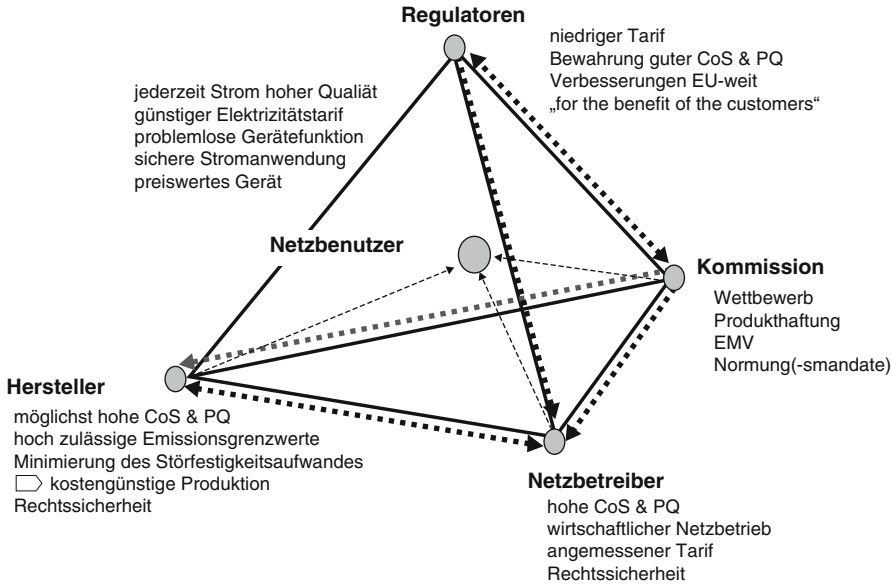


Abb. 5.2 QoS-Positionen der Stakeholder

Tab. 5.2 QoS-relevante Einflussgrößen

Hersteller	Netzbetreiber
EU-RL (Produkthaftung, EMV, (LVD), CE-Kennzeichnung)	
EU-RL Produktsicherheit	EU-RL (E-Binnenmarkt, Versorgungssicherheit, Dezentrale) Regulierung (Regeln, Netztarife, Statistiken, Incentive/Pönale)
Normung (PQ, EMV) Anschlussbedingungen Wettbewerb, Kostendruck „Elektronifizierung“	
	Dezentrale Einspeiser Defizit an Erzeugung/Übertragungsleitungen durch Genehmigungsprobleme Netzzrückwirkungen, Externes

RL Richtlinie, LVD Low Voltage Directive, CE Communauté Européenne

5.2 Versorgungssicherheit SoS

5.2.1 Allgemeines

Wiewohl Versorgungssicherheit und Versorgungszuverlässigkeit im Grunde unterschiedliche Qualitätsbegriffsbereiche bezeichnen, zwischen denen Querbeziehungen bestehen, betreffen beide – wie auch den Definitionen zu entnehmen ist (Abschn.

5.2.2, 5.3.2) – dem Effekt nach die zeitlich möglichst umfassende Versorgung mit elektrischer Energie.

Grundsätzlich kann der Begriff der Versorgungssicherheit in die zwei Bereiche

- langfristige SoS (Verfügbarkeit von Primärenergie, Systemadäquanz (Erzeugung, Netze), Marktadäquanz)
- kurzfristige SoS (Betriebliche Sicherheit)

gegliedert werden.

5.2.2 *Definition*

Unterschiedliche Definitoren beschreiben den Begriff der Versorgungssicherheit mit unterschiedlicher Ausprägung.

Die Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie 2003/54/EG [34] definiert „Sicherheit der Elektrizitätsversorgung“ als

Fähigkeit eines Elektrizitätssystems, die Endverbraucher gemäß dieser Richtlinie mit Elektrizität zu versorgen.

Aus dem regulatorischen Bereich⁷ stammt die Definition

Versorgungssicherheit bedeutet, dass Elektrizitätsverbraucher elektrische Energie mit definierter Qualität beziehen können, zu dem Zeitpunkt, wenn sie diese benötigen, und zu kostenorientierten und transparenten Preisen.

Wesentliche Komponenten dieser Definition sind:

- die physikalische Verfügbarkeit von elektrischer Energie in ausreichender Menge und zu jedem beliebigem Zeitpunkt und
- ein für die Energiekonsumenten leistbarer Preis.

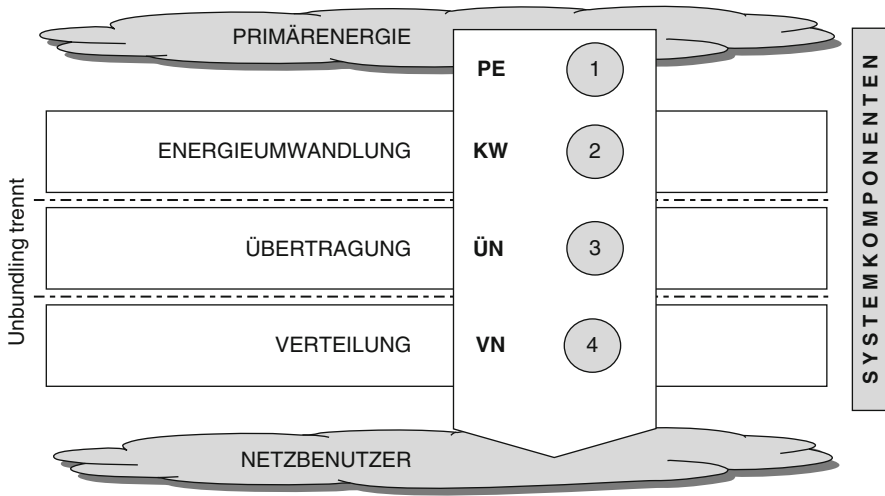
Aus Sicht eines Netzbetreibers erscheint das Kriterium „Energie in ausreichender Menge und zu jedem beliebigem Zeitpunkt“ diskussionswürdig hinsichtlich Spezifizierung der gegebenen Bezugsmöglichkeit

- entsprechend den einschlägig bestehenden Standards
- im vertraglich vereinbarten Ausmaß
- an der Übergabestelle.

5.2.3 *Komponenten und deren Gewichtung*

Abbildung 5.3 zeigt die Kette der vier Systemkomponenten, die im Konnex mit Versorgungssicherheit zu betrachten sind. Diese Komponenten sind eng miteinander verbunden und bilden, physikalisch bedingt, ein gegenseitig abhängiges System.

⁷ CEER; ECG, 2010



PE Primärenergie, KW Kraftwerke, ÜN Übertragungsnetz, VN Verteilernetz

Abb. 5.3 Versorgungssicherheit: Kette der Systemkomponenten

Nicht zuletzt deshalb sind Entflechtung (unbundling) und Versorgungssicherheit ohne zusätzliche Maßnahmen als unverträglich anzusehen [23].

Es ist gängig, den einzelnen Systemkomponenten aufgrund der unterschiedlichen quantitativen Betroffenheit eines Ausfalls derselben unterschiedliches Gewicht für die Versorgungssicherheit zuzuordnen. In diesem Sinne würde das Gewicht der Systemkomponenten mit steigender Nähe zum Netzbutzer abnehmen.

Aus Sicht ebendieses Netzbutzers ist jedoch jeder Ausfall einer der Systemkomponenten mit einer mehr oder minder langen Versorgungsunterbrechung verbunden. In diesem Sinne erscheint also das Gewicht der einzelnen Systemkomponenten gleichverteilt. Nimmt man die technische Störungswahrscheinlichkeit in dieser Kette von Systemkomponenten und fokussiert dabei auf die Netze, so ergibt sich – ganz im Gegensatz zur erstangeführten Bewertung des Gewichts der Systemkomponenten – für den Verteilerbereich der Nieder- und Mittelspannung eine dominante Wahrscheinlichkeit für die Ursache von Versorgungsunterbrechungen. Einschlägige Statistiken sprechen von Größenordnungen von 17 % für die Niederspannung und 80 % für die Mittelspannung.

So gesehen, also aus der Sicht des einzelnen Netzbutzers, kommt der Elektrizitätsverteilung ebenbürtiges Gewicht im Zuge der Versorgungssicherheitskette zu.

5.2.4 Spezifisches Regelwerk

Im Hinblick auf die gegebene Verwandtschaft mit der Versorgungszuverlässigkeit wird das einschlägige Regelwerk gemeinsam in Abschn. 5.3.6 behandelt.

5.3 Versorgungszuverlässigkeit CoS

5.3.1 Allgemeines

Im Idealfall der Elektrizitätsversorgung ist die elektrische Energie für den Kunden jederzeit verfügbar. Ebenso wie bei der PQ/VQ treten in der Realität Abweichungen von Ideal- bzw. – bei PQ/VQ – Nennwerten auf. Bei Nichtverfügbarkeit elektrischer Energie spricht man von einer Versorgungsunterbrechung. Hiezu wird – von wesentlicher Bedeutung für einschlägige Statistiken (s. Abschn. 5.3.8) – in

- geplante Unterbrechungen (Instandhaltung, Wartung)
- ungeplante Unterbrechungen (betriebliche Störung, witterungsbedingt, höhere Gewalt)

unterschieden (s. auch Abschn. 5.3.2).

Aus Sicht eines Netzbenutzers ist die diesbezügliche Qualität der Versorgung umso besser, je geringer die Anzahl solcher Unterbrechungen und deren jeweilige Dauer sind. Erwartet werden

- hohe Verfügbarkeit
- rasche Versorgungswiederherstellung im Falle von Unterbrechungen
- rasche und angemessene Information zu Unterbrechungen

Erwartungshaltung und Ansprüche der Gesellschaft sind in diesen Punkten stetig steigend.

Für den Netzbetreiber stellt sich die Aufgabe, sein Netz so auszulegen und zu betreiben, dass in wirtschaftlicher Weise Anzahl und Dauern solcher Unterbrechungen auf ein für die meisten Netzbenutzer akzeptables Maß beschränkt sind.

Die betreffende Optimierung zeigt für die CoS – ebenso wie auch für die PQ/VQ–

- regional bedingt (Stadt, Land) wie
- hinsichtlich der Kundenstrukturen (Haushalt, Gewerbe, Industrie)

unterschiedliche Ergebnisse.

Ebenso wie bei PQ/VQ ist es eines der regulatorischen Ziele, den allgemein hohen Level der CoS für Mitteleuropa zu erhalten bzw. regional zu verbessern. Dies würde durch frühzeitige Berücksichtigung dieser Bereiche in Anreizmechanismen der Regulatoren unterstützt werden, um Anreize für Netzinvestitionen zu geben.

5.3.2 Definition

Spannungsreduktionen sind generell nach den Parametern Dauer und Tiefe derselben zu beschreiben.

Während das PQ-/VQ-Merkmal der Spannungseinsenkung bzw. des Spannungseinbruchs (Voltage Dip) in der Normung [7] aktuell klar mit einer

- Reduktion der Spannung auf Werte im Bereich 90–10 % der Referenzspannung (in Niederspannungsnetzen: Nennspannung U_n , in Mittelspannungsnetzen: Vereinbarte Spannung U_c) und
- Dauern von $10 \text{ ms} \leq t \leq 1 \text{ min}$

verknüpft wird (s. auch [28]), gibt es für Versorgungsunterbrechungen (supply interruptions) mehrere Spezifikationen zur Reduktion der Versorgungsspannung:

Seitens der Regulatoren [6] werden „interruptions“ mit

- der Nichtverfügbarkeit der Elektrizitätsversorgung für einen oder mehrere Netzbewutzer
- einem Wert der Versorgungsspannung an der Übergabestelle zu einem Netzbewutzer von Null oder nahe Null

beschrieben. Zu der ebenfalls aus dem regulatorischen Bereich stammenden Beschreibung der CoS als

Fähigkeit eines elektrischen Systems, seine Versorgungsaufgaben unter vorgegebenen Bedingungen während einer bestimmten Zeitspanne zu erfüllen.

sei die Definition des CEER angeführt

Continuity of supply refers to uninterrupted electricity service. Reliability refers to the ability of a power system to provide an adequate and secure supply of electrical energy at any point in time. Supply interruptions regardless of their cause, mean a reduction of reliability

Die Normung (TR⁸ 50555 [10] und EN 50160 [7]) beschreibt die „supply interruption“, eingehend auch auf die Differenzierung zwischen geplanten und ungeplanten Unterbrechungen, mit

condition in which the voltage at the supply terminals is lower than 5 % of the reference voltage. A supply interruption can be classified as

- **notified**, when network users are informed in advance, or
- **non-notified** (TR 50555) bzw. **accidental** (EN 50160) caused by permanent or transient faults, mostly related to external events, equipment failures or interference. An accidental interruption is classified as:
 - a long interruption (longer than 3 min);
 - a short interruption (up to and including 3 min)

Dies also mit

- Präzisierung zur Dauer des Auftretens
- Unterscheidung zwischen geplanten und ungeplanten Unterbrechungen (s. auch Definition der NARUC⁹ zur ‚adequacy‘)

Adequacy is the ability of a power system to supply the aggregate electrical demand and energy requirements of the customers at all times, taking into account scheduled and unscheduled outages of system facilities.

⁸ Technical Report

⁹ US National Association of Regulatory Utility Commissioners

Die Erfassung dieser Unterbrechungen erfolgt mit entsprechenden Kontinuitätsindices, von denen die gebräuchlichsten in TR 50555 [10] dargelegt werden (s. auch Abschn. 5.3.7).

Hinsichtlich der zeitlichen Gliederung ist zu ergänzen, dass neben den wie vor definierten „kurzen“ und „langen“ Unterbrechungen

- in einigen Ländern – wie Frankreich, Italien, Polen, Rumänien, Spanien, Ungarn und Tschechische Republik – auch noch transiente Unterbrechungen (Very Short Interruptions, VSI) betrachtet werden, mit Dauern von bis zu 5 s, welche z. B. im Zuge einer automatischen Wiedereinschaltung auftreten.
- grundsätzlich auch die Spannungseinsenkung (Voltage Dip) in diesen Betrachtungsbereich fiele, allerdings mit definitionsgemäßer Einsenkung der Spannungshöhe auf einen Pegel unterhalb 90 % der Nennspannung und mit Dauern zwischen 10 ms bis einschließlich 1 min. Ihre Messung erfolgt nach EN 61000-4-30 [8], für betreffende Statistiken gibt EN 50160 eine Leitlinie.

5.3.3 *Große Versorgungsunterbrechungen der letzten Jahre*

Beispielhaft seien im Folgenden einige große Versorgungsausfälle der letzten rund zwölf Jahre aus der Größenordnung von einigen Zehn solcher Fälle herausgegriffen.

Erstmals wirklich große Beachtung erregte die so genannte „Auckland-Störung“, bei welcher nach Ausfall überalterter Starkstromkabel zur Versorgung der Innenstadt von Auckland, Neuseeland (20. Februar 1998), rund 80.000 Einwohner und zugleich ein Wirtschaftszentrum für eine Dauer von etwa 5 Wochen ohne Stromversorgung waren.

Ebenfalls Überalterung des Netzes zusammen mit einem Computerfehler führten, ausgehend von überlasteten regionalen Netzen nach Baumfall, am 14. August 2003 rund 50 Mio. Menschen im Nordosten der USA und Kanada bis zu 30 Stunden in die Finsternis. Letztliche Ursache war eine kaskadierende Abschaltung von Übertragungsnetzen und Kraftwerken; innerhalb von 3 min schalteten sich neun Kernkraftwerke und zwölf konventionelle Kraftwerke – mit insgesamt 61.800 MW – automatisch ab. Der wirtschaftliche Schaden dieses Störfalles, zu dessen Ursachen unter Anderem das im Vergleich zu Europa weitmaschige, hoch belastete Netz mit weiten Transportwegen bis zum Verbraucher und oft fehlende Reservekapazität bei Ausfall eines Kraftwerkes sowie die Folgen der Deregulierung des einschlägigen US-Marktes angemerkt wurden, wurde mit 6–10 Md. \$ abgeschätzt.

Eine unterdimensionierte Schutzschaltung bewirkte am 18. August 2003 einen 35-minütigen Stromausfall in London, von dem 1 Mio. Einwohner betroffen waren.

Der Ausfall eines Grundlastkraftwerks und gleichzeitige Wartungsarbeiten am Ostseekabel bewirkten am 23. September 2003 einen Versorgungsausfall für 3,8 Mio. Menschen in Dänemark und Schweden.

Am 27. September 2003 führte der Ausfall zweier Übertragungsleitungen von der Schweiz nach Italien im Kontext mit der übrigen Energieflusssituation in Europa

zu einem Blackout, der neben dem Stromausfall in Teilen der Schweiz zu einem landesweiten Blackout in Italien, mit 57 Mio. betroffenen Menschen, führte.

Gewisse Berühmtheit erlangte auch der so genannte „Münsterland“-Blackout, bei welchem durch Bruch von 82 Hoch-/Höchstspannungsmasten – bedingt durch eine unglückliche, in den sämtlich einschlägig eingehaltenen Normen nicht berücksichtigte Kombination von Schnee-/Eis- und Windlast – rund 250.000 Menschen für mehrere Tage ohne elektrische Energie waren.

Nicht minder berühmt der so genannte „Emskanal“-Blackout am Abend des 4. November 2006, bei dem nach Abschaltung einer Hochspannungsleitung über den Emskanal rund 10 Mio Menschen in Deutschland, Belgien, Frankreich, Österreich, Italien, Spanien und Marokko bis zu einer Stunde ohne Elektrizitätsversorgung waren.

Aus den betreffenden Analysen ging hervor, dass diese Störung durch Netzüberlastungen und Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch im deutschen Bereich bedingt war, was europaweite Kettenreaktionen und eine Teilung des europäischen Netzes in zwei Blöcke – mit einer Trennlinie quer durch Österreich – hervorrief. Mit Glück konnte ein europaweiter Blackout verhindert werden, der eine Netzwiederaufbaudauer von mindestens 24 Stunden bedeutet hätte.

Am 11. Dezember 2007 verursachte Eisregen in den USA Leitungsrisse, durch welche die Elektrizitätsversorgung für etwa 800.000 Menschen bis zu 10 Tage lang ausfiel.

Ebenso wetterbedingt – Ursache waren Sturmschäden nach den Fronten „Paula“ und „Kyrill“ – waren Anfang 2008 mehrere 100.000 Einwohner Österreichs ohne Strom.

Ein Brand in einem Umspannwerk verursachte am 27. Februar 2008 den Ausfall der Elektrizitätsversorgung für 3 Mio. Einwohner in Florida, USA. Im selben Jahr erlitten Einwohner der US-amerikanischen Ostküste, der Karibik und des US-Bundesstaates Texas in der Größenordnung von mehreren Hunderttausend bis zu 4,5 Mio. Menschen Versorgungsunterbrechungen nach Schäden durch die Hurricans „Hanna“ und „Ike“.

Am 11. November 2009 hatten rund 40 Mio. Brasilianer nach Ausfall der Stromversorgung in etwa 800 Städten bis zu 4 Stunden lang keinen Strom. Als Ursache wurde die Zerstörung von Stromleitungen im Zuge eines heftigen Gewitters und eine hierdurch bedingte Panne im größten Wasserkraftwerk des Landes, Itaipu, berichtet.

5.3.4 Wesentliche Gründe für Versorgungsunterbrechungen und deren Kosten

Nähere Betrachtung dieser Versorgungsausfälle zeigt die Schwerpunkte ihrer Ursachen in

- Naturkatastrophen
- Witterungsextremen

- fehlender Erzeugungskapazität
- technischer Anlagenstörung
- Computerfehler
- nicht ausreichender Wartung/Instandhaltung
- Betriebsführungsfehler.

Mit unterschiedlichen Ansätzen wurde versucht, Durchschnittskostensätze für die störungsbedingte Nichtlieferung elektrischer Energie zu ermitteln. Betreffende Studien [2, 4, 38] ergaben regional und tageszeitabhängige Durchschnittskosten von € 8 bis € 9 pro nicht gelieferter kWh. Ein beispielsweise österreichweiter Blackout wird mit volkswirtschaftlichen Kosten von 40–60 Mio. €/h abgeschätzt. Diese Abschätzung ergäbe weiters, hochgerechnet auf Europa, einen Schaden von rund 2,5 Md. € pro Stunde Blackout.

Zu dem vorerwähnten Versorgungsausfall in USA im August 2003 wurden die gesamtwirtschaftlichen Kosten auf 6–10 Md. \$ abgeschätzt.

5.3.5 Unterstützung durch den europäischen Verbundbetrieb

Eine wesentliche Maßnahme zur Reduktion von Auftreten und Dauer großer Versorgungsunterbrechungen stellte 1951 der Zusammenschluss großer europäischer Erzeuger und Übertragungsnetzbetreiber, als Basis eines europäischen Verbundbetriebes, in der damaligen UCPTE¹⁰ dar. Durch den Zusammenschluss wird die Wirtschaftlichkeit der Nutzung von Betriebsmitteln für Erzeugung und Transport gesteigert; die Betriebsführung der Übertragungsnetze wird dezentral von den Verbundpartnern wahrgenommen. Erst durch den Zusammenschluss zu einem größeren Verbund ist ein störungsbedingter spontaner Ausfall regeltechnisch beherrschbar, was mit rascher gegenseitiger Störungshilfe und Reservebereitstellung zu einer Erhöhung der Versorgungssicherheit und -qualität beiträgt.

Ursprünglich beschränkte sich das Gebiet der UCPTE auf die Staaten Mittel- und Westeuropas sowie Jugoslawien und Griechenland. Ab 1995 waren auch die Tschechische Republik, die Slowakei, Polen und Ungarn Mitglieder der UCPTE.

Im Zuge der Liberalisierung des Strommarktes erfolgte 1999 die Umwandlung in die UCTE¹¹, deren Ziele unter Anderem technische und betriebliche Koordinierung im Synchronbereich und gegenseitige Aushilfe in Notsituationen im Bereich eines der in UCTE zusammengeschlossenen Übertragungsnetzbetreiber waren. Die UCTE umfasste Übertragungsnetzbetreiber von 23 Ländern mit mehr als 400 Mio. Einwohnern, einer Erzeugungskapazität von insgesamt 630 GW, einer Spitzenlast von 390 GW und einem Gesamtverbrauch von 2.500 TWh.

Neben dem Betrieb der Netze sorgte die UCTE für einschlägig abgestimmte Regeln und Weiterentwicklungen zum sicheren Betrieb der Netze und von Kraftwerken,

¹⁰ Union für die Koordinierung der Erzeugung und des Transports elektrischer Energie

¹¹ Union für die Koordinierung des Transports elektrischer Energie

die Planung und Abstimmung von Erweiterungen und Verbesserungen der Netze sowie die Dokumentation und Planung der Austauschvorgänge. Als Basis der erwähnten technischen und betrieblichen Koordinierung wurde das UCTE Operation Handbook (OH) [44] geschaffen, welches die aktuelle Sammlung der Grundsätze und Regeln für den Betrieb des kontinentaleuropäischen Synchrongebietes darstellt und für die UCTE-Mitglieder im Rahmen gegenseitiger Vereinbarungen verbindlich wurde.

Neben der UCTE bestanden ähnliche Zusammenschlüsse im britischen (UKT-SOA), irischen (ATSOI), nordischen (NORDEL) und baltischen (BALTSO) Bereich.

Am 1. Juli 1999 wurde die ETSO¹² als Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber gegründet, welche im Zuge der Schaffung eines gemeinsamen Strommarktes aus den regionalen Verbänden ATSOI, UKT-SOA, NORDEL und UCTE gebildet wurde; ein internationaler Verband mit 32 Mitgliedern aus 15 EU-Ländern sowie Norwegen und Schweiz; in Folge traten Übertragungsnetzbetreiber weiterer Länder als Voll- oder assoziierte Mitglieder, insbesondere aus Mittel- und Osteuropa, bei.

Im Hinblick auf das 3. Binnenmarktpaket [12] hat ab 1. Juli 2009 der mit Beschluss vom 12. Dezember 2008 gegründete Verband ENTSO-E¹³ die Aufgaben der ETSO übernommen. Er vereinigt nach Integration seiner insgesamt sechs Vorgängerorganisationen ATSOI, BALTSO, ETSO, Nordel, UCTE und UKT-SOA 42 Übertragungsnetzbetreiber von 34 Ländern samt deren Zielen – mit den Schwerpunkten Gesamteuropäische Aktivitäten zur Systementwicklung, Systembetrieb und Markt-Rahmenbedingungen, zu denen er die Interessenvertretung gegenüber der Kommission und den Regulatoren (ACER¹⁴) wahrnimmt. Die von den Vorgängerorganisationen verfügbaren Regelwerke zur Sicherung einer hochverfügbaren Elektrizitätsversorgung, wie insbesondere das UCTE Operation Handbook [44], fließen in die Arbeiten der ENTSO-E zur Schaffung von Netz-Codes, in die auch ACER involviert ist, ein. Ziel sind Netz-Codes, welche nicht allein für die vereinigten Übertragungsnetzbetreiber, sondern auch für andere betroffene Marktteilnehmer und Netzbutzer bindende Wirkung erlangen sollen.

ENTSO-E repräsentiert aktuell (2009) einen Verbundbereich mit

- 525 Mio. Kunden
- 3.400 TWh Verbrauch an elektrischer Energie
- 828 GW installierter Erzeugungsleistung
- 305.000 km Übertragungsnetz-Leitungen
- 400 TWh Austausch an elektrischer Energie zwischen den Mitgliedern

¹² European Transmission System Operators

¹³ European Network of Transmission System Operators for Electricity

¹⁴ Agency for the Cooperation of Energy Regulators

5.3.6 *Spezifisches Regelwerk*

Angesichts der effektiven Verwandtschaft zwischen den Qualitätsbereichen Versorgungssicherheit und Versorgungszuverlässigkeit sind für beide aus dem europalegis-
tischen Bereich

- die Richtlinie 2005/89/EG Maßnahmen zur Gewährleistung der Sicherheit der Elektrizitätsversorgung und von Infrastrukturinvestitionen von Infrastrukturinvestitionen [36],
mit Bezugnahme auf
 - den Vertrag zur Gründung der Europäischen Gemeinschaft, insbesondere auf Art. 95
 - die Richtlinie 2003/54/EG bzw. 2009/72/EG [12, 34] (Elektrizitätsbinnenmarkt)
 - die Entscheidung Nr. 1229/2003/EG (Leitlinien für die Gemeinschaftspolitik über die transeuropäischen Netze im Energiebereich) [20]
 - die Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 (Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel) [46]
- die Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen [37]
- die Richtlinie 2006/32/EC (Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen) [11]

mit ihren jeweiligen Umsetzungen im innerstaatlichen Bereich sowie aus der *Normung* vorrangig zwei Dokumente betreffend Kontinuitätsindizes

- IEEE¹⁵-Standard 1366 [30]
- CENELEC¹⁶ TR 50555 [10]

zu nennen.

5.3.7 *Kenngrößen*

Zur Quantifizierung und statistischen Erfassung der Versorgungszuverlässigkeit bedient man sich so genannter Kontinuitäts-Indices. Deren Ermittlung basiert auf der Sammlung von Daten über einschlägige Ereignisse. Für die Vergleichbarkeit betreffender Statistiken ist die harmonisierte Handhabung betreffend ungeplante Unterbrechungen, insbesondere hinsichtlich der durch höhere Gewalt verursachten Unterbrechungen, von entscheidender Bedeutung.

Abgesehen von Detail-Spielarten ist die grundsätzliche Basis dieser Indices

¹⁵ The Institute of Electrical and Electronic Engineers

¹⁶ Europäisches Komitee für Elektrotechnische Normung

- die Anzahl der von einer Unterbrechung betroffenen Netzbenutzer oder
- die Energiemenge, die von einer Unterbrechung mit der Folge der Nichtlieferung betroffen ist.

Die Mehrzahl dieser Indices ergibt ein Maß für das durchschnittliche Unterbrechungsverhalten, hinsichtlich Anzahl oder Dauer von Unterbrechungen, während einzelne auch die Betroffenheit einzelner Netzbenutzer durch Versorgungsunterbrechungen beschreiben.

Versorgungszuverlässigkeitsindices kommen, gegliedert in solche für Verteiler- und für Übertragungsnetze, zur Anwendung:

Die in den meisten europäischen Ländern gängigsten Indices für Verteilernetze sind laut CEER SAIFI, SAIDI und CAIDI, welche eine Gewichtung der Unterbrechungen hinsichtlich der Anzahl der Netzbenutzer benutzen. Darüber hinaus

- sind weitere Indices für Verteilernetze verfügbar, die mit anderen Gewichtungen definiert sind (z. B. die durch die Unterbrechung nicht gelieferte Energie, die Anzahl an Verteilernetztransformatoren oder Übergabepunkten, der jährliche Energieverbrauch)
- sind Indices für Übertragungsnetze definiert
- kommen weitere Indices für kurze Unterbrechungen zur Anwendung.

Tabelle 5.3 listet die wesentlichen Kontinuitäts-Indices:

Für nähere Information, auch hinsichtlich der Anwendung dieser Indices in den einzelnen Ländern, siehe neben den vorerwähnten Normen auch [6, Abschn. 2.4].

5.3.8 *Monitoring und Statistik: Praxis und Probleme*

Netzbetreiber registrieren Störfälle in ihren Netzen i. A. für Zwecke ihrer eigenen System- und Wartungsplanung selbst. In den letzten Jahren sind Regulatoren mit betreffendem Monitoring aufgetreten, um Daten über Versorgungsunterbrechungen zu sammeln; dies laut CEER [6], um

- absolute Performance-Werte zu den Netzen zu finden und diese im Weiteren in Relation zu Zielwerten zu setzen bzw. zwischen Netzen verschiedener Betreiber in Vergleich zu setzen
- Vergleiche
 - zwischen der CoS bei verschiedenen Netzbenutzer-Gruppen oder Netzbereichen
 - zur Performance bei verschiedenen Netztypen, Netzbetreibern oder über Länder hinweg

anstellen zu können

- durch jährliche Statistiken Trends in der Performance der Netze ableiten zu können
- Netzbenutzern Information über die erwartbare CoS-Situation geben zu können
- Information für eine Anreizregulierung zu gewinnen.

Tab. 5.3 Kontinuitäts-Indices

Für Verteilernetze:	
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
CAIDI	Customer Average Interruption Duration Index
CI	Customer Interruptions
CML	Customer Minutes lost
ASIDI	Average System Interruption Duration Index
T-SAIDI	SAIDI, mit jährlichem Energieverbrauch gewichtet
T-SAIFI	SAIFI, mit jährlichem Energieverbrauch gewichtet
ASIFI	Average System Interruption Frequency Index
CAIFI	Customer Average Interruption Frequency Index
CTAIDI	Customer Total Average Interruption Duration Index
ENS	Energy not supplied
TIEPI	Equivalent interruption time related to the installed capacity
NIEPI	Equivalent number of interruptions related to the installed capacity
END	Energy Not Distributed
Für Übertragungsnetze:	
AIT	Average Interruption Time
AIF	Average Interruption Frequency
AID	Average Interruption Duration
SARI	System Average Restoration Index
END	wie ENS, in Übertragungsnetzen
Für kurze Unterbrechungen:	
MAIFI	Momentary Average interruption Frequency Index (auch: AIF – Average Interruption Frequency SI – Short Interruptions SAIFI short)
SAIDI _{short}	
SAIFI _{short}	wie Mutterdefinition für lange Unterbrechungen, jedoch mit Aufsummie- rung allein der kurzen Unterbrechungen
CAIDI _{short}	
CTAIDI _{short}	
CAIFI _{short}	

Einschlägige Vergleichsübersichten wurden innerstaatlich von nationalen Regulatoren, von EC und CEER über die EU-Mitglieder veröffentlicht. Zu betreffenden Auswertungen der letzten Jahre kann wie folgt zusammengefasst werden:

- Rankings der Länder hinsichtlich Anzahl und Dauern von Versorgungsunterbrechungen, mit Variation über die Jahre, werden mit Zusatzinformationen über unterschiedliche Erfassungs- und Auswerteparameter in den Ländern versehen (s. u.)
- Sinkende Tendenz von Anzahl und Dauer ungeplanter Unterbrechungen
- Deutliche Verbesserungen in Anzahl und Dauer von Unterbrechungen, wenn Unterbrechungen im Zuge außerordentlicher Ereignisse herausgenommen werden

Zu den Vergleichen ist hinsichtlich aktuell vorliegender Probleme anzumerken:

- Unterschiedliche Erfassung über die Spannungsebenen hinweg
- Anwendung unterschiedlicher Gewichtungsmethoden für konkrete Indices

- Anwendung unterschiedlicher Kontinuitäts-Indices.
Aus einer diesbezüglichen Auswertung des CEER aus 24 Ländern [6] zeigte sich, dass eine Auswertung nach jeweils 2–7 Gesichtspunkten/Indices aus einem Pool einer Größenordnung von 20 Kontinuitätsindices (s. Abschn. 5.3.7) erfolgt.
- Länderweise unterschiedliche Behandlung außerordentlicher Ereignisse (exceptional events) hinsichtlich einer Nichtberücksichtigung in der Statistik bzw. einer gesonderten Auswertung; die Sinnhaftigkeit einer diesbezüglichen Harmonisierung wird im Hinblick auf unterschiedliche klimatische Bedingungen in den Ländern teilweise in Frage gestellt.
- Fehlende Harmonisierung
 - zum Begriff der „Höheren Gewalt“ und deren Handhabung zur Nicht- oder Sonderauswertung in der Statistik
 - zur Aggregation von Einzel-Events

All dies resultiert in einer letztlich breiteren Unvergleichbarkeit einschlägiger Statistiken bzw. zu einer Gefahr der Fehlinterpretation von Charts, deren zusätzliche Legenden naturgemäß weniger ins Auge springen denn ein Balken in einem Säulendiagramm o. ä..

Diskussionswürdig scheint auch das gegebene Fehlen harmonisierter Kriterien für Erfassung und Auswertung von Unterbrechungen, wobei zum Teil spezifische nationale Bedingungen als Grund angeführt werden.

5.4 Spannungsqualität (PQ, VQ)

5.4.1 Allgemeines

Als eine der drei Säulen der Versorgungsqualität stellt sich die Spannungsqualität als ein Gebiet dar, welches

- von vielen Einflussfaktoren bestimmt ist, deren Gestaltung wiederum unterschiedlichen Bereichen (Hersteller, Netzbetreiber, externe Einflüsse) zuzuordnen ist
- mit einer Vielzahl von Phänomenen beschreibbar ist, aus welchen für einschlägige Spezifikationen die wesentlichsten herausgegriffen werden.

Die Sicherung einer ausreichenden Spannungsqualität trifft alle mit der Anwendung und der Lieferung elektrischer Energie Befassten:

- Hersteller, betreffend den Aufwand für ausreichend geringe Störemission sowie für ausreichend hohe Störfestigkeit ihrer Produkte
- Netzbetreiber, hinsichtlich der Obsorge für einen QoS-entsprechenden Netzbetrieb, unter Berücksichtigung auch der technologischen Entwicklung der an das Netz angeschlossenen Betriebsmittel
- Netzbutzer, hinsichtlich der ordnungsgemäßen Funktion der von ihnen an das Netz angeschlossenen elektrischen Betriebsmittel

- Gesetzgeber und Regulatoren, bei ihrer mit Augenmaß vorzunehmenden Regelung zur Erhaltung guter bzw. – wo dies nicht gegeben ist – Verbesserung der Spannungsqualität

wobei die anfallenden Kosten letztlich immer der Netzbutzer zu tragen hat.

Zusammen mit der Versorgungskontinuität (CoS) deckt die Spannungsqualität (PQ/VQ) den technischen Bereich der Versorgungsqualität ab. Anders als die auf Zeiten der Unterbrechung bzw. auf unterbrechungsfreie Elektrizitätsversorgung orientierte CoS ist die Spannungsqualität auf die *qualitative Nutzbarkeit verfügbarer elektrischer Energie* ausgerichtet.

Angesichts mehrerer Entwicklungen in den letzten Dezennien nimmt die Spannungsqualität – neben den Kosten elektrischer Energie – einen vorrangigen Stellenwert in der Wahrnehmung des Netzbetreibers ein. Diese Entwicklungen betreffen

- die weiter stetig steigende Anwendung elektrischer Energie, verbunden mit weiterer Intensivierung der Abhängigkeit des Lebens- und Wirtschaftsalltags von dieser
- den zunehmenden und heute bereits umfassend erreichten Eingang der Elektronik in elektrische Betriebsmittel – man spricht von einem Durchdringungsgrad in der Größenordnung von 90 %;
- bedingt durch diese „Elektronifizierung“:
 - zunehmendes Auftreten von Störemissionen mit unterschiedlichen Spannungsformen sowie mit Frequenzen $\neq$ 50 Hz in einem zunehmend breiten Frequenzbereich, der den klassischen Bereich der Oberschwingungen längst überschritten hat
 - steigende Störfähigkeit elektrischer Betriebsmittel.

Von wesentlicher Bedeutung für eine sachliche Behandlung des Gebietes der Spannungsqualität ist daher

- eine die technischen und wirtschaftlichen Parameter ausreichend berücksichtigende Definition
- eine die Auswirkungen der komplexen Querbezüge zwischen der Spannungsqualität und den sie bestimmenden Größen berücksichtigende Spezifizierung bzw. Normung – sowohl hinsichtlich der Merkmale der Netzspannung als auch hinsichtlich deren Messung.

5.4.2 Definition

Die Anfang 2003 normativ festgelegte, heute gängige Definition der Spannungsqualität ist IEC¹⁷ 61000-4-30 bzw. der betreffenden, für Europa harmonisierten Europannorm des CENELEC [8] zu entnehmen:

¹⁷ Internationale Elektrotechnische Kommission

Power quality

characteristics of the electricity at a given point on an electrical system, evaluated against a set of reference technical parameters.

NOTE: These parameters might, in some cases, relate to the compatibility between electricity supplied on a network and the loads connected to that network

Diese Definition ist durch drei wesentliche Elemente gekennzeichnet:

- Ortsunabhängigkeit: eine ortsunabhängige Definition der PQ, bezogen auf (irgend)eine Übergabestelle im Elektrizitätsnetz
- Objektivierung: Bewertung der an diesem Punkt erfassten PQ-Merkmale anhand – unabhängiger – Referenzwerte
- EMV: Berücksichtigung der technisch gegebenen Verknüpfung der PQ mit dem EMV-Verhalten der an das Netz angeschlossenen Lasten (s. Abschn. 5.4.3).

Ein früherer Entwurf des ACEC der IEC formulierte

Set of parameters defining the properties of the electrical power supply as delivered to the user in normal operating conditions of continuity of supply and characteristics of voltage (symmetry, frequency, magnitude, waveform).

Abgesehen von der hier gegebenen Vermischung mit der CoS erscheint die aktuelle Definition, mit ihrem Bezug auf die tatsächlich erfassten Werte der Merkmale der Netzspannung, welche eben einem objektiven Set von Parametern gegenübergestellt werden, zweckmäßiger.

Als besonders problematisch waren Definitionsansätze früherer Tage anzusehen, in denen die Spannungsqualität an den Grad der Kundenzufriedenheit geknüpft werden sollte.

5.4.3 *Bezug zur elektromagnetischen Verträglichkeit (EMV)*

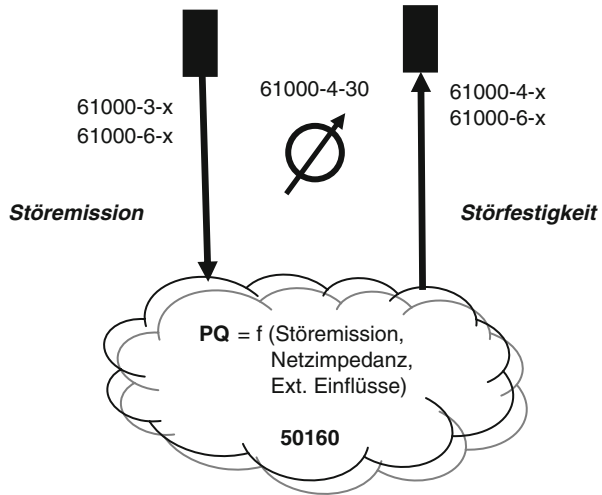
Die an einer Übergabestelle anstehende Spannung und damit die vom Netzbetreiber angebotene elektrische Energie stellt – per Richtlinie [31] als solches erklärt – ein Produkt dar, dessen Qualität von der am Ort der Energieumwandlung praktisch gegebenen Sinusform auf dem Weg zum einzelnen Netzbenutzer durch

- die an das Netz angeschlossenen Betriebsmittel anderer Netzbenutzer
- die Impedanzeigenschaften des Netzes

ändernd bestimmt wird. Das Elektrizitätsnetz fungiert in seiner Leitungsfunktion für die elektrische Energie quasi als Mittler der Emissionen aller an dieses Netz angeschlossenen Betriebsmittel von Netzbenutzern (Lasten wie Erzeuger), konkret ihrer Summenwirkung, an die anderen Netzbenutzer.

Die aus den Störaussendungen einzelner Betriebsmittel resultierenden sog. Netzurückwirkungen, welche in Zusammenwirken mit der Netzimpedanz zu Veränderungen der Netzspannung führen können, müssen aber nicht zu Störbeeinflussungen

Abb. 5.4 Zusammenhang PQ
– EMV



auf Seiten anderer Betriebsmittel führen. Dies ist je Merkmal der Netzspannung jedenfalls dann nicht der Fall, wenn die Störfestigkeit eines Betriebsmittels höher als der betreffende Störpegel aus dem Netz ist.

Praktisch als „Leitlinie“ für die Dimensionierung des Störemissions- und Störfestigkeitsverhaltens von Betriebsmitteln betreffend einzelne Phänomene einer von der Idealform abweichenden Spannung werden in der EMV-Normung sog. Verträglichkeitspegel spezifiziert [15]; sie sollen per definitionem in 95 % der Zeit und des Ortes nicht überschritten werden und ein wirtschaftlich gerechtfertigtes Maß für die Betriebsmittelauslegung, unter Berücksichtigung der Einsatzart und der Performance-Anforderungen an die Betriebsmittel, darstellen.

Wesentlich ist es, bei sämtlichen Planungs- und Auslegungsvorgängen ebenso wie in der Normung zur Störaussendung und -festigkeit die Summenwirkung von elektrischen Betriebsmitteln gleichen technischen Aufbaus zu berücksichtigen. Diesem lange Zeit nicht berücksichtigten Aspekt wurde von der EC in der EMV-Richtlinie 2004 [35] mit einer betreffenden Aufforderung an die Normung Rechnung getragen.

Abbildung 5.4 zeigt das Zusammenspiel von PQ und EMV, mit den gegebenen Einflussgrößen.

Die *reale Spannungsqualität* ist – geht man von einem praktisch idealen Produkt als Ergebnis der Energieumwandlung, mit sinusförmigem Strom, aus – von

- der Emissionsqualität angeschlossener Betriebsmittel (EQ)
- der Netzimpedanz (NQ)
- externen Einflüssen, einschließlich höherer Gewalt (X)

abhängig:

$$PQ = f(EQ, NQ; X)$$

Die *in Messung ermittelte Spannungsqualität* wird durch die Eigenschaften der Messgeräte einschließlich der zugrundeliegenden Bewertung der Messwerte mitbestimmt. Für Messungen der PQ nach EN 50160 steht die EN 61000-4-30 [8] zur Verfügung.

Die EMV zwischen den an ein Netz angeschlossenen Betriebsmitteln ist im Vergleich zur PQ zusätzlich zu den Einflussfaktoren für die PQ durch die Störfestigkeitsqualität (IQ) der angeschlossenen Betriebsmittel bestimmt.

$$\text{EMV} = g(\text{PQ}, \text{IQ}) = g(\text{EQ}, \text{NQ}; \text{X}, \text{IQ})$$

Bei durchaus auseinanderzuhaltenden Charakteren von PQ und EMV – auch hinsichtlich der einschlägigen Normen – und unter Ausklammerung juristischer Nebenaspunkte, die nicht Gegenstand einer technischen Norm sein können, erscheint es

- korrekt, in der EN 50160 festzuhalten, dass die enthaltenen Spezifikationen nicht als EMV-Pegel zu betrachten sind
- im Hinblick auf den vorerwähnten Zusammenhang zwischen den beiden Bereichen PQ und EMV empfohlen, bei der Auslegung von Störemission und Störfestigkeit elektrischer Betriebsmittel die EN 50160 mitzubetrachten.

5.4.4 Spezifisches Regelwerk

5.4.4.1 Legistik

Folgende EU-Richtlinien und deren nationale legislativen Umsetzungen haben primäre Relevanz für die Spannungsqualität:

- die Produkthaftungsrichtlinie (PHD) 1985/374 EWG [31],
welche die Haftung des Herstellers eines Produkts für den Schaden, der durch einen Fehler dieses Produkts verursacht worden ist, regelt
- die EMV-Richtlinie (EMCD) 89/336/EWG (ersetzt durch 2004/108/EG) [35].

Abgesehen von den sog. „Wesentlichen Anforderungen“ der Richtlinie – ausreichend geringe Störemission und entsprechende Störfestigkeit – sind über den Umweg der EMV hinsichtlich der PQ folgende Inhalte wesentlich:

Erwägung

- (2) Die Mitgliedstaaten haben zu gewährleisten, dass Stromversorgungs- und Telekommunikationsnetze sowie an diese Netze angeschlossene Geräte gegen elektromagnetische Störungen geschützt werden.
- (4) Zum Schutz gegen elektromagnetische Störungen müssen den verschiedenen Wirtschaftsteilnehmern Pflichten auferlegt werden. Diese Pflichten sollten gerecht verteilt und so gestaltet sein, dass dieser Schutz erreicht wird.
- (14) Hersteller von Betriebsmitteln, die zum Anschluss an Netze bestimmt sind, sollten diese so konstruieren, dass unter normalen Betriebsbedingungen eine unzumutbare Beeinträchtigung der Dienste vermieden wird.
Betreiber von Netzen sollten diese so aufbauen, dass Hersteller von Betriebsmitteln, die zum Anschluss an Netze bestimmt sind, keinen unverhältnismäßig großen Aufwand treiben müssen, um unzumutbaren Beeinträchtigungen der Dienste vorzubeugen.

Die europäischen Normungsgremien sollten dieser Forderung (einschließlich der kumulativen Wirkung bestimmter elektromagnetischer Erscheinungen) bei der Ausarbeitung harmonisierter Normen auf angemessene Weise Rechnung tragen.

Art. 3: Die Mitgliedstaaten treffen alle erforderlichen Maßnahmen, damit Betriebsmittel nur in Verkehr gebracht und/oder in Betrieb genommen werden können, wenn sie bei ordnungsgemäßer Installation und Wartung sowie bei bestimmungsgemäßer Verwendung den Anforderungen dieser Richtlinie entsprechen.

Diese beiden Richtlinien bilden auch die europalegistischen Wurzeln der europäischen Normung zur Spannungsqualität (s. Abschn. 5.4.5).

Zieht man die Wirkung einer Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern hinsichtlich der Beeinflussung der PQ durch dezentrale Einspeiser in Betracht, so ist auch die betreffende Richtlinie 2009/28/EG (zuvor: 2003/30/EG, 2001/77/EG) [37] für die PQ in Elektrizitätsnetzen von Relevanz.

5.4.4.2 Normung

Folgende Normen bzw. ergänzenden Dokumente stehen unmittelbar hinsichtlich Spannungsqualität zur Verfügung:

- EN 50160 [7], welche die Merkmale der Spannungsqualität beschreibt und für diese Wertebereiche angibt, welche mit definierter Wahrscheinlichkeit nicht überschritten werden dürfen
- TR 50422 Guide for the application of the European Standard EN 50160 [43, in Überarbeitung]
- IEC/EN 61000-4-30 [8], welche neben der Definition der Spannungsqualität an sich Messungen der Spannungsqualität nach EN 50160 spezifiziert
- Standards des IEEE SCC-22, insbesondere
 - IEEE 1433 Power Quality Definitions
 - IEEE P1453 Voltage flicker
 - IEEE 519 Harmonic Control in Electrical Power Systems
 - IEEE P519A Guide for Applying Harmonic Limits on Power Systems
 - IEEE P1547 Distributed Resources and Electric Power Systems Interconnection
 - IEEE 1159 Monitoring Electric Power Quality

Weiters sind mit gewissem Bezug zur Spannungsqualität bzw. – entsprechend der vorerwähnten Beziehung von PQ und EMV – hinsichtlich der Beeinflussung auch der PQ durch Betriebsmittel der Netzbenutzer folgende Normen von IEC und CENELEC zu betrachten:

- IEC 60050 (IEV, Int. Elektrotechnisches Wörterbuch). Kapitel 161 [25]
- IEC 60868 (Flickermeter) [27]
- IEC 60725 (Netzimpedanz) [26]
- IEC 60838 Standard voltages [24]
- HD 472S1 Nennspannungen [9]
- EN 50438 Domestic microgeneration [14]

- die EMV-Standards-Serie IEC/EN 61000-x, welche
 - Verträglichkeitspegel definiert
 - Grenzwerte für Störemissionen spezifiziert
 - Anforderungen zur Störfestigkeit festlegt
- die Serie einsatzumgebungsbezogener Generic Standards IEC/EN 61000-6-x
 - für Störemission im Wohn- bzw. Industriebereich [18, 19]
 - für Störfestigkeit im Wohn- bzw. Industriebereich [16, 17]

welche den 1992–1997 einschlägig publizierten Normen EN 50081-1, 2 und EN 50082-1, 2 nachgefolgt sind.

- die EMV-bezogenen Teile von Produktstandards.

5.4.4.3 Regulatorische Spezifikationen, Technische Regeln

Schließlich gibt es

- vereinzelt nationale regulatorische Spezifikationen, in denen auch die PQ behandelt wird und die sich dabei entweder auf die EN 50160 abstützen oder, wie im Falle des norwegischen Quality Code [41], mit verschärften Anforderungen (z. B. betreffend die Mittelungszeit bei der Messung langsamer Spannungsänderungen, beim Flickergrenzwert sowie bei den Grenzwerten für Oberschwingungen und Asymmetrie, von der EN 50160 verschärfend abweichen.
- in mehreren Ländern Technische Regeln aus dem Bereich der Interessenvertretungen der Elektrizitätswirtschaft, die – auf Basis bestehender normativer Spezifikationen, in Zusammenfassung derselben oder in Ergänzung solcher – die allfällig erforderliche Beurteilung erwartbarer Netzzrückwirkungen vor Anschluss an das Elektrizitätsnetz regeln und einschlägige Beurteilungsregeln geben (für die Schweiz bzw. teilweise länderübergreifend für den Raum Schweiz, Deutschland, Tschechische Republik und Österreich z. B. [3, 39, 42, 47]). Mit der Beurteilung allfälliger Netzzrückwirkungen vor Anschluss an das Elektrizitätsnetz – sofern von der Leistung des betreffenden Betriebsmittel her erforderlich – kommt der Netzbetreiber der durch die EMV-Richtlinie [35] bzw. deren nationale Umsetzungen den Mitgliedstaaten auferlegten Verpflichtung, dass „... . . . Stromversorgungsnetze sowie an diese Netze angeschlossene Geräte gegen elektromagnetische Störungen geschützt werden“, nach.

5.4.5 Entwicklung der PQ-Normung

Abgesehen von einschlägigen Standards des SCC 22 der IEEE (s. Abschn. 5.4.4) ist die EN 50160 des CENELEC [7] die einzige Norm – jedenfalls im Bereich der europäischen und internationalen Normung auf dem Gebiet der Elektrotechnik – mit Spezifizierung zu den Merkmalen der Spannungsqualität. Bereits im Vorfeld dieser

EN hatte sich der Vorläufer der heutigen Eurelectric¹⁸ – die UNIPED¹⁹ – mit dem Thema befasst und ein einschlägiges Dokument [45] erarbeitet, welches in Folge in die Arbeiten an einer betreffenden Europannorm einfließen sollte.

Neben dieser sachlichen Wurzel hatte die EN 50160 ihre Wurzeln in zwei Richtlinien der Europäischen Gemeinschaft

- EMV-Richtlinie 89/336/EWG [35] vom 3. Mai 1989, geändert mit 2004/108/EG
- Produkthaftungsrichtlinie 85/374/EWG [310] vom 25. 7. 1985, geändert mit 99/34/EG.

Im Sinne der gegebenen und zuvor bereits mehrmals angezogenen Verknüpfung von EMV und PQ erscheint die Mutterschaft der EMV-Richtlinie für eine PQ-Norm vielleicht nicht zwingend gegeben, jedoch erklärbar.

Unweigerlich erforderlich wurde eine solche Norm jedoch mit der Herausgabe der Produkthaftungs-Richtlinie – wenn auch der Bezug zur Elektrizität vielleicht nicht vorab selbstverständlich schien. Jedoch – mit Art. 2 dieser Richtlinie wurde Elektrizität zum Produkt erklärt:

Art. 2: Bei der Anwendung dieser Richtlinie gilt als „Produkt“ jede bewegliche Sache, ausgenommen landwirtschaftliche Naturprodukte und Jagderzeugnisse, auch wenn sie einen Teil einer anderen beweglichen Sache oder einer unbeweglichen Sache bildet. Unter „Produkt“ ist auch Elektrizität zu verstehen.

Von einem Produkt wird die Erfüllung gewisser Mindestanforderungen an die Qualität erwartet – und genau dies betraf ab dann auch die Elektrizität.

Unzweifelhaft besitzt Elektrizität Eigenschaften, die sie von klassischen Produkten unterscheidet – z. B.

- physische Nichtgreifbarkeit
- transienter Charakter: das Produkt ist permanent zeitvariant
- Ortsabhängigkeit: Das Produkt hat an jeder Übergabestelle andere, wiederum zeitvariante Eigenschaften
- Beeinflussung des Produktes auf dem Weg von seiner Erzeugung zum konkreten Nutzer, durch Einflüsse aus den Betriebsmitteln einer Vielzahl anderer Nutzer

Dies wurde in einem Anhang der EN 50160 aufgezeigt; ebenso von Interesse hiezu ist der von IEC TC²⁰ 8 verfügbar gemachte Report IEC/TR 62510:2008 [29], welcher die Behandlung der Elektrizität als (besonderes) Produkt – wie neben Europa auch z. B. in Brasilien, Argentinien und Teilen der USA gehandhabt – behandelt.

Um die Ausarbeitung einer europäischen Spannungsqualitätsnorm anzustoßen, wurde von der Europäischen Kommission ein Mandat an CENELEC entworfen, welches in Fassung vom 30. April 1991 einen Arbeitsauftrag zur Erstellung einer Europannorm

- über die Merkmale der Netzspannung in Nieder-, Mittel- und Hochspannungsnetzen

¹⁸ Union der Elektrizitätswirtschaft

¹⁹ Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d'Énergie Électrique

²⁰ Technical Committee

Tab. 5.4 Merkmale der Spannungsqualität laut EN 50160:1994

Definitive Werte	Anhaltswerte
Netzfrequenz	Spannungseinbrüche (Dips)
Nennspannung	Kurze Unterbrechung der Versorgungsspannung
Langsame Spannungsänderungen	Lange Unterbrechung der Versorgungsspannung
Schnelle Spannungsänderungen, Flicker	Zeitweilige netzfrequente Überspannungen
Flicker	Transiente Überspannungen
Oberschwingungsspannung	Zwischenharmonische Spannung
Spannungsunsymmetrie	Signalspannungen auf der Versorgungsspannung

- mit Geltung an jeder Übergabestelle in Europa
- basierend auf UNIPED DISNORM 12
- mit einer Frist zur Abstimmung mit 1. Januar 1993

enthält.

Ein entsprechender, von der BTTF²¹ 68-6 des CENELEC ausgearbeiteter Normentwurf erhielt im Voting 15 JA-Stimmen aus den damals 18 Mitgliedern des CENELEC; 2 Nationalkomitees stimmten negativ (Norwegen, Schweden) und ein Nationalkomitee übte Stimmenthaltung. Am 5. Juli 1994 wurde EN 50160 vom BT²² des CENELEC ratifiziert.

Diese Erstfassung der EN 50160 gab für die Nieder- und Mittelspannung eine Beschreibung der an jeder Übergabestelle in Europa erwartbaren Qualität zu den als wesentlichst angesehenen Merkmalen der Netzspannung; diese Beschreibung war grundsätzlich auf die vier Bereiche

- Frequenz
 - Höhe
 - Kurvenform
 - Symmetrie der drei Leiterspannungen
- der Versorgungsspannung

ausgerichtet und – orientiert an der Möglichkeit, definitive Randwerte oder nur Anhaltswerte angeben zu können – in zwei Gruppen gegliedert (Tab. 5.4).

Die EN 50160 ist grundsätzlich auf das Vorliegen normaler Betriebsbedingungen ausgerichtet. Die enthaltenen Werteangaben orientieren sich zu einem Gutteil an den Verträglichkeitspegeln der EN 61000-2-2, wobei auf den wesentlichen Unterschied in der mit den angegebenen Werten verbundenen Wahrscheinlichkeit ihrer Nichtüberschreitung zu achten ist:

Während die Verträglichkeitspegel der EN 61000-2-2 generell mit einer Auftretenswahrscheinlichkeit von 95 % des Ortes und der Zeit verknüpft sind, sind den

²¹ Task Force des Technischen Büros des CENELEC

²² Technisches Büro des CENELEC

Randwerteangaben der EN 50160 zu Bereichen rund um Nennwerte Nichtüberschreitungswahrscheinlichkeiten von

- 100 % des Ortes
- 95 bis 99,5 % der Zeit – abhängig vom jeweils betrachteten Merkmal zugeordnet.

Die Mittelungszeiten für PQ-Messwerte bewegen sich, merkmalsabhängig – zwischen 3 s und 10 min wobei hinsichtlich jener für die langsamen Spannungsänderungen eine Reduktion des derzeitigen 10 min-Intervalls in Diskussion ist.

Die Beobachtungszeiten für die Messung zu den Merkmalen der Spannungsqualität bzw. die Bezugsdauern für Werteangaben bewegen sich – je nach Merkmal – zwischen 1 Tag und 1 Jahr.

Aus heutiger Sicht überholt, stammt die erste Ausgabe der EN 50160 noch aus einer Zeit des Übergangs auf die neue Nennspannung $U_n = 230 \text{ V}$ und damit von Übergangsregelungen für die Spannungstoleranz von $U_n - 10 \% / U_n + 6 \%$ in Kontinentaleuropa. Nach den die betreffenden Übergangsregelungen festlegenden Normendokumenten IEC 38 ed. 6:1983 und CENELEC HD²³ 472S1 [9] sollte die Nennspannung 230 V für die Niederspannung spätestens mit 1. Januar 1996 in allen CENELEC-Ländern gelten, die Spannungstoleranz sollte von ursprünglich $220 \text{ V} \pm 10 \%$ nach einer Übergangszeit bis spätestens 1. Januar 2004 auf den alten Bereich von $U_n \pm 10 \%$ zurückgeführt sein; letzteres wurde noch einmal, auf eine Frist mit 1. Januar 2009, abgeändert.

Für die Anwendung der recht komplexen und mancherorts von – allenfalls zu Fehlschlüssen führenden – Interpretationsspielräumen belasteten EN 50160 sind zwei weitere Normendokumente von Bedeutung:

- die von der IEC SC 77A WG²⁴ ausgearbeitete und erstmals 2003 publizierte Basis-Norm 61000-4-30 [8], welche je Merkmal der Netzspannung Methoden zur Messung und zur Auswertung von Messergebnissen angibt.
- die von CENELEC TC8XWG1 erarbeitete Anwendungsleitlinie TR 50422 [43].

Im Weiteren erfuhr die EN 50160 bei grundsätzlicher Beibehaltung der Struktur einzelne Änderungen, wie insbesondere

für eine Version 1999:

- Präzisierungen zum Anwendungsbereich
- Ergänzung zum Spannungstoleranzband von $U_n \pm 10 \%$ mit 95 % Wahrscheinlichkeit um die Spezifikation eines mit 100 % Wahrscheinlichkeit nicht zu überschreitenden Bandes $U_n + 10 \% / -15 \%$
- Berücksichtigung der Problematik der Spannungshaltung in Streulagen durch Einführung einer Regelung für „remote areas“, in welchen die Versorgungsspannung Werte außerhalb $U_n + 10 \% / -15 \%$ annehmen darf, die Netzbenutzer hievon jedoch informiert werden müssen

²³ Harmonisierungsdokument

²⁴ Working Group

- Erhöhung der Wahrscheinlichkeit für die Frequenztoleranz in synchron verbundenen Netzen von 95 auf 99,5 %

für eine Version 2007:

- Einbeziehung der Erzeuger als Netzbenutzer
- Aktualisierung von Begriffsdefinitionen, wie zu Langsamen Spannungsänderungen, netzfrequenten sowie transienten Überspannungen
- Empfehlung zur Vornahme von Maßnahmen in Zusammenarbeit mit dem örtlichen Netzbetreiber, wenn es nachweislich zu länger dauernden Überschreitungen des Spannungsbandes $U_n \pm 10 \%$ kommt bzw. kommen könnte.

Diese Ausgabe der EN 50160 erzielte in der Abstimmung der inzwischen auf 29 Nationalkomitees angewachsenen CENELEC-Gemeinschaft nach den Regeln des CENELEC ein 100-%-Votum.

Noch während bereits laufender Arbeiten an einer überarbeiteten Fassung 2007 der EN 50160 wurde in einer Analyse von Seiten des CEER in deren 3. Benchmarking-Report [5] zur Versorgungsqualität – erstmals auch mit einem eingehenden Kapitel zur Spannungsqualität – Kritik an der EN 50160 hinsichtlich deutlicher Verbesserungserfordernisse zur besseren Entsprechung zu den Bedürfnissen der Netzbenutzer geübt, wozu ganz konkrete Zielsetzungen dargelegt wurden. Dies betraf

- insbesondere die Merkmale Langsame Spannungsänderungen, Schnelle Spannungsänderungen und Voltage dips
- in geringerem Maße Zwischenharmonische und Flicker
- die Tatsache, dass in mehreren EU-Ländern die Spezifikationen der EN 50160 von Regulatoren und Netzbenutzern als nicht zufriedenstellend erachtet wurden – dies insbesondere betreffend die Nichtabdeckung nicht normaler Betriebsbedingungen, sowie der Restwahrscheinlichkeitszeiten für eine Überschreitung spezifizierter Randwerte.

Im Hinblick auf

- diese Zielsetzungen und Empfehlungen für weitere einschlägige Arbeiten, von regulatorischer Seite,
- den unter Abschn. 5.4.4 erwähnten norwegischen Quality Code [41], welcher mit 1/1/2005 in Kraft gesetzt worden ist und teilweise schärfere Anforderungen an die Netzspannung, zu mehreren Merkmalen derselben, spezifiziert,
- ein nicht unproblematisch erscheinendes Nebeneinander
 - einer einschlägigen Europäischen Norm einerseits und
 - (womöglich weiterer, unterschiedlicher?) nationaler regulatorischer Qualitäts-Codes andererseits

erging die Einladung an den CEER, an weiteren Arbeiten an der EN 50160 mitzuwirken. Dies erfolgte sodann ab 2006, wozu CEER und CENELEC auch ein diesbezügliches MoU²⁵ unterzeichneten.

²⁵ Memorandum of Understanding

Tab. 5.5 Merkmale der Spannungsqualität laut EN 50160:2010

Kontinuierliche Merkmale	Einzelereignisse
Netzfrequenz	Versorgungsunterbrechung
Langsame Spannungsänderungen	Spannungseinbrüche
Schnelle Spannungsänderungen, Flicker	Spannungsanhebungen
Unsymmetrie der Versorgungsspannung	Transiente Überspannungen
Oberschwingungen	
Zwischenharmonische	
Signalspannungen	

Diese Zusammenarbeit führte nach Publikation der im Wesentlichen schon abgeschlossenen EN 50160:2007 zur Neufassung 2010, welche von mehreren wesentlichen Änderungen gekennzeichnet ist:

- Ergänzung um ein Kapitel zur Hochspannung
- Ergänzung um Spannungsanhebungen (voltage swells)
- Neugliederung der – erweitert – behandelten Merkmale der Spannungsqualität in die Gruppen laut Tab. 5.5
- Anpassung der Obergrenze der Mittelspannung an die int. Normung (36 kV)
- Quasiredaktionell: Verschiebung von Anhaltswert-Angaben zu PQ-Merkmalen in den Anhang

Offen blieb die Diskussion zu einer Änderung betreffend die Langsamen Spannungsänderungen, wo

- einerseits der zunehmende spannungsanhebende Einfluss dezentraler Einspeiser zusammen mit den Bedenken der Hersteller hinsichtlich der Verträglichkeit mit ihren Produkten und der Produkt-Standardisierung Anlass zu einer Diskussion rund um den oberen Grenzwert des Spannungsbandes gab
- hinsichtlich des unteren Grenzwertes des Spannungsbandes eine Anhebung der Wahrscheinlichkeit der Nichtunterschreitung von $U_n - 10\%$ von 95 % diskutiert wurde; hiezu stand eine national flexible Lösung in Betracht – d. h. die Option, dass in den Ländern entsprechend deren konkreten Gegebenheiten der Wahrscheinlichkeitsgrad mit einem nationalen Wert zwischen 100 % und z. B. 95 % festgelegt werden könnte; dieser Option wurde inzwischen nach einer betreffenden Abstimmung nicht näher getreten.

5.4.6 Position der PQ-Normung im Gesamtumfeld des Regelwerks

Die EN 50160 steht in engem Zusammenhang mit einem Gutteil des gesamten Regelwerks für Elektrizitätsversorgung und -anwendung.

So stellt sie für die Produkthaftungs- und die EMV-Richtlinie der EU [31, 35] – im Sinne des New Approach von 1985 – sowie für die nationalen legislativen Umsetzungen hinsichtlich des Produktes Elektrizität die technische Basis dar. Andererseits üben die EMV-Richtlinie mit den unter ihr harmonisierten Normen und

weitere Richtlinien, wie z. B. jene zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen [37] und der von ihr promotorische, steigende Einsatz dezentraler Erzeugungseinrichtungen Einfluss auf die PQ und damit auch hinsichtlich allfällig erforderlich werdender Änderungen der EN 50160 aus.

Darüber hinaus ist auch ein gewisser Konnex mit anderen Richtlinien der EU gegeben, wie mit jenen für den Elektrizitäts-Binnenmarkt [12], Versorgungssicherheit [36], Förderung erneuerbarer Energien [37], Produktsicherheit [33], CE-Kennzeichnung [1, 32].

Im Bereich der Normen und Technischen Regeln gibt es eine Vielzahl von Verzahnungen der EN 50160:

- mit EN 61000-4-30 [8] hinsichtlich der PQ-Messung insgesamt
- mit Basisstandards zu einschlägigem Messgerät, wie z. B. zum Flicker: IEC/TR 60868 [27]
- mit IEC TR 60725 zur Referenzimpedanz [26], mit wesentlicher Relevanz für die Wirkung der emittierten Störströme auf die Qualität der Versorgungsspannung
- mit EN 61000-2-2 [15] betreffend die an dieser orientierten Normen der Reihe EN 61000 zur Begrenzung der Störemissionen sowie zur Sicherung ausreichender Störfestigkeit
- mit Generic EMC Standards sowie Produktstandards und darin enthaltenen EMV-Spezifikationen zur Störemission, wie z. B. EN 50438 [14, 16–19].
- mit einer Anzahl Technischer Regeln nationaler Elektrizitätswirtschaftsverbände, wie zum Anschluss mit oder ohne Beurteilung von Netzrückwirkungen (z. B. [39, 47]).

Im regulatorischen Bereich erfährt die EN 50160 – wie z. B. in Österreich [40] – Anwendung als Basis einschlägiger Marktregeln.

Schließlich hat die EN 50160 – wie z. B. ebenfalls in Österreich – Eingang in die Allgemeinen Versorgungsbedingungen der Netzbetreiber gefunden, womit sie zum Vertragsbestandteil zwischen Netzbetreiber und Netzbenutzer hinsichtlich der Spannungsqualität wird und bindende Wirkung zwischen den Vertragspartnern entwickelt. Darüber hinaus ist die EN 50160 in Österreich mit Basis einer Produktdeklaration Elektrizität.

5.4.7 Mutation der EN 50160. Aktuelle Probleme und Ausblick

Den Intentionen der EC Anfang der 90er-Jahre entsprechend, wurde die EN 50160 in ihren ersten Versionen als beschreibende Norm einer Spannungsqualität, wie sie – mit definierten, hohen Wahrscheinlichkeiten der Zeit – an jeder Übergabestelle in Europa erwartbar ist, gestaltet.

Diese Norm kam in einigen Fällen von Versorgungsstörungen im Zuge hiezu von den Betroffenen angestrebter Verfahren als Entscheidungsbasis des Richters zum Einsatz.

Die zwischenzeitliche Entwicklung – mit Integration eines weiteren Stakeholders, der Regulatoren – hat zu einer deutlichen Veränderung ihres Status Richtung

regulatorisch handhabbarer Spezifikation geführt. Hierbei sind vor allem folgende Fragen Gegenstand der Diskussion

- Geltungsbereich dieser Norm, betreffend die „normalen Betriebsbedingungen“
- Erweiterung der behandelten Phänomene der Spannungsqualität und der betrachteten Spannungsebenen Richtung höherer Bereich
- Verknüpfung spezifizierter Werte mit – wie immer auch – geeignete(re)n Zeitwahrscheinlichkeiten
- pegelmäßige Behandlung des Restwahrscheinlichkeits-Bereichs

Wesentlich bei allen zur Diskussion stehenden Änderungen zur EN 50160 sind vor Allem folgende Themen zu nennen:

- Verfügbarkeit einer Kosten-Nutzen-Analyse je Änderungsvorhaben, um deren finanzielle Auswirkungen evaluieren und die Bereitschaft des – letztlich immer – kostentragenden Netzbienutzers zur Tragung allfällig erhöhter Kosten für die ihm gelieferte elektrische Energie abschätzen zu können
- Die Gestaltung der EN 50160 Anfang der 90er-Jahre hatte – entsprechend den diesbezüglichen Intentionen der EC – nichts mit einer Kompatibilität mit anderen Normen, insbesondere dem breiten Bereich der Produktnormung, zu tun. Letzteres ist zwischenzeitlich – nicht zuletzt bedingt durch juristische Fragen zur Haftung des Betriebsmittelherstellers im Funktionsstörungs- bzw. Schadenfalle – zum Thema geworden.
- Enge Grenzwertfestlegungen, verknüpft mit einer 100-%-Wahrscheinlichkeit der Nichteinhaltung, müssen als Gegensatz erscheinen, wobei das Verlangen nach 100 % generell nicht nur, aber gerade auch im Bereich der Technik, mit Vorsicht zu behandeln ist – will man nicht unrealistisch breite Toleranzen, die wiederum kaum mit den Produktnormen verträglich wären.
- Eine Verschärfung der Werteangaben in der EN 50160
 - dem Status nach (beschreibende Werte mit Randwerten) Richtung Anforderungen, in Übereinstimmung mit Produktstandards
 - den Detailparametern nach (z. B. Mittelungszeit, Grenzwerte)

ändert vorerst in keiner Weise etwas an der gegebenen Spannungsqualität. Verschärfungen zu den Messparametern stellen eine unverändert gegebene Spannungsqualität in ihrer Wirkung verschlechtert dar – ohne jede Änderung an Netz oder angeschlossenen Betriebsmitteln. Verschärfungen von Grenzwerten können eine Anhebung des Qualitätslevels bewirken, wobei die Frage,

- wo man die Ziel-Level im Hinblick auf die sehr heterogene PQ-Situation in den 31 CENELEC-Mitgliedsländern neu hinlegen sollte, offen ist
- ob solche Verschärfungen für die breite Masse der Netzkunden wünschenswert ist, mit Augenmaß zu behandeln sein wird.
- Es wird zweckmäßig sein, Entwicklungen in der Nutzung der Elektrizitätsnetze in entsprechenden Änderungen der EN 50160 zu berücksichtigen; dies betrifft vor Allem

- die Wirkung dezentraler Erzeuger auf die Versorgungsspannung in den Verteilernetzen
- die zunehmende Beaufschlagung der Netze mit Spannungskomponenten im Frequenzbereich 2–150 kHz
 - durch Signalisierungseinrichtungen der Netzbetreiber mit Nutzung des Frequenzbereiches 3–95 kHz (bzw. im Anwendungsbereich der Netzbetreiber des Frequenzbereiches 95–148,5 kHz) [13],
 - durch elektronische Betriebsmittel, die im Rahmen ihres Betriebs entsprechende Stromkomponenten als Störemission in das Netz einspeisen.
- Bei Neufestlegung von Anforderungen an die Netzspannung ist die im Vergleich zu 1994 deutlich geänderte Zahl und Struktur der CENELEC-Mitglieder (derzeit: 31) zu berücksichtigen. Dies insbesondere im Lichte einer zwar in vielen mitteleuropäischen Ländern, gemessen an den Randwerten der EN 50160, besser vorliegenden Spannungsqualität, aber auch der in manchen Ländern zur Erreichung dieser Spannungsqualität noch gegebenen Entwicklungserfordernisse.

Ganz wesentlich wird für den weiteren Weg der EN 50160 eine Entscheidung zu treffen sein, wo man sich mit dem Status dieser technischen Norm – nach den bereits eingangs angezogenen Entwicklungen ab deren Erstausgabe 1994 – künftig tatsächlich hinlegen will; die betreffenden Antipoden sind:

- „Hüllkurveneigenschaft“ der EN 50160 – also beschreibende Norm mit Abdeckung aller Übergabestellen in Europa laut ursprünglichem Auftrag – oder
- Anforderungsprofil mit Grenzwerten – mit allenfalls pönalisierendem Hintergrund

Der zur Förderung des Verständnisses und möglichst zur Unterstützung ihrer korrekten Anwendung erstmals 2003 publizierte Application Guide TR 50422 [43] wird angesichts der wesentlichen in der Zwischenzeit erfolgten Änderungen und der laufenden Diskussionen zu einer Neugestaltung der EN überarbeitet und soll 2012 in 2. Version fertig gestellt werden.

5.4.8 Monitoring und Statistik: Praxis und Probleme

Messungen zur Erfassung der Qualität der Versorgungsspannung werden von den Netzbetreibern in Fällen aufgetretener Probleme oder aber auch routinemäßig, als Basis von Entscheidungen zu Instandhaltung und Wartung, durchgeführt. In zahlreichen Ländern wurden und werden von Netzbetreibern oder im Rahmen von deren Interessenvertretungen betreffende Messkampagnen durchgeführt, deren Ergebnisse auch in Reports der Eurelectric [21, 22] eingeflossen sind. Der diesbezügliche Eurelectric-Report aus dem Jahre 2002 gibt einen Überblick über einschlägige Messungen in insgesamt 11 europäischen Ländern, beginnend ab dem Jahr 1979.

In gleicher Weise – nämlich mit unterschiedlicher Handhabung hinsichtlich der drei Spannungsebenen, werden seit 1995 PQ-Messungen von europäischen Regulatoren bzw. unter deren Aufsicht durchgeführt [6]. Der 4. Benchmarking-Bericht

zur Versorgungsqualität, vom Dezember 2008, führt betreffende Messungen in 11 Ländern an.

Es ist zu erwarten, dass die PQ-Messung durch nationale Regulatoren oder unter Kontrolle derselben in Zukunft eine Ausweitung erfährt.

Anhand der aktuell gegebenen Situation sind dazu folgende offenen Fragen festzuhalten:

- Die derzeitigen direkt oder indirekt von Regulatoren vorgenommenen Messungen decken in den betreffenden Ländern
 - die – einschließlich EHV²⁶ – vier Spannungsebenen
 - die Merkmale der Spannungsqualität nach EN 50160

in sehr unterschiedlicher Weise ab.

Während z. B. in Griechenland alle Merkmale erfasst werden, allerdings nur in der Niederspannung, und in gleicher Weise in der Tschechischen Republik die Erfassung aller Merkmale allein in der Hochspannung ausgewiesen werden, werden in den anderen Ländern einzelne Merkmale zur Erfassung in einzelnen Spannungsebenen herausgegriffen. Zur Sicherung auch der Vergleichbarkeit so gewonnener Ergebnisse bedürfte es einer harmonisierten Grundlage für die Durchführung solcher PQ-Messungen – hinsichtlich Spannungsebenen, erfassten Merkmalen, Parametern für deren Erfassung und Auswertung der gewonnenen Daten.

- Es gibt unterschiedlich praktizierte Konstruktionen für die Kostentragung zum Aufwand für betreffende Messungen. Betreffende Lösungen sollten jedenfalls bereits getätigte Aufwände der Netzbetreiber für eigene Messungen berücksichtigen.
- Wie auch bei der Versorgungszuverlässigkeit sollte vorab – also vor Verursachung und Beginn einer extensiven Auswertung so großer Datenmengen umfassend klarliegen, welche Ziele konkret mit deren Erhebung, Auswertung und Veröffentlichung verfolgt werden.

5.5 Commercial quality (CQ)

CQ betrifft die Qualität der Dienstleistungsbeziehung zwischen Elektrizitätsunternehmen und Kunden. Dies betrifft

- in einem entbündelten Markt auf der Versorgerseite sowohl den Erzeuger als auch Übertrager und Verteiler der elektrischen Energie
- neben der grundsätzlichen Schaffung eines Vertragsverhältnisses mit dem Kunden alle damit einhergehenden und daraus resultierenden Vorgänge – beispielsweise Information über Tarife, insgesamt angebotene Dienstleistungen, Spektrum der Aufbringung der gelieferten elektrischen Energie, Zählerinstallation, Verbrauch, (Übersichtlichkeit der) Abrechnung, Zahlungsmodalitäten, Behandlung von

²⁶ Extra High Voltage

Störungsmeldungen und Beschwerdemanagement; zu Letzterem nennt CEER Geschwindigkeit bei der Behandlung von Kundenanfragen bzw. –beschwerden und Störungsmeldungen sowie das Eingehen auf die vom Netzbenutzer artikulierten Probleme als die wesentlichen Elemente [6].

In diesem weiträumigen Bereich spielen aktuell laufende Diskussionen zu einer Einführung von Smart-Metering-Systemen – auch im Vorfeld der Realisierung von Smart Grids – unbesehen noch offener Fragen des Datenschutzes sowie der Kostentragung für die Realisierung dieser von der EC via Richtlinien [11, 12] gewünschten Systeme u. A. zur Steigerung der Energieeffizienz – eine zunehmende Rolle.

Nicht unwesentlich ist auch auf gewisse Querbeziehungen zwischen CQ und CoS sowie PQ zu erwähnen (Abb. 5.1); Querbeziehungen, deren Wirkung den Zufriedenheitsgrad des Kunden mit der ihm gebotenen Dienstleistung wesentlich mitbestimmen.

5.6 Entwicklung der QoS-Wahrnehmung. Rückblick und Ausblick

Die Wahrnehmung der QoS betrifft nicht allein den klassischen Kunden eines Elektrizitätsunternehmens, also jene, die elektrische Betriebsmittel an das Elektrizitätsnetz als „Verbraucher“ anschließen. Will man diese Wahrnehmung – jedenfalls für die heutige Zeit – umfassend behandeln, sind sämtliche der in Abschn. 5.1.5 angesprochenen Player zu betrachten, welche ihre Ziele mit der gebotenen Dienstleistung aus ihrer Sicht in Relation setzen und diese Ziele jeweils dem aktuellen Entwicklungsstand entsprechend anpassen oder neu gestalten. In diesem Sinne stellt QoS auch bei gleichbleibendem Level eine zeitveränderliche Größe dar.

Vom Netzbetreiber ist zur Entwicklung der QoS neben

- Legistik, Regulierung und Normung
- der Entwicklung der Gerätetechnologie – hinsichtlich „Elektronifizierung“ und damit auch frequenzmäßiger veränderter Nutzung der Elektrizitätsnetze
- den Gebrauchsgewohnheiten durch die Kunden und dem durch Summierung der Netzzrückwirkungen in Betrieb befindlicher Betriebsmittel gleichen technischen Aufbaus resultierenden Überlagerungseffekt
- den spannungsanhebenden Einflüssen dezentraler Erzeugungsanlagen

auch der Wahrnehmung durch den Netzbenutzer Augenmerk zu schenken. Diese Wahrnehmung hat sich vom Anbeginn der Elektrizitätsversorgung im letzten Quartal des 19. Jahrhunderts – Hand in Hand mit dem zunehmenden Eingang der Anwendung elektrischer Energie in alle Bereiche menschlichen Lebens und der Wirtschaft – in den rund 130 Jahren drastisch verändert.

Waren vorerst elektrisches Licht und die eine oder andere (Lokal-)Bahn sowie Anfänge der Telefonie sichtbare Zeichen eines vorerst nur Wenigen vorbehaltenen

Komforts einer neuen Gesellschaft, so brachte der Eingang von elektrischen Maschinen in die produzierende Industrie einen wesentlichen Schritt in dem vorerst von der Dampfmaschine geprägten Industriezeitalter.

Wie heute noch in großen Teilen des Erdballs, war hinsichtlich Stroms – abseits von jeglicher Qualitätsbetrachtung – die Frage einzig die, ob es „Strom gibt“ oder nicht. Elektrizität wurde als Komfort schlechthin gesehen, der erst im folgenden Jahrhundert breiteren Bevölkerungsschichten für die Unterstützung ihrer Lebensbedürfnisse verfügbar wurde und zunehmend Eingang in das Wirtschaftsleben fand; eine Entwicklung, die schließlich in eine fast totale Durchdringung aller Bereiche menschlichen Lebens mündete. Damit mutierte die Wahrnehmung des einfachsten Merkmals einer Versorgungsqualität – die mehr oder minder kontinuierliche Verfügbarkeit der elektrischen Energie – Von der Kenntnisnahme von einer mehr oder minder lang dauernden Versorgungsunterbrechung oder dem Stillstehen von Maschinen hin zur Erwartung einer möglichst unterbrechungsfreien Versorgung, verbunden mit Ersatzansprüchen für Produktionsausfälle etc.

Eine zusätzliche Stufe in der Elektrizitätsanwendung und in der Wahrnehmung der Elektrizitätsversorgung brachte der Einzug der Elektronik in die Gerätetechnik; über die damit gegebene Möglichkeit zur Realisierung von zuvor nicht machbaren Funktionen hat sich die Integration von Elektronik – auch ohne die vorerwähnte Begründung – zu einer Art Statussymbol für moderne Betriebsmittel entwickelt.

Mit dieser Stufe, zu welcher heute ein Durchdringungsgrad mit Elektronik in der Größenordnung von 90 % in Rede ist, waren und sind weiter zunehmend zwei Entwicklungen verbunden:

- Emission von Störkomponenten in das Elektrizitätsnetz, welche die vorhandene Spannungsqualität belasten und sich in Zusammenwirken mit den Störemissionen anderer Betriebsmittel auf die Geräte und Anlagen anderer Netzbenutzer auswirken
- Erhöhte Empfindlichkeit der elektronischen Betriebsmittel gegenüber Abweichungen der Spannungsqualität von Nennwerten ihrer Merkmale.

Dies führte zu einer in den letzten 20–30 Jahren stetig steigenden Sensibilität der Netzbenutzer auf eine – neben weitgehender Unterbrechungsfreiheit – hochqualitative Versorgungsspannung, also auf eine Spannungsqualität, die in den für die friktionsfreie Betriebsmittelfunktion relevanten Phänomenen einen hohen Level bietet.

5.7 Zusammenfassung

Wie zuvor gesagt, befinden wir uns in einer Phase weiter steigender Erwartung an eine hochqualitative, unterbrechungsfreie Elektrizitätsversorgung. Mittlerweile kann ein entsprechender Level auch als wesentliches Kriterium für die Standortwahl von Betrieben gesehen werden.

Unbesehen der mit einschlägiger Datensammlung zu CoS und PQ/VQ erzielbaren Aufschlüsse und zugleich gegebenen Probleme einer Vergleichbarkeit erscheint jedoch öffentliche Information über (netz-)technisch trivial bedingte und nicht einfach verrückbare Qualitätsunterschiede – z. B. bei Betrachtung von urbanen und ruralen Gebieten – mit Augenmaß hinsichtlich ihrer Wirkung zu prüfen bzw. ebenso sensibel zu behandeln wie Vergleiche zwischen den Ergebnissen von Ländern mit unterschiedlichen Umfeldbedingungen, wie z. B. Klima, Historie der Netzentwicklung.

Die Frage einer allfälligen Belassung von Freiräumen einschlägiger Normung – nicht zuletzt auch als technische Unterfütterung betreffender Legistik – angesichts vorhandener Unterschiede in den Umfeldbedingungen der Adressatenländer erscheint vorerst logisch zu bejahen. Solche Freiräume sind allerdings im Hinblick auf möglichst einheitliche Produktionsbedingungen für die Hersteller elektrischer Betriebsmittel ebenso wie auf die Sicherung eines fairen Wettbewerbs – für Hersteller wie für Netzbetreiber – kritisch zu prüfen und mit Bedacht zu behandeln.

Insgesamt misst der Netzbenutzer von heute neben der Kostensituation der Versorgungsqualität höchste Priorität zu. In diesem Lichte sowie angesichts der einschlägigen Bestrebungen der Regulatoren wird seitens aller Stakeholder Augenmaß erforderlich sein, um mit einer ausgewogenen Normung Verträglichkeit der elektrischen Betriebsmittel untereinander wie mit den neuen technischen wie organisatorischen Anforderungen unterliegenden Elektrizitätsnetzen zu sichern.

Literatur

1. Beschluss 93/465/EWG des Rates über die in den technischen Harmonisierungsrichtlinien zu verwendenden Module für die verschiedenen Phasen der Konformitätsbewertungsverfahren und die Regeln für die Anbringung und Verwendung der CE-Konformitätskennzeichnung (Modul-Beschluss), vom 22. Juli 1993
2. Bliem: Diskussionspapier „Ein makroökonomischer Bewertungsansatz zu den Kosten eines Stromausfalls im österreichischen Versorgungsnetz“, Institut für Höhere Studien Kärnten (IHSK), 2/20005
3. Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz: Distribution – Code Schweiz, 2009
4. Brauner, G.: „Zuverlässigkeit und Sicherheit in der Energieversorgung“, e&i 5(2003), S. 133–127
5. CEER: 3rd Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply, 12/05
6. CEER: 4th Benchmarking Report on the Quality of Electricity Supply, 12/08
7. CENELEC EN 50160:2010 Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen
8. CENELEC EN 61000-4-30 Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-30: Testing and measurement techniques – Power quality measurement methods (IEC 61000-4-30:2008)
9. CENELEC HD 472S1:1989+ Corrigendum 2003 Nennspannungen für öffentliche Niederspannungsstromverteilungssysteme
10. CENELEC TR 50555:2010 Interruption indexes
11. Directive 2006/32/EC of the European Parliament and of the Council of 5 April 2006 on energy end-use efficiency and energy services and repealing Council Directive 93/76/EEC
12. Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC

13. EN 50065-1:2001 Signalübertragung auf elektrischen Niederspannungsnetzen im Frequenzbereich 3 kHz bis 148,5 kHz. Teil 1: Allgemeine Anforderungen, Frequenzbänder und elektromagnetische Störungen (1. Ausgabe: 1991)
14. EN 50438:2007 Requirements for the connection of micro-generators in parallel with public low-voltage distribution networks
15. EN 61000-2-2:2002 Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV). Umgebungsbedingungen. Verträglichkeitspegel für niederfrequente leitungsgeführte Störgrößen und Signalübertragung in öffentlichen Niederspannungsnetzen
16. EN 61000-6-1:2001 Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) – Teil 6-1: Fachgrundnormen – Störfestigkeit für Wohnbereich, Geschäfts- und Gewerbebereiche sowie Kleinbetriebe
17. EN 61000-6-2:2001 Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) – Teil 6-2: Fachgrundnormen – Störfestigkeit für Industriebereich
18. EN 61000-6-3:2001 Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) – Teil 6-3: Fachgrundnormen – Fachgrundnorm: Störaussendung für Wohnbereich, Geschäfts- und Gewerbebereiche sowie Kleinbetriebe
19. EN 61000-6-4 2001: Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) – Teil 6-4: Fachgrundnormen – Fachgrundnorm Störaussendung für Industriebereich
20. Entscheidung Nr. 1229/2003/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über Leitlinien für die Gemeinschaftspolitik über die transeuropäischen Netze im Energiebereich
21. Eurelectric-Report „Power Quality in European Electricity Supply Net-works“, February 2002
22. Eurelectric-Report „Power Quality in European Electricity Supply Net-works“, 2nd edition, November 2003
23. Glavitsch: Gutachten „Einfluss der Liberalisierung auf die Versorgungssicherheit in den Stromnetzen bzw. Regelungserfordernisse durch die Behörden“, 3/04
24. IEC 60038 ed 7.0:2009 Standard voltages
25. IEC 60050 International Electrotechnical Vocabulary: Chapter 161: Electromagnetic compatibility
26. IEC TR 60725 ed2.0:2005 Consideration of reference impedances and public supply network impedances for use in determining disturbance characteristics of electrical equipment having a rated current = < 75 A per phase
27. IEC/TR2 60868 (1986-09): “Flickermeter – Functional and design specifications” +IEC/TR2 60868-am1 (1990-06), IEC/TR2 60868-0 (1991-05) “Flickermeter – Part 0: Evaluation of flicker severity”/EN 60868-0:1993 Flickermeter. Beurteilung der Flickerstär
28. IEC/TR 61000-2-8 (2002-11) Ed. 1.0 Electromagnetic compatibility (EMC)—Part 2-4: Environment – Voltage dips and short interruptions on public electric power supply systems with statistical measurement results
29. IEC/TR 62510 ed1.0:2008 Standardising the characteristics of electricity
30. IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices: 2003 (Revisionsfassung des Standards von 1998)
31. Richtlinie 85/374/EWG des Rates vom 25. Juli 1985 zur Angleichung der Rechts- und Verwaltungsvorschriften der Mitgliedstaaten über die Haftung für fehlerhafte Produkte
32. Richtlinie 93/68/EWG des Rates vom 22. Juli 1993 zur Änderung der Richtlinien 87/404/EWG, 88/378/EWG, 89/106/EWG, 89/336/EWG, 89/392/EWG, 89/686/EWG, 90/384/EWG, 90/385/EWG, 90/396/EWG, 91/263/EWG, 92/42/EWG und 73/23/EWG
33. Richtlinie 2001/95/EG Allgemeine Produktsicherheit. Anwendung von Normen im Rahmen der CE-Kennzeichnung
34. Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt (mittlerweile ersetzt durch Richtlinie 2009/72/EC [5.12])
35. Richtlinie 2004/108/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 15. Dezember 2004 zur Angleichung der Rechtsvorschriften der Mitgliedstaaten über die elektromagnetische Verträglichkeit und zur Aufhebung der Richtlinie 89/336/EWG
36. Richtlinie 2005/89/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Januar 2006, Maßnahmen zur Gewährleistung der Sicherheit der Elektrizitätsversorgung und von Infrastrukturinvestitionen

37. Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG
38. Studie „Die volkswirtschaftliche Bedeutung einer gesicherten Stromversorgung am Wirtschaftsstandort Österreich“, Industriewissenschaftliches Institut, Wien, 2004
39. Technische Regeln für die Beurteilung von Netzrückwirkungen (DACHCZ), 2007
40. Technische und Organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR), Teil D Besondere technische Regeln, Hauptabschnitt D2 Richtlinie für die Beurteilung von Netzrückwirkungen, 2006
41. The Norwegian directive on quality of supply, The Norwegian Water Resources and Energy Directorate, 2005, ISSN: 1501–2840
42. Tonfrequenz – Rundsteuerung, Empfehlung zur Vermeidung unzulässiger Rückwirkungen, VEÖ/VSE/VDN, 1997
43. TR 50422:2003 Guide for the application of the European Standard EN 50160 + Corrigendum 2005
44. UCTE Operation Handbook (OH), 2004-10
45. UNIPED DISNORM 12, “Definitions of the Physical Characteristics of Electrical Energy Supplied by Low and Medium Voltage Public Systems”, September 1989
46. Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel, geändert durch die Verordnung (EG) Nr. 1223/2004 des Rates
47. Werkvorschriften der Netzbetreiber, Schweiz, 2009/10

Kapitel 6

Netzplanung und Netzberechnung

Das elektrische Energieversorgungsnetz ist das tragende Element der elektrischen Energieverteilung vom Kraftwerk zum Verbraucher. Öffentliche und industrielle Energieversorgungsnetze und elektrische Anlagen in Kraftwerken müssen eine hohe Verfügbarkeit besitzen. Die gründliche Planung ist allein aus wirtschaftlichen Aspekten unumgänglich, da eine Versorgungsunterbrechung hohe Folgekosten nach sich ziehen kann. Die vorausschauende Planung für Investitionen elektrischer Anlagen und Einrichtungen reicht bis zu zwei Jahrzehnte weit. Für diesen Zeitraum sind die grundsätzlich erforderlichen Investitionen und Maßnahmen zu ermitteln. Einzelheiten in der Ausführung und im zeitlichen Ablauf brauchen dabei noch nicht festgelegt werden. Daher haben Planungsaufgaben für elektrische Netze bei Energieversorgungsunternehmen, bei Industriebetrieben sowie bei öffentlichen Einrichtungen einen hohen Stellenwert.

Dabei müssen sich öffentliche und industrielle Netzbetreiber zunehmend mit neuen Herausforderungen befassen. Steigende Primärenergiekosten aber auch die dezentrale Einspeisung von Kleinstkraftwerken führen zu einem geänderten Lastverhalten. Demgegenüber steht eine geänderte Kraftwerksstruktur auf Grund der vermehrten Einspeisung elektrischer Energie aus erneuerbaren Energien, wie zum Beispiel Windenergieeinspeisung und Fotovoltaikanlagen. Diese geänderte Verbraucher- und Erzeugerstruktur führen zu geänderten Anforderungen an die Netzstruktur. Diese geänderte Netzstruktur kann vielfach nur durch Investitionen in neue, zum Teil auch in höchst innovative Betriebsmittel realisiert werden. Hierfür sind zum Teil erhebliche finanzielle Mittel langfristig zu binden.

Eine systematische Planung hilft, die notwendigen Investitionen abzusichern und die Energieversorgung auch unter erschwerten Bedingungen und bei neuen Anforderungen zuverlässig, sicher und wirtschaftlich zu erhalten. Die Planung darf sich dabei nicht auf in sich optimierte Einzellösungen beschränken, sondern sie muss die bestmögliche Gesamtlösung – unter Berücksichtigung des Bestandes an Betriebsmitteln und Einrichtungen – für ein Netz oder für ein Versorgungsgebiet finden. Das planmäßige Variieren der Möglichkeiten durch Überlegung mindert die Risiken und den Aufwand bei der Verwirklichung solcher Systeme, Anlagen und Einrichtungen. Denn Ziel der Planung elektrischer Netze bleibt die möglichst optimale Entwicklung und Realisierung eines Energieversorgungssystems.

Die Netzplanung eines elektrischen Energieversorgungsunternehmens erfordert systematisches Vorgehen, da es sich um eine komplexe Aufgabe mit mannigfaltigen Varianten einer möglichen Realisierung handelt. Um Präferenzen für einzelne Lösungsvorschläge zu finden, bedarf es der Vorgabe klar definierter Ziele. Diese Vorgabe stellt eine der Hauptschwierigkeiten bei der Netzplanung dar, weil die Ziele des Netzbetriebs und der Netzplanung stark voneinander abweichen können. Die zweite Herausforderung liegt in der Datenbeschaffung. Denn in den allermeisten Fällen handelt es sich bei der Planung elektrischer Netze nicht um die Planung auf der „grünen Wiese“, sondern ein vorhandenes Netz stellt den Ausgangspunkt der Planungen dar. Somit sind in einem ersten Schritt die Daten dieser zum Teil seit Jahren und Jahrzehnten in Betrieb befindlichen Betriebsmittel zu beschaffen oder falls nicht möglich, entsprechend anzunehmen. Bei der Netzplanung werden vorrangig Netzberechnungsprogramme angewendet, um die Netzdaten aufzunehmen und bei Bedarf in einem geografischen Netzplan oder auch als Single-Line-Diagramm darzustellen. Eine erste Konzeptanalyse zeigt mögliche Grenzen des vorhandenen Systems auf, z. B. das Erreichen der zulässigen Auslastung von Betriebsmitteln, das Erreichen der Kurzschlussfestigkeit der Anlagen und Betriebsmittel, unzureichende Versorgungsstruktur für zukünftige Aufgaben, etc. In Abschn. 6.1 werden wichtige Berechnungsmethoden zur Konzeptanalyse vorgestellt. Darüber hinaus gibt es für spezielle Anforderungen eine Reihe weiterer Untersuchungen. Die Bewertung unterschiedlicher Varianten ist eine der wesentlichen Aufgaben der Netzplanung. Alle Varianten müssen die definierten technischen Ziele erfüllen, so dass keine Variante aus technischen Gründen auszuschließen ist. Zur Konzeptbewertung der Varianten gehört selbstverständlich auch die wirtschaftliche Beurteilung. Die Jahreskosten bzw. die Barwerte einer Lösungsvariante sind zu bestimmen. Dabei können auch Verlustkosten mit in die Berechnungen einfließen. Beurteilungskriterien für den Gesamtvergleich können dabei z. B. einfache Planung und Projektierung, einfacher Betrieb, Flexibilität der Netzgestaltung und geringer Grundstücksbedarf sein. Eine Punktbewertung der Erfüllung für die einzelnen Varianten, gegebenenfalls mit einer Gewichtung, ermöglicht den technischen Vergleich anhand einer Gesamtpunktzahl. Der endgültige technisch-wirtschaftliche Vergleich bleibt den Entscheidungsträgern vorbehalten.

Im nächsten Abschnitt werden wesentliche Planungsmethoden zur Konzeptanalyse vorgestellt. An Beispielen von ausgeführten Planungsaufgaben werden Planungsschritte und Rechenverfahren näher beschrieben.

6.1 Berechnungen zur Konzeptanalyse

In den folgenden Abschnitten werden die unterschiedlichen Berechnungen im Rahmen einer Netzplanung vorgestellt. Die Ergebnisse sämtlicher Berechnungen müssen bei der Findung einer optimalen Lösung für eine Planungsaufgabe berücksichtigt werden, wobei für die Planungsaufgabe nicht alle aufgeführten Berechnungen relevant sein müssen.

6.1.1 Lastflussberechnungen

Für die Analyse und Planung elektrischer Netze ist die stationäre Lastflussberechnung eine grundlegende Aufgabe. Lastflussberechnungen können sowohl als Entscheidungshilfen beim Betrieb, als auch zur Planung bei Erweiterung oder allgemein Änderung eines vorhandenen Netzes herangezogen werden. Der Lastfluss kennzeichnet einen bestimmten Betriebszustand eines elektrischen Energieversorgungsnetzes. Dabei können unter Anderem folgende Werte ermittelt werden:

- Auslastung der Betriebsmittel (Freileitungen, Kabel, Transformatoren usw.)
- Verluste des untersuchten Netzes und der einzelnen Betriebsmittel
- Spannungshaltung im Netz, Blindleistungshaushalt
- Spannungsfälle auf den Leitungen
- Kraftwerkseinsatz zur Deckung der Lasten

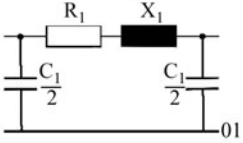
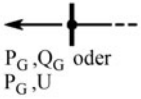
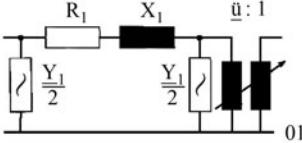
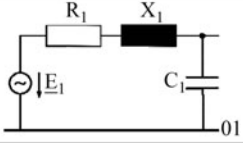
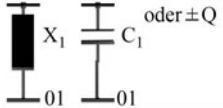
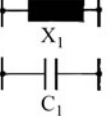
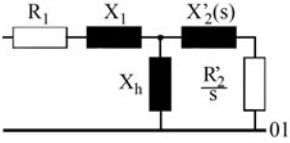
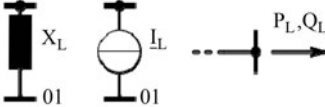
Durch Berechnung verschiedener Varianten kann das Verhalten des Netzes bei unterschiedlichem Einsatz von Betriebsmitteln untersucht werden. Neben Berechnungen für den Normalbetrieb werden auch Berechnungen für den Ausfall einzelner Betriebsmittel durchgeführt, um die Reservehaltung bzw. die Einhaltung des $n-1$ -Kriteriums zu überprüfen. Es müssen sowohl Hochlast-, als auch Niedriglastszenarien berücksichtigt werden.

Im Rahmen der Spannungshaltung bzw. Blindleistungsuntersuchung wird der Stufenschalter der Transformatoren unter Berücksichtigung der Blindleistungsgrenzen der Generatoren ausgelegt. Eventuell muss der Einsatz von Kompensationsmitteln zur Spannungshaltung vorgesehen werden.

Für die Lastflussberechnung in einem Drehstromnetz setzt man im Allgemeinen symmetrischen Aufbau und Betrieb voraus, so dass eine einpolige Nachbildung möglich ist. Es handelt sich um stationäre Berechnungen mit einer konstanten Frequenz, der Netzfrequenz. Eine Berechnung mit komplexen Größen ist erforderlich. Die Algorithmen zur Lastflussberechnung, bzw. der Aufbau der Knotenpunkt-Admittanzmatrix und die Berechnung nach Newton-Raphson werden ausführlich in Band 1, Abschn. 9.6 dargestellt.

Die Nachbildung der Betriebsmittel (siehe dazu Band 1, Kap. 4 bis 8) spielt bei allen Netzberechnungen eine der wichtigsten Rollen, da die Qualität der Ergebnisse stark von der Güte der Nachbildung abhängt. Dabei wird unter guter Nachbildung eine dem Problem angepasste Nachbildung verstanden. Tabelle 6.1 zeigt die Nachbildung der Betriebsmittel für die Lastflussberechnung. Die Betriebsmittel werden durch ohmsche, induktive und kapazitive Ersatzschaltungen nachgebildet und je nach Anforderung durch konstante oder geregelte Strom- oder Spannungsquellen ergänzt. Schaltanlagen einschließlich der Schaltgeräte werden im Allgemeinen als konzentrierte Knoten betrachtet. Ihre Ersatzgrößen, wie Induktivitäten und Kapazitäten sind gegenüber den übrigen Betriebsmitteln vernachlässigbar [18]. Eine wesentliche Rolle spielt die Nachbildung der Lasten. Sie können durch konstante oder spannungsabhängige Größen (Impedanzen, Ströme, Leistungen) nachgebildet werden oder als Mischung aus diesen, siehe auch Band 1, Abschn. 7.2.

Tab. 6.1 Nachbildung der Betriebsmittel für die Lastflussberechnung

Betriebsmittel	Nachbildung	Bemerkung
Freileitung oder Kabel		Bemessungsstrom, siehe Abschn. 6.1.4
Synchron-generator		Berücksichtigung des Generator-Leistungsdiagramms
Transformator		Y1 aus Leerlaufstrom und Leerlaufverlusten, Stufenstellbereich und Spannungsregelung sind zu berücksichtigen.
Ersatznetz		Betriebsspannung, Max. und minimal zulässige Spannung; Slack
Querdrosseln, -kondensatoren		
Kurzschlussdrosseln, Serienkondensatoren		
Motor		Alternativ PQ-Last
Last		Last als konstante Impedanz, konstanter Strom, konstante Leistung oder Kombination

6.1.2 Kurzschlussstromberechnungen

Um die Gefährdung von Personen, Schäden an Betriebsmitteln oder Betriebsstörungen zu vermeiden, müssen die Betriebsmittel so ausgelegt werden, dass sie den mechanischen, dynamischen und thermischen Beanspruchungen bei einem

Kurzschluss standhalten. Mit Hilfe der Kurzschlussstromberechnung werden die Beanspruchungen der elektrischen Anlagen und Betriebsmittel bei Netzkurzschlüssen bestimmt. Bei Gewährleistung der Anlagensicherheit darf aber auch die Wirtschaftlichkeit nicht vernachlässigt werden. Weiterhin werden sowohl die minimalen als auch die maximalen Kurzschlussströme für die Parametrierung des Netzschutzes benötigt. Dabei sind alle technisch und betrieblich relevanten Betriebspunkte des elektrischen Netzes zu berücksichtigen [6].

Die theoretischen Grundlagen der Kurzschlussstromberechnung werden in Band 1, Abschn. 9.2 und Abschn. 9.3 dargestellt. Die Berechnung der Kurzschlussströme muss normgerecht durchgeführt werden, z. B. nach DIN EN 60909-0 (VDE 0102):2002-7, welche seit 2002 gilt. Die Norm beinhaltet ein einheitliches Näherungsverfahren zur Berechnung der Kurzschlussströme, welches einen sicheren Standard bei geringem Aufwand für die Beschaffung der Netzdaten garantieren soll. Die Betriebsmittel der Lastflussberechnung werden für die Kurzschlussstromberechnung angepasst, wie Tab. 6.2 zeigt.

Neu an der Norm DIN EN 60909-0 ist die Berücksichtigung von Betriebsgrößen in den Betriebsmittelmodellen, welches vormals nicht der Fall war. Vorher konnten sämtliche Betriebsmittelmodelle mit Hilfe von Herstellerangaben berechnet werden.

In den meisten Fällen findet das Verfahren der Ersatzspannungsquelle an der Kurzschlussstelle Anwendung, in besonderen Fällen das Überlagerungsverfahren, welches genauere Werte bei Verwendung der Betriebsbedingungen der Betriebsmitteldaten liefert [9]. Berechnet werden die für die Dimensionierung wichtigen Größen Stoßkurzschlussstrom i_p , in der Regel nach der Methode der Ersatzfrequenz, Ausschaltwechselstrom I_b und thermisch wirksamer Kurzzeitstrom I_{th} . Die normgerechte Berechnung der Ströme i_p , I_b und I_{th} wird in Band 1, Abschn. 12.1 erläutert.

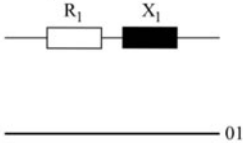
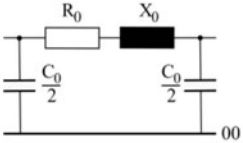
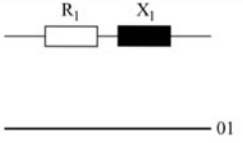
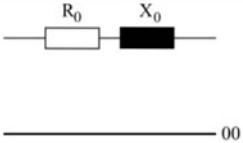
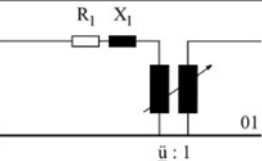
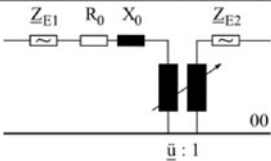
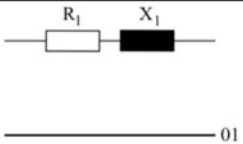
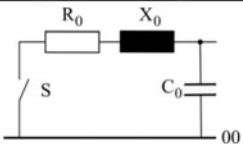
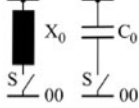
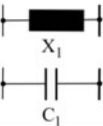
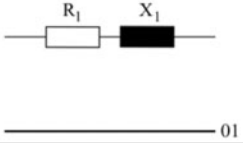
Bei Bedarf müssen außer den Strömen und Spannungen der Außenleiter auch die Komponentenwerte im Mit-, Gegen- und Nullsystem bestimmt werden.

Die Berechnung der maximalen Kurzschlussströme erfordert das Aufzeigen von Abhilfemaßnahmen für den Fall, dass die Kurzschlussströme die Anlagenfestigkeit überschreiten. Begrenzungsmaßnahmen werden in Band 1, Abschn. 9.2.4 behandelt. Es werden Planungsmaßnahmen, welche Einfluss auf die Betriebsmitteldaten nehmen, und betriebliche Maßnahmen, welche die Kurzschlussströme auf Grund der Betriebsweise des Netzes begrenzen, aufgeführt.

6.1.3 Überstromschutz

Um die Auswirkungen von Störungen in elektrischen Anlagen auf möglichst kleine Netzteile zu begrenzen und die Fehlerdauer möglichst kurz zu halten, werden selektiv gestaffelte Schutzorgane eingesetzt. Sie ermöglichen eine ausreichend sichere Versorgung ohne aufwändige Redundanz. Selektivität bedeutet, dass im Fehlerfall nur die dem Fehlerort am nächsten gelegene Überstromschutzeinrichtung den Strom unterbricht und vorgeordnete Schutzeinrichtungen nicht auslösen. Die

Tab. 6.2 Nachbildung der Betriebsmittel im Mit- und Nullsystem für die Kurzschlussstromberechnung

Betriebsmittel	Mitsystem	Nullsystem
Freileitung oder Kabel		 Bei niederohmiger Sternpunkt- erdung können die Kapazitäten vernachlässigt werden
Synchron- generator		 Im Allgemeinen nicht wirksam, da Sternpunkt Generator offen
Transformator		 Abhängig von Schaltgruppe und Sternpunktbehandlung
Ersatznetz		 Je nach Sternpunktbehandlung sind die Impedanzen und/ oder Kapazitäten nicht wirksam
Querdrosseln, -kondensatoren	entfällt	
Kurzschluss- drosseln, Serien- kondensatoren		Entfällt
Motor		entfällt

grundsätzliche Wirkungsweise wird in Band 1, Abschn. 14.2.3 aufgezeigt. In der Praxis wird zwischen Strom- und Zeitselektivität unterschieden. Stromselektivität wird bei unterschiedlichen Kurzschlussstromniveaus mit Hilfe unterschiedlicher Ansprechwerte, Zeitselektivität durch eine einstellbare Verzögerung des vorgeordneten Schaltgerätes gegenüber nachgeordneten Schaltgeräten erreicht. Zum Nachweis der Selektivität werden Selektivitätsdiagramme angefertigt. Selektivität wird erreicht, wenn sich die Strom-/Zeitkennlinien zweier Schaltgeräte für den relevanten Kurzschlussstrombereich nicht berühren oder schneiden. Um die Selektivität sicherzustellen, müssen die Auslösekennlinien der Schutzorgane (Sicherung, Leistungsschalter mit thermischen und magnetischen Auslösern, Relais) aufeinander abgestimmt werden. Der Abstand der Kennlinien sollte mindestens 150 ms betragen. Neben einem ausreichenden Abstand der Strom-Zeit-Kennlinien untereinander sind noch eine Reihe von Randbedingungen zu beachten. Wichtig ist, dass Betriebsströme bis hin zu den Bemessungsströmen der Betriebsmittel nicht als Fehler erkannt werden. Aber auch der Anlauf von Asynchronmotoren in Industrienetzen muss wegen der großen Anlaufströme über eine Zeitverzögerung im Sekundenbereich gewährleistet werden. Das Gleiche gilt für die Einschaltströme (Inrush) von Transformatoren.

In umfangreichen Versorgungsnetzen ergibt sich daraus eine Vielzahl von Lösungsmöglichkeiten, die durch den Einsatz entsprechender Rechenprogramme innerhalb kürzester Zeit überprüft werden können. Dadurch werden schnell optimale Lösungen gefunden.

Abbildung 6.1 zeigt einen Ausschnitt aus einem Industrienetz, in welcher die verschiedensten Schutzgeräte mit ihren Einstellwerten dargestellt sind. Die Kennlinien sind auf Grund der Toleranzen als Flächen dargestellt. Darüber hinaus ist der Bemessungsstrom des Transformators eingezeichnet, den der Schutz nicht als Fehler erkennen darf.

6.1.4 Thermische Belastbarkeit von Kabeln

Die Impedanzen von Kabeln und Leitungen, wie sie für die Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen benötigt werden, sind abhängig vom Typ und vom Querschnitt des jeweiligen Kabels, aber auch von den Erdungsverhältnissen des Kabelmantels. Die Bemessungsströme der Kabel bzw. die Umrechnungsfaktoren bei abweichenden Betriebsbedingungen sind den Kabelvorschriften DIN VDE 0276 Teil 6xx, DIN VDE 0276 Teil 1000, DIN VDE 0271 und DIN VDE 0298-4 zu entnehmen [2]. So sind in der Norm für in Erde gelegte Kabel die Bemessungswerte der Belastbarkeit für einen spezifischen Erdbodenwiderstand von 1 Km/W, für eine Erdbodentemperatur von 20 °C, für eine Verlegung in 0,7 m bis 1,2 m Tiefe bei EVU-Last angegeben. Der EVU-Last (Belastungsgrad $m = 0,7$) liegt ein Belastungsverlauf zugrunde, wie er in öffentlichen Energieversorgungsnetzen üblich ist. Bei abweichenden Legebedingungen oder aber auch Belastungsbedingungen, wie zum Beispiel für Windparkeinspeisungen, sind entsprechend der Norm DIN VDE 0276 Teil 1000 Umrechnungsfaktoren zu verwenden.

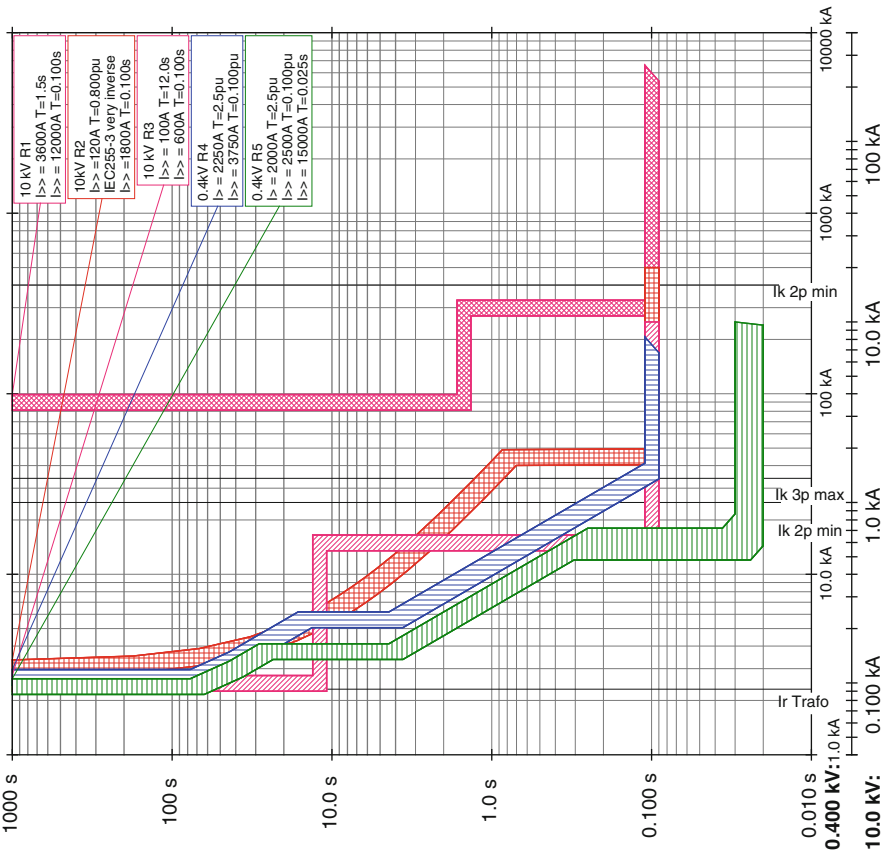


Abb. 6.1 Ausschnitt eines Industrienetzes und Selektivitätsdiagramm

Die Kabelbelastbarkeit hängt von so vielen Parametern ab, dass die bestehenden Vorschriften nur die häufigsten Anwendungsfälle tabellarisch aufführen, wie z. B. Einfachkabel oder Häufung gleichartiger und Kabel gleicher Belastung in einer Ebene. Beliebige Anordnungen von Kabeln unterschiedlicher Spannungsebenen und Belastungen in einer Trasse sind dagegen nicht in diesen Tabellen enthalten. Hier sind Spezialuntersuchungen notwendig.

Die Belastbarkeit des Kabels muss größer sein als der Betriebsstrom, auch wenn die Belastbarkeit durch entsprechende Umgebungsbedingungen reduziert ist. Das Kabel muss gegen zu hohe Erwärmung bei Überlast und Kurzschlüssen geschützt werden. Im Allgemeinen muss die Abschaltzeit des Schutzes bei maximalem Kurzschlussstrom (Fehlerdauer) kleiner als die maximal zulässige Kurzschlussdauer sein. Entscheidend ist die zulässige Energieaufnahme des Kabels (Bemessungskurzzeit-Stromdichte), bzw. die sich beim maximalen Kurzschlussstrom daraus ergebende zulässige Kurzschlussdauer. Der maximale Kurzschlussstrom ist dabei der thermisch wirksame Kurzzeitstrom unter Berücksichtigung der Fehlerdauer. Die zulässige Kurzschlussdauer muss bei der Schutzeinstellung berücksichtigt werden, das heißt Kurzschlüsse müssen innerhalb bestimmter Zeiten abgeschaltet werden. Die Theorie zur thermischen und mechanischen Kurzschlussfestigkeit von Kabeln wird in Band 1, Abschn. 12.2 und 12.3 behandelt. In der Praxis wird mit Hilfe der maximalen Kurzschlussströme die thermische Kurzschlussfestigkeit der Kabel überprüft.

6.1.5 Sternpunktbehandlung

Die Sternpunktbehandlung bestimmt das Betriebsverhalten eines Netzes bei Erdfehlern. Die Theorie wird ausführlich in Band 1, Abschn. 14.1 beschrieben. Bei Planungen neuer Netze oder auch Erweiterungen bestehender Netze muss die Sternpunktbehandlung bezüglich folgender Punkte überprüft werden:

- Der zulässige Erdfehlerstrom darf nicht überschritten werden.
- Die Erdungsanlagen dürfen nicht überlastet und die zulässigen Berührungsspannungen nicht überschritten werden.
- Die Anrege- und Auslösebedingungen der Netzschutzeinrichtungen müssen gesichert bleiben.
- Benachbarte Fernmeldeleitungen dürfen nicht unzulässig beeinflusst werden.
- Geräte, Anlagen und Überspannungsschutzorgane dürfen durch transiente und betriebsfrequente Überspannungen nicht gefährdet werden.

Der Umfang galvanisch verbundener Netze wird überwiegend durch die Kurzschlussfestigkeit der Anlagen, das Ausschaltvermögen der Leistungsschalter und das Verhalten bei einpoligen Fehlern bestimmt. Die Art der Sternpunktbehandlung – isoliert, kompensiert, niederohmig geerdet – ist u. a. auch von der Spannungsebene (Hoch- bzw. Mittelspannung) abhängig.

Bei Netzbau bzw. bei Netzerweiterungen ergibt sich in vielen Fällen die Notwendigkeit zu prüfen, ob die bisherige Sternpunktbehandlung beibehalten werden kann bzw. welche Vor- und Nachteile bei einer Umstellung entstehen. Zur Überprüfung sind die genannten Kriterien sowie die Kosten und Fragen der Betriebsführung heranzuziehen. Wird das elektrische Netz erweitert, so geschieht dies in Ballungsgebieten vornehmlich mit Kabeln. Die deswegen steigenden Kurzschluss- und Erdschlussstrompegel können einerseits durch Netzteilungen begrenzt werden. Andererseits liegt es nahe, neue bzw. altersbedingt zu ersetzende Stationen für eine höhere Kurzschlussleistung auszuwählen, wodurch Netze mit größeren Ausdehnungen betrieben werden können.

6.1.6 Oberschwingungen

Der Einsatz leistungselektronischer Betriebsmittel in elektrischen Energieversorgungsnetzen nimmt zu. In Industrienetzen werden z. B. aus technischen und wirtschaftlichen Gründen zunehmend leistungselektronische Stromrichter für Antriebe, Elektrolysen und Mittelfrequenz-Induktionsöfen eingesetzt [4]. Auf Grund der nicht-linearen Strom-Spannungs-Kennlinie der Betriebsmittel fließen Oberschwingungen, meistens in Form von Oberschwingungsströmen, ins Netz. Auch Lichtbogenöfen erzeugen Oberschwingungsströme. Die Oberschwingungsströme verursachen einen Spannungsfall an den Netzimpedanzen, welche diese unzulässig verzerren können. Unter Umständen rufen bereits Stromrichter geringer Leistung nicht mehr zu vernachlässigende Netzrückwirkungen bei niedriger Kurzschlussleistung des speisenden Netzes hervor.

Während Drehstrom-Lichtbogenöfen neben ganzzahligen Vielfachen der Netzfrequenz (Harmonische) auch Oberschwingungen mit dazwischen liegenden Frequenzen hervorbringen (Zwischenharmonische), haben netzgeführte Stromrichter in der Regel eine übersichtlichere Oberschwingungserzeugung [3]. Frequenzumrichter weisen die Besonderheit auf, dass sie Oberschwingungen hoher Ordnungen in das Netz speisen. Je nach Gleichzeitigkeit, Anzahl, Leistung und Phasenlage der einzelnen Oberschwingungserzeuger findet teilweise eine gegenseitige Kompensation statt, die zu niedrigeren Pegeln führt als bei gleichzeitigem, phasengleichem Auftreten der einzelnen Anteile zu erwarten wäre.

Eine Überlastung von Betriebsmitteln durch Oberschwingungen ist zu vermeiden, vor allem bei möglichen Netzresonanzen zwischen den Kapazitäten von Blindleistungskompensationsanlagen bzw. von Kabeln und Netzinduktivitäten. Die Grenzwerte der Oberschwingungspegel von empfindlichen elektronischen Einrichtungen und auch Vorgaben eines vorgelagerten Netzbetreibers sind einzuhalten. Der Betrieb von Tonfrequenz-Rundsteueranlagen muss sichergestellt sein. Der ordnungsgemäße Betrieb erfordert unter anderem, dass das Steuersignal an allen Empfangspunkten des Netzes einen ausreichenden Pegel hat. Durch Reihenresonanzen kann das Rundsteuersignal unzulässig abgesenkt werden. Parallelresonanzen hingegen könnten das Signal unzulässig verstärken und in andere Netze übertragen.

Ferner dürfen sich Rundsteueranlagen nicht gegenseitig beeinflussen. Der Einfluss von Kompensationsanlagen auf die Höhe des Steuersignals lässt sich bestimmen, so dass Abhilfemaßnahmen getroffen werden können, z. B. durch die Auslegung von Sperrkreisen.

Ein zuverlässiger, störungsfreier Betrieb Oberschwingungshaltiger Netze setzt daher in vielen Fällen eine Untersuchung der Oberschwingungsverhältnisse voraus. Besonders vor dem Zubau von Stromrichtern oder Kondensatoren ist eine Oberschwingungsanalyse ratsam. Die Oberschwingungsberechnung erfordert die genaue Kenntnis des Frequenzverhaltens der Netze. Mögliche Resonanzen müssen erkannt und Gegenmaßnahmen geplant werden, z. B. durch Verdrosselung von Kondensatoren. Mögliche Störungen mit ihren Folgekosten werden dadurch vermieden.

Während Messungen lediglich den jeweiligen Istzustand beschreiben, kann mit einer Berechnung das zu erwartende Netzverhalten nach einem geplanten Ausbau ermittelt werden. Dennoch sind Messungen zur Kalibrierung des Netzmodells empfehlenswert. Darüber hinaus lassen sich auch die in den Kompensationseinrichtungen fließenden Oberschwingungsströme und die resultierenden Oberschwingungsspannungen bestimmen, welche wesentlich die Auslegung der Kompensationsanlagen beeinflussen. Weiterhin können die Berechnungen zur Aufklärung von aufgetretenen Störungen an Kondensatoren oder anderen Betriebsmitteln beitragen.

Um die Oberschwingungsbelastung beurteilen zu können, muss die Oberschwingungsspannung aus den eingespeisten Oberschwingungsströmen und den für die jeweilige Netzfrequenz maßgebende Netzimpedanzen ermittelt werden. Hierbei ist zu beachten, dass sich der Frequenzgang der Netzimpedanz im Bereich der betrachteten Oberschwingungsfrequenzen meist nicht mehr rein induktiv verhält, sondern dass infolge von Resonanzen abwechselnd induktives und kapazitives Verhalten erreicht wird. Zur Verursachung derartiger Resonanzen genügen im Allgemeinen die Kapazitäten der vorhandenen Kabel und möglicherweise angeschlossener Kondensatoren.

Es gibt verschiedene Vorschriften und Empfehlungen mit Angaben zur maximalen Oberschwingungsbelastung in Netzen:

- IEC 61000-2-2 – Verträglichkeitspegel für Niederspannungsnetze
- IEC 61000-3-6 – Planungspegel für Höchst-, Hoch- und Mittelspannungsnetze
- EN 50160 – Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen
- Richtlinien bzw. Grid Codes für den Anschluss von Erzeugungsanlagen an das Hoch- Mittel- und Niederspannungsnetz

In Tab. 6.3 sind beispielhaft die Planungspegel der IEC 61000-3-6 für Höchst-, Hoch- und Mittelspannungsnetze dargestellt. Neben der Begrenzung der Oberschwingungsspannungen der einzelnen Ordnungen U_h , wird auch der THD (Total Harmonic Distortion) begrenzt. Den Normen und Richtlinien zum Oberschwingungsgehalt öffentlicher und Industrienetze stehen die Grenzwerte für Emissionen von Oberschwingungsströmen gegenüber:

- IEC 61000-3-2 – Grenzwerte für Oberschwingungsströme der Betriebsmittel mit einem Bemessungsstrom $I < 16 \text{ A}$
- IEC 61000-3-12 – Grenzwerte für Oberschwingungsströme der Betriebsmittel mit einem Bemessungsstrom $16 \text{ A} < I < 75 \text{ A}$
- IEC 61000-2-6 – Empfehlungen für niederfrequente Störaussendungen in Industriernetzen

Für die Lösung dieser und ähnlicher Aufgaben stehen Rechenprogramme für PCs zur Verfügung. Mit ihnen lassen sich beliebige Netze mit Oberschwingungserzeugern und Tonfrequenz-Rundsteuersendern realistisch nachbilden. Damit kann die Belastung von Betriebsmitteln und die Spannungsverzerrung durch Oberschwingungen ermittelt und die Verteilung des Pegels von Rundsteuersignalen in einem Versorgungsnetz berechnet werden. Erforderliche Saug- und Sperrkreise lassen sich mit Hilfe dieser Rechenergebnisse dimensionieren. Die Darstellung der Netzimpedanz als Funktion der Frequenz lässt darüber hinaus erkennen, ob in einem Netz Resonanzen auftreten. Durch die geeignete Auslegung von Saugkreisen lässt sich der Frequenzgang der Netzimpedanz derart verändern, dass keine Parallelresonanzen in der Nähe der Oberschwingungsfrequenzen auftreten.

Zur Ermittlung der Netzkenngößen muss das entsprechende Netz mit seinen Oberschwingungserzeugern bzw. Tonfrequenz-Rundsteuersendern sowie seinen Betriebsmitteln nachgebildet werden. Mit den vorgegebenen Einspeisungen der Oberschwingungsströme und -spannungen und den R-, L-, C-Ersatzgrößen des Netzes können die gesuchten Ströme und Spannungen berechnet werden. Die Betriebsmittel des Netzes werden ähnlich wie bei der Kurzschlussstromberechnung modelliert: Transformatoren werden durch die Kurzschlussimpedanz, Drosseln durch die Längsreaktanz, Freileitungen und Kabel werden durch Ersatzschaltbilder ausgehend von den Leitungsbelägen und -längen nachgebildet. Synchronmaschinen werden mit Hilfe der subtransienten Längsreaktanz und die Asynchronmaschine über die Kurzschlussreaktanz nachgebildet. Überlagerte Netze stellt man oft vereinfachend durch ihre aus der Kurzschlussleistung ermittelten Kurzschlussimpedanz dar. Für genauere Betrachtungen sind die Netzkapazität und ein Dämpfungswiderstand hinzuzufügen. Eine weitere Verbesserung lässt sich durch die Nachbildung der einzelnen Betriebsmittel und Lasten des überlagerten Netzes mindestens in der Umgebung der Ankopplung zum unterlagerten Netz erreichen.

Die Ersatzwiderstände und -induktivitäten der Betriebsmittel hängen auf Grund der Wirbelströme und Streufelder von der Frequenz ab. Die Widerstände nehmen mit der Frequenz zu, während die Induktivitäten abnehmen [10]. Die Netzlasten werden durch Widerstände und Induktivitäten abgebildet, die sich aus den Wirk- und Blindleistungen der Verbraucher ergeben. Aus der Topologie eines Netzes und den Ersatzkenngößen der Betriebsmittel und Lasten wird die frequenzabhängige Knotenpunkt-Admittanzmatrix erstellt. Im Allgemeinen kann man von symmetrisch aufgebauten und betriebenen Netzen ausgehen. Neben der Möglichkeit, elektrische Vorgänge durch Berechnungen nachzubilden, ist es in vielen Fällen sinnvoll, Messungen in Netzen durchzuführen. Vor allem vor dem Zubau leistungselektronischer

Betriebsmittel mit Oberschwingungsfiltern ist es ratsam, die Vorbelastung durch Harmonische und auch den Frequenzgang am Einbauort zu kennen.

Mögliche Abhilfe bei unzulässig hohen Oberschwingungen kann durch Auslegung und Ausführung der Benutzeranlage als auch über Maßnahmen im Netz erreicht werden. Wird die Benutzeranlage zum Beispiel mit einer zwölfpulsigen statt einer sechspulsigen Stromrichterschaltung ausgeführt, reduziert sich der eingespeiste Oberschwingungsstrom deutlich. Das Gleiche gilt, wenn bei mehreren Stromrichtern Transformatoren mit unterschiedlichen Schaltgruppen eingesetzt werden, z. B. Yy0 und Yd5. Damit wird eine gegenseitige Kompensation erreicht ähnlich der Zwölfpulsigkeit. Zur Vermeidung von Oberschwingungen niedriger Ordnung können weiterhin selbstgeführte Umrichter eingesetzt werden. Diese erzeugen im Allgemeinen niedrigere Oberschwingungsströme bzw. -spannungen höherer Ordnung im kHz-Bereich. Weitere Reduzierungen des Oberschwingungsgehalts können über die Ausführung der Blindleistungskompensatoren als verdrosselte Kondensatoren oder über Oberschwingungsfilter erreicht werden. Diese können als aktive Oberschwingungskompensatoren ausgeführt werden.

Als Abhilfe im Netz ist die Anhebung der Kurzschlussleistung durch folgende Maßnahmen möglich:

- Installation einer eigenen Leitung zur Transformatorstation
- Erhöhung der Transformatorleistung
- Anschluss an die übergeordnete Netzebene

Bei Resonanzproblemen ist weiterhin die Verschiebung der Resonanzfrequenz durch Änderung der Netzschaltung zu prüfen.

Abbildung 6.2 zeigt als Beispiel die Oberschwingungsberechnung eines Industrienetzes. Ein umrichteragespeister Antrieb speist in diesem Beispiel Oberschwindungsströme ein. Der Aufbau ist in Abb. 6.2a dargestellt. Abbildung 6.2b zeigt den Frequenzverlauf der Netzimpedanz der Hauptsammelschiene. Es ist deutlich eine Resonanzfrequenz im Bereich 850 Hz ($h = 17$) zu erkennen. Der umrichteragespeiste Motor speist für diesen Frequenzbereich Oberschwindungsströme ein, welches deutlich an der überhöhten Oberschwindungsspannung für $h = 17$ in Abb. 6.2c zu erkennen ist. Wird der dargestellte Kondensator der Blindleistungskompensation als Filter ausgeführt, wird die Resonanzfrequenz verschoben und die Impedanz und auch die Pegel deutlich gedämpft (Abb. 6.2b, c).

6.1.7 Dynamischer Motoranlauf

Der Anlauf großer Motoren und der Wiederanlauf von Asynchronmotoren nach Kurzschlussabschaltung stellt eine dimensionierende Größe für Netze mit einem hohen Anteil motorischer Verbraucher an der Gesamtlast dar, so dass bereits in der Planungsphase Untersuchungen bezüglich des Anlaufverhaltens notwendig sind. Grundvoraussetzung für den erfolgreichen Anlauf ist ein Netz mit ausreichend großer Kurzschlussleistung.

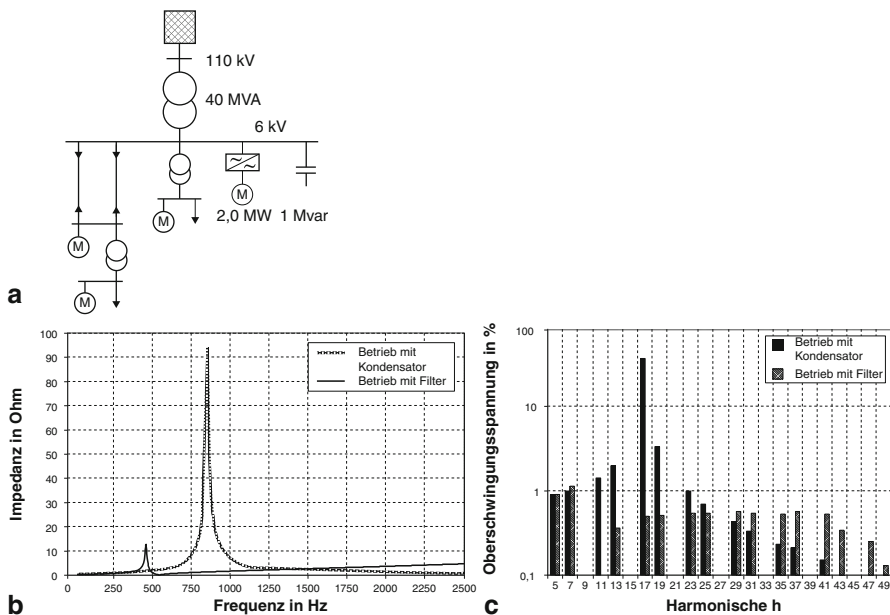


Abb. 6.2 Oberschwingungsberechnung für ein Industrienetz. **a** Ersatzschaltplan Industrienetz. **b** Frequenzgang der Impedanz an der Hauptsammelschiene. **c** Oberschwingungsspannungen an der Hauptsammelschiene für Frequenzen bis $h = 50$

Beim Motorhochlauf ändert sich die Drehzahl einer Asynchronmaschine vom Stillstand bis in die Nähe des Bemessungsschlupfs, der bei $s = 0,2\%$ bis $s = 1,5\%$ liegt. Das in den Läufer induzierte Feld variiert von der Bemessungsfrequenz bis zur stationären Bemessungsschlupffrequenz. Durch die Stromverdrängung im Läufer ergeben sich frequenzabhängige Widerstände und Induktivitäten [7]. Die theoretischen Grundlagen der Asynchronmaschine sind in Band 1, Abschn. 7.1 sehr detailliert beschrieben. Im Allgemeinen erfordert die Berechnung des transienten Verhaltens von Netzen mit überwiegend motorischen Verbrauchern die Kenntnis der T-Ersatzschaltbildgrößen der Asynchronmaschine. Aus den Ersatzschaltbildern für den stationären Zustand lassen sich die Koeffizienten für die im transienten Bereich wirksamen Differentialgleichungen berechnen.

Bei Kurzschluss im Mittelspannungs-, bzw. Hochspannungsnetz bricht die Spannung und damit das Drehmoment der Asynchronmotoren entsprechend der verbleibenden Spannung ein. Damit verringern die Motoren während des Kurzschlusses ihre Drehzahl und nehmen nach Kurzschlussabschaltung gegenüber dem Normalbetrieb höhere Ströme bei kleinerem Leistungsfaktor auf. Dies entspricht dem Verhalten während des Anlaufens eines Motors: Auch während des Hochlaufs fließt ein Strom in der Größenordnung des fünf- bis siebenfachen Bemessungsstroms.

Die an den vorgeschalteten Netzimpedanzen hervorgerufenen Spannungsfälle führen zu einem annähernd quadratisch mit der Spannung zurückgehenden

Drehmoment. Die Hochlaufzeit aus dem Stillstand wird durch das Differenzmoment zwischen Antrieb und Last und der Anlaufzeitkonstante bestimmt. Wird das elektrische Drehmoment geringer als das der aktuellen Drehzahl entsprechende Lastmoment, so werden die Motoren abgebremst und fallen in der Drehzahl ab.

Darüber hinaus darf beim Motoranlauf ein bestimmter Spannungsfall nicht überschritten werden, um eine Beeinflussung anderer Verbraucher zu vermeiden. Insbesondere haben Spannungseinbrüche Rückwirkungen auf die übrigen Motoren im elektrischen Netz. Im ersten Augenblick stützen die übrigen Motoren einer Netzgruppe die Spannung. Der Feldabbau in diesen Motoren erfolgt aber rasch innerhalb von 0,3 bis 0,5 Sekunden. Das Moment dieser Motoren geht annähernd quadratisch mit der Spannung zurück. Wenn dabei die Kippmomente bis in die Nähe der Lastmomente absinken, verringert sich die Drehzahl dieser Antriebe deutlich; sie nehmen nun auch Ströme in der Größenordnung der Anlaufströme auf. Hierdurch kann es zu einem weiteren Spannungsrückgang kommen, der schließlich den Spannungszusammenbruch des gesamten Netzes bewirkt. Vorher wird jedoch der Netzschutz die Unterspannung erkennen und sukzessive Motoren abschalten.

Folgende Faktoren bestimmen hauptsächlich das Wiederhochlaufverhalten von Asynchronmotoren:

- Kurzschlussort
- Kurzschlussdauer
- Kurzschlussleistung des einspeisenden Netzes
- Auslastung der Transformatoren
- Weitere motorische Verbraucher
- Massenträgheitsmoment der Motoren
- Lastmoment

Der Hochlauf ist sichergestellt, wenn unter Berücksichtigung des quadratischen Rückgangs des Motormoments durch Spannungseinbruch die Lastkennlinie unter der Motorkennlinie bleibt.

Abbildung 6.3a zeigt als Beispiel die stationären Kennlinien eines 11-kV-Asynchronmotors. Abb. 6.3b, c und d zeigen den Spannungs-, Strom- und Drehzahlverlauf des Motors bei einem dreipoligen Kurzschluss in einem Industrienetz. Während des dreipoligen Kurzschlusses (200 ms) ist der Beitrag des Asynchronmotors zum Kurzschlussstrom zu erkennen. Der eigentliche Wiederhochlaufvorgang mit einem Vielfachen des Motorbemessungsstroms ist nach circa 600 ms abgeschlossen. Nach raschem Hochlauf erfolgt das Erreichen der stationären Drehzahl mit einer gedämpften Pendelung.

Neben der beschriebenen dynamischen Berechnung ist auch eine quasistationäre Betrachtung möglich. Im Gegensatz zur dynamischen Betrachtung liefert die quasistationäre Berechnung des Motorhochlaufs für den Zuschaltaugenblick einzelner Motoren ausreichend genaue Angaben über die Höhe des Spannungseinbruchs. Mit diesem Modell kann aber nur bedingt eine Aussage über die Rückwirkungen anderer Motoren und Generatoren bei Hochlaufvorgängen, Umschaltmaßnahmen und Netzfehlern gemacht werden. Hierfür ist eine detaillierte Nachbildung durch Maschinenmodelle höherer Ordnung erforderlich [7].

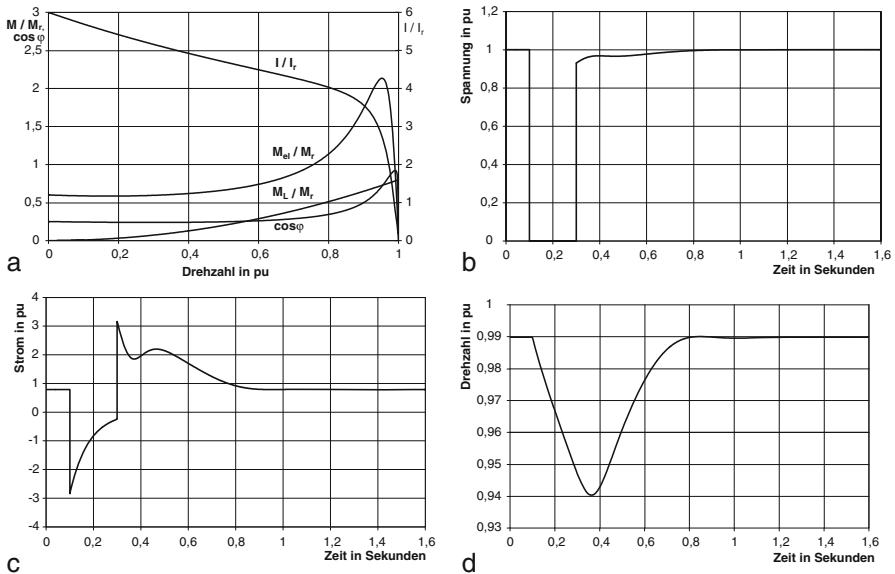


Abb. 6.3 Anlauf eines 11-kV-Motors im Industrienetz. **a** Stationäre Kennlinie für Strom, elektrisches Moment, Lastmoment, Leistungsfaktor. **b** Spannung-, **c** Strom- und **d** Drehzahlverhalten eines Asynchronmotors beim Wiederhochlauf

6.1.8 Transiente Stabilität

Die transiente Stabilität eines Energieübertragungssystems ist eine Systemeigenschaft. Die theoretischen Grundlagen der transienten Stabilität werden ausführlich in Band 1, Kap. 6 und in diesem Band, Kap. 2, 3 und 4 sowie Anhang A.2 beschrieben. An dieser Stelle werden die Aspekte der transienten Stabilität beschrieben, welche für die Stabilitätsuntersuchungen eines elektrischen Energieversorgungsnetzes zum Verständnis notwendig sind.

Die transiente Stabilität beinhaltet, dass der Synchronismus aller beteiligten Synchronmaschinen auch dann erhalten bleibt, wenn das Gesamtsystem nach einer Störung wieder in einen stationären Betriebszustand übergeht. Der Betriebszustand nach der Störung kann mit dem vor der Störung identisch sein, oder von ihm abweichen.

Zum Beispiel können geplante Schalthandlungen, aber auch Schalthandlungen, die aufgrund eines Fehlers im Netz automatisch erfolgen, Auswirkungen auf die transiente Stabilität der Generatoren haben. Derartige Störungen und Schalthandlungen, welche ein elektrisches Energieversorgungsnetz ohne Verlust der transienten Stabilität überstehen sollte, sind:

- Abschalten oder Zuschalten von Lasten
- Abschalten einer Leitung
- Trennen eines Generators vom Netz

- Übergang in den Inselbetrieb
- Abschalten von Netzteilen nach einem Kurzschluss
- Ausfall einer Übertragungsleitung, eines Transformators, eines Generators
- Dreipoliger Kurzschluss auf einer Leitung mit erfolgreicher automatischer einpoliger oder dreipoliger Wiedereinschaltung
- Sammelschienenkurzschluss mit Reaktion des Sammelschienenschutzes

Abhängig von den Netzverhältnissen und dem dynamischen Verhalten der Generatoren, deren Blindleistungs-/Spannungsregelung und der Dynamik der Turbine kann es bei derartigen Betriebszustandsänderungen zu mehr oder wenig ausgeprägten Pendelungen der Polräder der beteiligten Generatoren kommen. Transiente Stabilität liegt dann vor, wenn nach dem Abklingen der transienten Ausgleichsvorgänge wieder ein statisch stabiler Betriebszustand erreicht wird.

Die Überprüfung des dynamischen Verhaltens eines Systems, wie es beispielsweise das der Stromversorgung eines Industriekomplexes mit Netzeinspeisung, Eigenerzeugung, motorischen und nichtmotorischen Verbrauchern darstellt, erfolgt mit Hilfe ausgewählter Lastbedingungen und Fehlerszenarien. Die wichtigsten Parameter und Randbedingungen, die bei einer Untersuchung näher betrachtet werden müssen, sind z. B. Kurzschlussdauer, Kurzschlussart, Netzbelastung, Netzzustand vor und nach dem Kurzschluss, hier insbesondere der Übergang in den Inselbetrieb und der Ausfall von Generatoren infolge eines Kurzschlusses. Eine wichtige Kenngröße ist die kritische Kurzschlussdauer (cct – critical clearing time), welche angibt, bei welcher Kurzschlussdauer gerade noch Stabilität nach einer Störung vorliegt. Die kritische Fehlerklärungszeit muss bei der Parametrierung des Netzschutzes berücksichtigt werden. Ist dies nicht möglich, müssen andere Maßnahmen zur Verbesserung der Stabilitätsverhältnisse vorgesehen werden. Dies sind zum Beispiel für große Störungen:

- Schnelle Schutz- und Schaltereinrichtungen,
- Adaption der Turbinenregelung und der Ventilsteuerung
- Schaltbare Bremswiderstände

Die Dämpfung der Netzdynamik, d. h. kleinere Schwingungen bzw. die Folgeschwingungen einer großen Störung, kann verbessert werden durch:

- Eine Verminderung der Verstärkung des Generatorspannungsreglers im kritischen Frequenzbereich durch Filter
- Die Verwendung von Zusatzsignalen bei Spannungsreglern
- Geeignete geregelte statische Kompensatoren

6.1.9 Statische Stabilität

Zur Analyse von Stabilitätsproblemen stehen grundsätzlich zwei Methoden zur Verfügung: Zeitsimulationen und die statische Analyse. Mit Zeitsimulationen werden Ereignisse, die zur Instabilität führen, und deren chronologischer Ablauf untersucht.

Dabei müssen Differentialgleichungen, welche das zu untersuchende elektrische Netz beschreiben, gelöst werden (Großsignalstabilität). Zeitsimulationen sind nützlich zur Analyse von ausgewählten Störfällen und zur Analyse des Zusammenspiels der Schutz- und Regeleinrichtungen, siehe auch den vorangegangenen Abschnitt.

Im Gegensatz dazu analysieren statische Methoden ein elektrisches Netz für einen bestimmten Arbeitspunkt. Die statische Stabilität (Kleinsignalstabilität) beschreibt die Eigenschaft eines elektrischen Versorgungsnetzes, den Synchronismus zu behalten bzw. eine ausreichende Dämpfung aufzuweisen, wenn kleine Zustandsänderungen auftreten. Zustandsänderungen sind klein, wenn die Gleichungen, welche das System beschreiben, für einen ausgewählten Arbeitspunkt linearisiert werden dürfen. Ein Arbeitspunkt wird durch eine Lastfluss-Berechnung bestimmt. Die linearen Gleichungen werden durch Linearisierung in diesem Arbeitspunkt von den entsprechenden nichtlinearen Gleichungen abgeleitet. Mit diesen Methoden können z. B. die Ursachen von Spannungsstabilitätsproblemen untersucht werden.

Bei der klassischen statischen Stabilität in einem Energienetz sind vor allem die elektromechanischen Schwingungen zwischen den einzelnen Maschinen interessant. Die Dämpfungen dieser Schwingungen sind dabei ein Maß für die statische Stabilität des Systems, die elektromagnetischen Schwingungen sind in der Regel besser gedämpft. Besonders in räumlich ausgedehnten, nicht eng vermaschten Netzen kann es leicht zu schwach gedämpften Stabilitätsverhältnissen oder zur Instabilität kommen. Sind die Generatorschwingungen bei kleinen Störungen hingegen gut gedämpft, so kann man, von Sonderfällen abgesehen, auch bei größeren Störungen eine gute Stabilität erwarten, falls das Erregersystem eine ausreichend hohe Deckenspannung aufweist. Eine Aufgabe für die Netzplanung ergibt sich aus der Forderung nach optimal eingestellten Systemparametern. So erfüllen am Spannungsregler angeschaltete Zusatzsignale z. B. PSS (Power System Stabilizer) nur dann ihren Zweck, wenn sie so optimiert sind, dass damit eine möglichst gute Dämpfung erzielt wird. Ungünstig eingestellte Regelparameter hingegen können die Dämpfung des Systems verschlechtern oder sogar zur statischen Instabilität führen.

Die Untersuchung der statischen Stabilität eines Systems wird in der Regel mit der Eigenwertanalyse (Modalanalyse) durchgeführt. Sie liefert Informationen über die einzelnen Schwingungsmodi des Systems, welche in der Praxis und bei Zeitsimulationen nur als Summe auftreten. Die Eigenwerte des linearisierten Differentialgleichungssystems geben dabei Aufschluss über die statische Stabilität bzw. über die für einen bestimmten Systemzustand vorhandene Stabilitätsreserve. Die Eigenwertanalyse wird typischerweise bei Studien von Netzpendelungen verwendet. Die statische Stabilität wird ausführlich in diesem Band in Kap. 3 und Anhang A.2, die Modalanalyse im Anhang A.4, beschrieben.

Für die Untersuchung der Spannungsstabilität (Abschn. 4.4 und 4.5) können weitere statische Berechnungsmethoden verwendet werden, so zum Beispiel die U-Q-Sensitivitätsanalyse und die Q-U-Modalanalyse. Diese Berechnungen basieren auf den klassischen Lastfluss-Gleichungen. Bei einer statischen Spannungsstabilitätsanalyse wird in einem ersten Schritt eine Lastflussberechnung durchgeführt, damit eine gültige Lastfluss-Jacobi-Matrix gebildet werden kann. Danach werden die Sensitivitätsanalyse und die Modalanalyse durchgeführt, welche die

Lastfluss-Jacobi-Matrix als Eingabegröße benötigen. Diese Berechnungen können mit Standardprogrammen zur Netzberechnung durchgeführt werden [13]. Die U-Q-Sensitivitätsanalyse berechnet die Beziehung zwischen der Änderung der Blindleistung und der Änderung der Spannung. Man unterscheidet Eigensensitivitäten als Einfluss einer Blindleistungsänderung auf denselben Knoten und gegenseitige Sensitivitäten als Einfluss auf andere Knoten. Damit sind die U-Q-Sensitivitäten die Diagonalelemente bzw. die Neben-Diagonalelemente einer reduzierten Jacobi-Matrix. Je kleiner die Sensitivität, desto stabiler ist der Arbeitspunkt, so sind zum Beispiel die Sensitivitäten von Spannungsgeregelten Knoten Null. Wenn die Stabilität abnimmt, werden die Sensitivitäten größer. An der Stabilitätsgrenze sind sie unendlich groß (maximal mögliche Belastung). Wenn dieser Punkt überschritten wird, findet die Lastflussberechnung keine gültige Lösung. Bei negativen Sensitivitäten ist das System nicht regelbar, da alle Blindleistungs-Regelungen so ausgelegt sind, dass sie auf einen Anstieg der Blindleistungseinspeisung einen Anstieg der Spannung erwarten. Betrachtet man die Eigenwerte und Eigenvektoren der oben beschriebenen reduzierten Jacobi-Matrix, so spricht man von einer Q-U-Modalanalyse. Mit Hilfe der Modalanalyse können die Ursachen und Auswirkungen von Spannungsstabilitätsproblemen untersucht werden. Dabei beschreiben positive Eigenwerte ein spannungsstabiles System. Je kleiner ein Eigenwert, desto näher ist diese Modalspannung an der Stabilitätsgrenze. Der Betrag der Eigenwerte ist ein relatives Maß für die Distanz zur Stabilitätsgrenze. Wird der Eigenwert zu Null, so bedeutet dies, dass schon kleinste Änderungen der Blindleistung eine unendliche Änderung der zugehörigen Spannung auslöst.

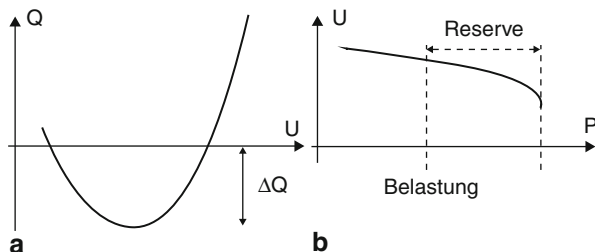
Neben den Eigenwerten und -vektoren lassen sich die sogenannten Partizipationsfaktoren ermitteln. Ein Partizipationsfaktor charakterisiert die Empfindlichkeit einer Zustandsvariable auf einen Eigenwert und umgekehrt. Er kann somit als Maß für die Kopplung zwischen Eigenwert (Eigenbewegung) und Zustandsgröße interpretiert werden. Die Partizipationsfaktoren sind dimensionslos (unabhängig von der Wahl der Einheiten und Normierung). Sie erlauben somit eine Lokalisierung derjenigen Zustandsgrößen, welche auf eine bestimmte Eigenbewegung den größten Einfluss ausüben und umgekehrt.

Im Gegensatz zur Sensitivitätsanalyse mit der Untersuchung einer reduzierten Jacobi-Matrix können auch mit Hilfe von automatisierten Lastflussberechnungen Aussagen zur Spannungsstabilität getroffen werden. Es handelt sich um die sogenannten U-Q- und P-U-Kurven, Abb. 6.4 (s. dazu auch Abschn. 4.4). Eine U-Q-Kurve zeigt, wie viel Blindleistung an einem Knoten eingespeist werden muss, um ein bestimmtes Spannungsniveau zu erhalten. Der Fußpunkt der parabelförmigen Kurve ist der kritische Punkt, d. h. alle Punkte auf der linken Seite dieses Punktes sind instabil, die Punkte auf der rechten Seite des kritischen Punktes sind stabile Arbeitspunkte.

Falls sich der kritische Punkt oberhalb der Horizontalachse befindet, besitzt das System ein Blindleistungsdefizit. Falls sich der kritische Punkt unterhalb der Horizontalachse befindet, besitzt das System eine gewisse Blindleistungsreserve. Für den schwächsten Knoten des Netzes trifft eine der folgenden Aussagen zu:

- er hat den höchsten Spannungskollapspunkt
- er hat die kleinste Spannungsreserve

Abb. 6.4 Untersuchung der Spannungsstabilität. **a** U-Q-Kurven. **b** P-U-Kurven



- er hat das größte Blindleistungsdefizit
- er hat die größte U-Q Sensitivität

Mit Hilfe dieser Kurven lässt sich in einem Netz der optimale Einsatzort für eine Spannungshaltung durch Blindleistungskompensation ermitteln.

Auch P-U Kurven werden mit Hilfe einer Folge von Lastfluss-Berechnungen erstellt. Die Kurven liefern eine Beziehung zwischen der Spannung und der Last in einer bestimmten Netzregion. Wird die in eine Region importierte Leistung erhöht, wird sich die Spannung in dieser Region verringern. Dies kann so weit gehen, dass der Spannungskollapsunkt erreicht wird, Abb. 6.4. Dabei können die Spannungen in einer solchen Region recht unterschiedlich sein. Gewisse Knoten können sogar akzeptable Spannungen aufweisen. Der Spannungszusammenbruch geschieht aber trotzdem an allen Knoten zugleich. Für die Ermittlung der P-U-Kurven muss festgelegt werden, welche Lasten des Netzes in der Leistung zu verändern sind und welche Generatoren diese zusätzliche Leistung zu liefern haben. Wichtig ist hier die Berücksichtigung der Generatorgrenzen, um möglichst reale Szenarien zu betrachten.

6.1.10 Probabilistische Zuverlässigkeit

Bei der Planung von Netzen kommt der Forderung nach einer zuverlässigen Versorgung eine große Bedeutung zu. Mit Hilfe der probabilistischen Zuverlässigkeitsberechnung ist es möglich, die Auswirkungen des Ausfallgeschehens und die Maßnahmen zur Wiederversorgung im Netz nachzubilden und Kenngrößen für die zu erwartenden Versorgungsunterbrechungen der angeschlossenen Kunden zu ermitteln. Beispiele für solche Kenngrößen sind die Häufigkeit (in 1/a) oder Wahrscheinlichkeit (in min/a) von Versorgungsunterbrechungen. Die Anwendung der Zuverlässigkeitsberechnung ermöglicht strukturelle Schwachstellen im Netzaufbau aufzuzeigen und erlaubt einen quantitativen Vergleich des Nutzens, den unterschiedliche Ausbaumaßnahmen im Netz auf die Versorgungszuverlässigkeit haben. Bei etwa gleicher Zuverlässigkeit der Varianten kann die wirtschaftlichste Lösung gewählt werden, dadurch lassen sich Kosten sparen und umgekehrt kann bei annähernd gleicher Wirtschaftlichkeit der Varianten die zuverlässigste Lösung gewählt werden, dadurch werden die Ausfälle reduziert. Wird die probabilistische Zuverlässigkeit als

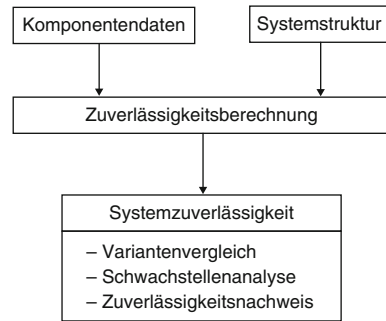
Schwachstellenanalyse genutzt, können Komponenten identifiziert werden, die den größten Einfluss auf die Systemzuverlässigkeit haben. Maßnahmen zur Systemertüchtigung können gezielt im Hinblick auf das größte Nutzen-Aufwand-Verhältnis untersucht werden. Somit ermöglicht die probabilistische Zuverlässigkeitsberechnung die Quantifizierung der Versorgungszuverlässigkeit in elektrischen Netzen. Sie ist vor allem dort von großer Bedeutung, wo hohe Zuverlässigkeitsanforderungen an die Versorgung einzelner Verbraucher gestellt werden. Dadurch kann der Einfluss unterschiedlicher Netz- und Anlagenkonfigurationen auf die Versorgungszuverlässigkeit quantifiziert werden, was mit Hilfe des $(n-1)$ -Kriteriums nicht möglich ist.

Die probabilistische Zuverlässigkeitsberechnung stellt eine erhebliche Erweiterung und Automatisierung der auf dem $(n-1)$ -Kriterium basierenden Ausfallrechnung zur Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit dar. Ebenso wie bei letzterer werden Betriebsmittelausfälle im Hinblick auf ihren Einfluss auf die Versorgungsunterbrechungen im Netz untersucht. Es gibt aber einige wesentliche Unterschiede:

- Im Gegensatz zur Vorgehensweise beim $(n-1)$ -Kriterium werden nicht nur eine Auswahl wahrscheinlicher Einfachausfälle untersucht, sondern systematisch alle Ausfälle, die statistisch relevant sind. Hierzu werden alle in einem gegebenen Zeitraum auftretenden Betriebsmittelausfälle gemäß einer vordefinierten Liste klassifiziert und die statistische Häufigkeit ihres Auftretens ermittelt.
- Die Untersuchung der Folgen jedes Ausfalls erfolgt automatisiert ohne manuellen Eingriff des Planers. Hierzu muss die Netzmodellierung auch den Netzschutz und die Umschaltmöglichkeiten zur Wiederversorgung im Fehlerfall umfassen.
- Jeder Ausfall, der zu einer Versorgungsunterbrechung führt, wird probabilistisch bewertet. D. h., es werden für die betroffenen Verbraucher die zu erwartende Häufigkeit und Dauer der Versorgungsunterbrechungen protokolliert.

Dies ergibt nach Abschluss der Berechnung ein realistisches Gesamtbild über alle Netzstörungen, die auf den jeweiligen Verbraucher einwirken [13]. Dabei gibt es eine Vielzahl von Faktoren, die Einfluss auf die Zuverlässigkeit eines Systems haben. Zum einen haben natürlich die Betriebsmittel selber Einfluss auf die Zuverlässigkeit. Zum Beispiel weisen Freileitungen und Kabel, aber auch Freiluft- oder gasisolierte Schaltanlagen jeweils unterschiedliche Ausfallhäufigkeiten und -dauern auf. Ein weiterer wesentlicher Einflussfaktor auf die Verfügbarkeit einer Versorgung ist die Ausführung der Schaltanlagen, zum Beispiel die Ausführung als Einfach- oder Mehrfachsammelschiene. Somit können auch Anforderungen an die Zuverlässigkeit die Notwendigkeit für Einfach- bzw. Mehrfachsammelschienen definieren, neben den konventionellen Gründen, wie Erfordernisse der Betriebsführung oder Reduzierung hoher Abschaltleistungen. Natürlich beeinflusst auch die Netzform und Netzstruktur die Versorgungszuverlässigkeit, welches offensichtlich ist, wenn man das Ringnetz einem Strahlennetz gegenüberstellt oder weit entfernte Leistungseinspeisungen mit zentralen Einspeisungen vergleicht. Auch der Netzschutz und die Netzautomatisierung nimmt starken Einfluss, da die Ausfallzeit eine Kenngröße der probabilistischen Zuverlässigkeit ist.

Abb. 6.5 Grundsätzlicher Ablauf einer Zuverlässigkeitsuntersuchung



Der grundsätzliche Ablauf einer Zuverlässigkeitsuntersuchung ist in Abb. 6.5 dargestellt. Ausgehend von der Systemstruktur und von den Zuverlässigkeitskennwerten der einzelnen Komponenten werden die Zuverlässigkeitskennwerte des Systems ermittelt, wie Ausfallhäufigkeit, Ausfalldauer, Wahrscheinlichkeit und Nichtverfügbarkeit. Grundlage der Zuverlässigkeitsberechnung sind Modelle charakteristischer Störungsabläufe, die auf die Betriebsmittel in einem vorgegebenen Netz angewandt werden. Auf Basis der Zuverlässigkeitskennndaten der Betriebsmittel und der Ausfallmodelle werden alle signifikanten Beiträge zum Ausfallgeschehen im Netz untersucht und die Auswirkungen dieser Ausfälle auf die Einspeiseleistung ermittelt. Wiederversorgungskonzepte werden berücksichtigt. Die Zuverlässigkeitskenngrößen beschreiben dann die kumulierten Auswirkungen aller Unterbrechungen im Netz. Als Datenbasis werden daher häufig plausible Standardwerte der öffentlichen FNN-Störungsstatistik angenommen, falls keine gesonderten Daten vorliegen.

Die Zuverlässigkeitsberechnung erfordert im Vergleich zur Lastfluss- und Kurzschlussstromberechnung eine erweiterte Netzmodellierung sowie zusätzliche Betriebsmittelkennndaten. So haben Sammelschienenkonfigurationen sowie die Anordnung von Schaltgeräten (Leistungsschalter, Lasttrennschalter, Trennschalter) einen großen Einfluss auf die Versorgungszuverlässigkeit. Um ihre Funktion zuverlässigkeitstechnisch korrekt nachzubilden, ist es notwendig, die Sammelschienenkonfiguration, die Schutzeinrichtungen, die Anordnung sämtlicher Schaltgeräte und vorhandene Automatisierungseinrichtungen zur Fernsteuerung exakt zu modellieren. Damit ist gewährleistet, dass sowohl der Schutz zur selektiven Abschaltung als auch die vorhandene Umschaltmöglichkeit im Fehlerfall berücksichtigt werden.

6.1.11 Überspannungen

Blitzeinwirkungen und Schalthandlungen verursachen hohe Spannungen in elektrischen Energieversorgungsnetzen. Diese gefährden die Betriebsmittel, weil deren Spannungsfestigkeit aus wirtschaftlichen Gründen nicht beliebig hoch ausgelegt

werden kann. Ein wirtschaftlicher und zuverlässiger Netzbetrieb erfordert demnach einen ausreichenden Schutz der Betriebsmittel vor unzulässiger Überspannungsbeanspruchung. Dies gilt allgemein für Hochspannungs-, Mittelspannungs- und Niederspannungsnetze [1]. Zum Thema Überspannungen s.auch Band 1, Abschn. 14.6.

Der Überspannungsschutz kann grundsätzlich auf zwei Arten erfolgen:

- Vermeiden der Blitzüberspannungen am Entstehungsort, zum Beispiel mit Erdseilen vor einer Schaltanlage, welche Blitze abfangen.
- Begrenzung der Überspannung am Betriebsmittel, zum Beispiel mit Überspannungsableitern in der Nähe des Betriebsmittels.

In Hochspannungsnetzen sind beide Schutzarten üblich. In Mittelspannungsnetzen ist der wirkungsvollste Überspannungsschutz im Allgemeinen der Einsatz von Überspannungsableitern in der unmittelbaren Nähe der Betriebsmittel, da der Erdseilschutz infolge der geringen Abstände zwischen dem Erdseil und den Leiterseilen nicht sehr wirksam ist: Bei einem direkten Blitzeinschlag in das Erdseil erfolgt sofort ein Überschlag zu den Leiterseilen (rückwärtiger Überschlag). Hinzu kommt, dass das Erdseil induzierte Überspannungen in den Leiterseilen nicht verhindern kann.

Die Aufgabe von Netzstudien ist die Ermittlung der Überspannungsbeanspruchung. Die Studien können zur Vorherbestimmung möglicher Beanspruchungen von Betriebsmitteln, oder aber auch zur Aufklärung von Störfällen eingesetzt werden.

6.1.11.1 Schaltüberspannungen

Schaltüberspannungen in Netzen der elektrischen Energieversorgung können

- durch das Unterbrechen von Strömen vor Erreichen des natürlichen Nulldurchgangs entstehen,
- beim Einschalten von Kabeln (Leitungen) und Kondensatoren sowie
- durch Umladevorgänge bei Rückzündungen während des Ausschaltvorgangs.

Während es sich bei dem ersten Phänomen um Umladevorgänge zwischen magnetischer und elektrischer Energie handelt, beschreibt die zweite Gruppe einen Ladevorgang einer Kapazität unter Berücksichtigung einer induktiven Spannungsquelle. Die letzte Gruppe bezieht sich auf Überspannungen, die durch Umladevorgänge der elektrischen Energie zwischen der Netzkapazität und der Kapazität der abgeschalteten Lastseite entstehen. Diese Überspannungen können die elektrische Isolation gefährden und somit zu einem Überschlag gegen Erde oder andere spannungsführende Leiter führen. Zudem können sie Sekundäreinrichtungen beeinflussen.

Für die Klärung von Überspannungen ist bei Schaltvorgängen das Verhalten der einzelnen elektrischen Betriebsmittel und ihr Zusammenwirken von Bedeutung. Da die Auslegung der Isolation der einzelnen Betriebsmittel die Kosten erheblich beeinflusst, muss der Netzplaner bei der Isolationskoordination zwischen der Spannungsfestigkeit der Betriebsmittel einerseits und den höchstmöglichen Überspannungen andererseits abwägen, um einen wirtschaftlichen und zuverlässigen

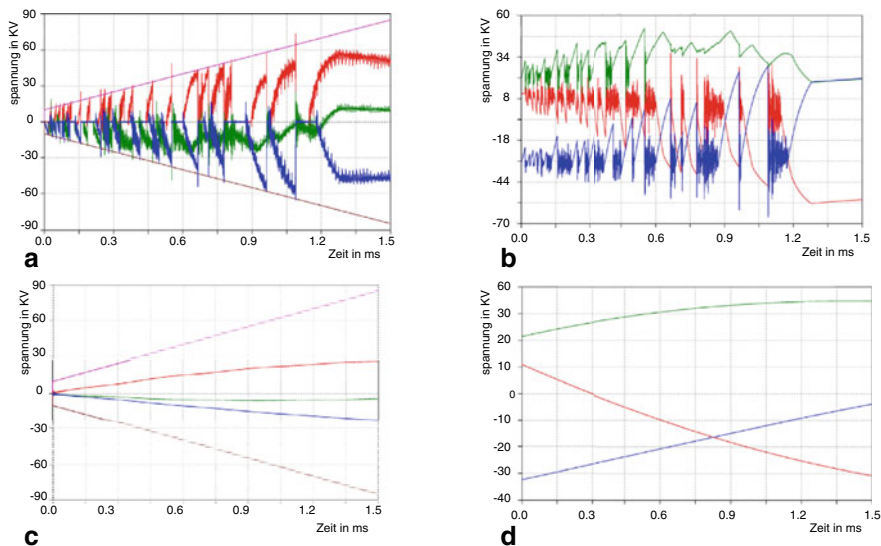


Abb. 6.6 Spannung beim Ausschalten eines Vakuumschalters **a** über den Schalterpolen und **b** an den Trafoklemmen (Leiter-Erde) ohne RC-Schutzbeschaltung. **c** über den Schalterpolen und **d** an den Trafoklemmen (Leiter-Erde) mit RC-Schutzbeschaltung

Netzbetrieb zu ermöglichen. Dies kann sowohl durch Senkung der Überspannung am Entstehungsort (z. B. durch den Einsatz von rückzündungsfreien Schaltern) oder aber durch Schutzmaßnahmen (z. B. Überspannungsableiter an Motoren) geschehen.

Um die Überspannungen beim Abschalten kleiner induktiver Ströme, wie sie z. B. bei Drosseln, leerlaufenden Transformatoren, induktiv belasteten Transformatoren oder anlaufenden Motoren auftreten, zu minimieren, kommen RC-Schutzbeschaltungen in Verbindung mit sogenannten 6-Ableiterschaltungen (3 Leiter-Erde & 3 Leiter-Leiter) zum Einsatz. Mit Hilfe von dynamischen Simulationen wird die Auswirkung verschiedener Schutzbeschaltungen für unterschiedliche Lastfälle und Schaltaugenblicke untersucht und aufgezeigt. Auf diese Weise kann für jede Anlage der optimale Schutz ausgewählt und dessen Wirksamkeit aufgezeigt werden [16].

Die Wirkungsweise der RC-Schutzbeschaltung wird am Beispiel eines Stahlwerks gezeigt, bei dem ein neuer Lichtbogenofen über einen 110-MVA-Ofentransformator betrieben werden soll, Abb. 6.6.

In der 35-kV-Ofenschaltanlage befindet sich der Ofenschalter (Vakuumleistungsschalter), von dem aus der Transformator mit Kupferschienen angeschlossen wird. Innerhalb dieser Strecke befindet sich auch die RC-Schutzbeschaltung sowie die 6-Ableiterschaltung. Die Ausschaltvorgänge werden für mehrere Betriebszustände (Leerlauf, Schwachlast, Last) betrachtet und die Schutzbeschaltung im Anschluss so ausgewählt, dass Wiederzündungen möglichst vermieden werden. Abbildung 6.6 zeigt die Spannungsverläufe über den Schalterpolen und am Transformator für den

Fall, dass eine RC-Schutzbeschaltung mit $R = 50 \, \Omega$ und $C = 0,3 \, \mu\text{F}$ in der Nähe der Transformatorklemmen angebracht wird. Die Spannung über den Schalterpolen wird durch die RC-Schutzkombination stark bedämpft und die Frequenz der Schwingung verkleinert. Dadurch treten im Leerlauf keine Wiederezündungen mehr auf, wie deutlich in Abb. 6.6 zu erkennen.

6.1.11.2 Atmosphärische Überspannungen

Überspannungsschutzeinrichtungen, z. B. Überspannungsableiter, haben den Zweck, Betriebsmittel gegen unzulässig hohe Überspannungen zu schützen, indem die Spannungen auf definierte Werte begrenzt werden und somit Gefährdungen der hochwertigen Betriebsmittel verhindert werden. Besonders gefährdet durch Blitzeinwirkung sind Transformatoren, SF₆-Schaltanlagen und Innenraumschaltanlagen.

Untersucht werden in der Regel die transienten Spannungsverläufe bei Ferneinschlägen, bei direkten Leiterseileinschlägen (Naheinschlägen) und bei Einschlägen ins Erdseil mit rückwärtigen Überschlägen. Diese kurzzeitigen Überspannungsbeanspruchungen, deren zeitliche Verläufe wegen der auftretenden Nichtlinearitäten nur mit Hilfe von Rechenprogrammen ermittelt werden können, sollten schon bei der Planung und Auslegung von Überspannungsableitern Berücksichtigung finden. Die Auslegung umfasst dabei sowohl den Typ als auch den Einbauort. Der Einbauort von Überspannungsableitern sollte sich nach den Überspannungsbeanspruchungen mit den größten Spannungssteilheiten richten, wie sie bei Blitzüberspannungen auftreten. Der Schutzbereich eines Überspannungsableiters wird gekennzeichnet durch den Abstand zwischen Ableiter und zu schützendem Objekt, wobei die Länge des Ableiteranschlusses auf der Hochspannungsseite und auch erdseitig berücksichtigt werden muss. Nur innerhalb dieses Abstandes ist eine Schutzwirkung des Ableiters gegeben. Bei einfachen Anlagenkonfigurationen, z. B. Kopfstationen, bei denen es keine Verzweigungen bzw. Reflexionen aufgrund unterschiedlicher Wellenwiderstände (z. B. Übergang Freileitung – Kabel oder Kabel – SF₆-Anlage) gibt, kann der Schutzbereich einfach abgeschätzt werden.

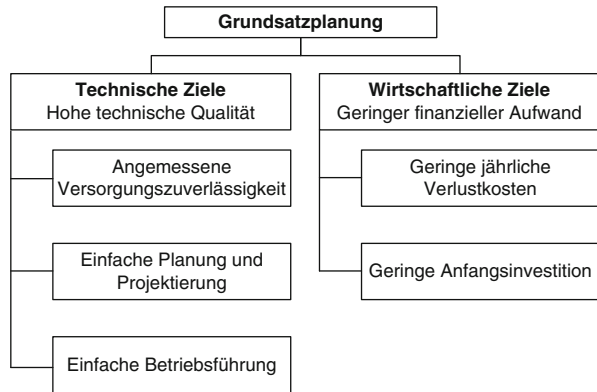
6.2 Netzplanung für unterschiedliche Versorgungsnetze

Im folgenden Abschnitt werden für definierte Versorgungsaufgaben die im vorangegangenen Abschnitt vorgestellten Netzanalysen angewendet. Die Besonderheiten der jeweiligen Versorgungsaufgabe und der Netzplanung werden dargestellt.

6.2.1 Öffentliches Verteilnetz

Bei der Planung von öffentlichen Verteilnetzen gibt es zwei wesentliche Aufgabebereiche: die mittelfristige und die langfristige Planung. Beide sind erforderlich, um eine möglichst zuverlässige und kostengünstige Energieversorgung zu ermöglichen.

Abb. 6.7 Mögliche Ziele einer Grundsatzplanung für ein öffentliches Verteilungsnetz



Die Netzbetreiber sind auf Grund der Anreizregulierung zu einem Effizienznachweis verpflichtet. Das Ziel ist eine möglichst hohe Effizienz hinsichtlich der anfallenden Netz- und Betriebskosten einerseits, sowie der bereitgestellten Zuverlässigkeit andererseits. In der mittelfristigen Planung wird der Plan der Bauvorhaben einschließlich ihres Investitionsbedarfs entsprechend dem jeweiligen Informationsstand jedes Jahr neu aufgestellt (Ausbauplanung). In der langfristigen Planung mit einem Betrachtungszeitraum von rund 20 Jahren (Grundsatzplanung, Zielnetzplanung) werden die Netzkonzepte ermittelt, die die Ausbaustrategien des Netzes für die Ausbauplanung festlegen. Abbildung 6.7 verdeutlicht die Aufteilung der Ziele einer Grundsatzplanung in technische und wirtschaftliche Ziele. Folgende Optimierungspotenziale sind für den Betreiber eines öffentlichen Versorgungsnetzes möglich:

- Vereinfachung der Netzstruktur und damit verbunden die Reduzierung der Betriebsmittelzahl im Netz
- Retardierung von Wartungs- und Re-Investitionszyklen und
- die Optimierung des Netzbetriebs durch Automatisierung.

Im Rahmen einer Zielnetzplanung kann die Netzstruktur und nachgelagert die zukünftige Netzautomatisierung optimiert werden [12]. Dabei muss die Planung die Struktur des vorhandenen Netzes und die Bemessungsdaten der bereits vorhandenen Betriebsmittel berücksichtigen, da die geplanten Anlagen im Allgemeinen mit den vorhandenen Anlagen betrieben werden müssen. So sind zum Beispiel Versorgungsprinzipien, Spannungsbänder, Belastbarkeiten sowie thermische und mechanische Kurzschlussfestigkeiten aufeinander abzustimmen. Standort und Leistungsfähigkeit der Einspeisepunkte für das Verteilungsnetz können durch das überlagerte Netz vorgegeben sein [20]. Die Beschreibung einzelner Netzformen (Strahlen-, Ring- und Maschennetz) sowie die Kriterien für die Netzform werden in Band 1, Abschn. 9.1 erläutert. Dabei unterscheiden sich die bevorzugten Netzstrukturen für die jeweiligen Versorgungsnetze, welche im Wesentlichen durch die Lastdichte sowie die Art und die örtliche Verteilung der Kunden (Industrie- und Gewerbegebiete, Mischgebiete, Wohngebiete, städtische und ländliche Strukturen) charakterisiert

sind. Nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten geplante und betriebene Netze werden immer Mischformen sein.

Die Verbraucher bestimmen den täglichen Belastungsverlauf (Tagesganglinie) und die Entwicklung der Jahreshöchstlast (Lastzuwachs). Die Tagesganglinie beeinflusst die Belastbarkeit der Betriebsmittel. Vom Lastzuwachs hängen der zukünftige Leistungsbedarf und damit der Umfang der Netzerweiterungen ab. Um das Risiko einer Prognose für 20 Jahre zu verringern, lässt sich in einer Sensitivitätsanalyse der Einfluss einer Abweichung vom wahrscheinlichen Lastzuwachs ermitteln. Weiterhin ist für die Planung zu berücksichtigen, dass moderne Betriebsmittel eine geringe Störanfälligkeit besitzen. Im Rahmen von Zuverlässigkeitsberechnungen wird ermittelt, ob z. B. zusätzliche Schwerpunktstationen oder Vermaschungen einen Beitrag zur Versorgungszuverlässigkeit liefern. Statistisches Datenmaterial bildet dabei die Voraussetzung für grundsätzliche Planungsüberlegungen, z. B. sind diese Untersuchungen zur Zuverlässigkeit bzw. Verfügbarkeit von Netzanlagen ohne statistische Daten nicht möglich. Die Festlegung von Trennstellen ist ebenso Bestandteil der Netzplanung. Dabei sind für die Festlegung sowohl wirtschaftliche Kriterien, im Wesentlichen die Minimierung der Verluste, aber auch betriebliche Kriterien, z. B. die Zugänglichkeit bei Störungen, zu berücksichtigen.

Wichtig für die Zielnetzplanung sind das Festlegen des Planungshorizonts und die Definition von Zielen für das Vorgehen. Freiheitsgrade bestehen neben der Netzstruktur hinsichtlich der Wahl der Betriebsmittel, wie Kabel oder Freileitung, Stations- und Gerätearten. Dabei sollte die Grundsatzplanung auf zukunftsichere und langfristig verfügbare Betriebsmitteltechniken aufbauen und auch zukünftige Techniken berücksichtigen. Aus Kostengründen wurden in der Vergangenheit insbesondere ländlich strukturierte Netze häufig als Freileitungsnetze erbaut. Heute führen Wirtschaftlichkeitsüberlegungen wie Verminderung des betrieblichen Aufwandes für Instandsetzung, Störungsbeseitigung und Betrieb neben anderen Aspekten zum bevorzugten Bau von Kabelnetzen und zu einer zunehmenden Verkabelung bestehender Freileitungsnetze [18]. Eine wesentliche Aufgabe der Netzplanung ist die Überlegung, in welchem Rahmen Freileitungsnetze verkabelt werden unter Berücksichtigung aller Kosten, die bei Bau, Betrieb und Instandhaltung entstehen.

Für die wirtschaftliche Bewertung müssen Daten wie Planungszeitraum, Abschreibungsdauer, Kalkulationszins, Steuersatz sowie Arbeits- und Leistungspreise, aber auch Kosten für Grundstücke, Hoch- und Tiefbau berücksichtigt werden.

6.2.2 Industrienetz

Elektrische Energieversorgungsnetze in der Industrie zeichnen sich durch hohe Lastdichten und durch einen hohen Anteil motorischer Verbraucher aus. Neben der allgemein hohen Lastdichte stellen auch Großverbraucher, wie Verdichterantriebe bis 25 MW, Elektrolysen und Elektroöfen zusätzliche Herausforderungen an die elektrische Energieversorgung dar. Die Summenleistung aller Verbraucher im Vergleich zur installierten Generatorleistung ist in Industrienetzen sehr variabel. Sie kann vom

vollständigen Fremdbezug bis zur weitgehenden Eigenerzeugung reichen, wobei die Eigenerzeugung tageszeitlich variabel ist. Sie wird vom Dampfprozess bestimmt – nicht von der elektrischen Last.

Störzustände innerhalb und außerhalb eines Industrienetzes dürfen nicht zu Ausfällen führen. Bei Ausfall des Netzanschlusses muss das Netz sicher in den Inselbetrieb überführt werden können und das aus jedem Betriebszustand. Wegen der hohen Kosten von Produktionsausfällen in der Industrie, aber auch wegen eventuell auftretender gefährlicher Betriebszustände, kommt der Zuverlässigkeit der Energieversorgung eine hohe Bedeutung zu. Eine weitere Besonderheit ist die hohe Bentzungsdauer der Anlagen, welche eine verlustarme Energieversorgung erfordert.

Die Netzplanung hat für die Industrienetze im Wesentlichen die Aufgabe, ein geeignetes Netzkonzept zu wählen, welches die beschriebenen Besonderheiten der Industrienetze berücksichtigt. Bei Neuanlagen sind die Spannungsebenen festzulegen. Die Betriebsmittel sind zu dimensionieren. Die Prioritäten der Netzplanung können bei den verschiedenen Industriezweigen unterschiedlich sein: Explosionsschutz in der chemischen Industrie und im Bergbau, Versorgung von Großantrieben, kontinuierliche Produktion, Eigenerzeugung oder Fremdbezug [17].

Der Kurzschlussstrom in Industrienetzen stellt eine wesentliche Größe bei der Netzberechnung und -planung dar. Durch geeignete Netzgestaltung und durch die Wahl entsprechender Spannungsebenen ist eine erhebliche Einflussnahme auf die Höhe der Kurzschlussströme möglich. Hierzu zählt z. B. auch die Gestaltung der Versorgung des Netzes über Transformatoren: Neben der Bemessungsleistung und der Kurzschlussspannung der Transformatoren beeinflusst auch die Fahrweise bzw. die Reservehaltung der Transformatoren die Kurzschlussleistung. So führt bei gleicher installierter Transformatorleistung die Versorgung über zwei parallel betriebene Transformatoren, welche bei Ausfall des jeweils anderen Transformators die Last übernehmen, zu höheren Kurzschlussströmen, als die Versorgung über einen Transformator und einem bereitgestellten Reservetransformator.

Die bereits erwähnte hohe Anzahl von Motoren liefert einen Beitrag zum Kurzschlussstrom, der sich in der Größenordnung von 30 % und mehr des Gesamtstromes bewegen kann. Dies bedeutet eine zusätzliche thermische, mechanische und dynamische Beanspruchung der Schaltanlagen und Kabel im Kurzschlussfall [19]. Dadurch können weit höhere Kabelquerschnitte erforderlich sein, als es vom Bemessungsstrom der Verbraucher gefordert wird. Der selektive Netzschutz wird ebenfalls erschwert. Häufig werden bei Netzausbau oder Netzerweiterungen Begrenzungsdrosseln oder auch I_s -Begrenzer zur Begrenzung der Kurzschlussströme eingesetzt. Bei Neuanlagen sollten diese Betriebsmittel jedoch möglichst vermieden werden, da die Spannungshaltung bzw. die Einhaltung der Selektivität erschwert werden. Andererseits erfordern der Anlauf großer Asynchronmotoren und auch der Wiederanlauf von Motoren nach Kurzschlussabschaltung oder nach Spannungseinbrüchen im Netz eine genügend hohe Kurzschlussleistung. Beim Motoranlauf im Mittelspannungsnetz sollte die Klemmenspannung der Motoren zum Beispiel nicht unter ca. 85 % abfallen, damit der ordnungsgemäße Anlauf gesichert ist und andere Motoren nicht übermäßig gestört werden. Da man aus wirtschaftlichen Gründen bestrebt ist, die Schaltanlagen für kleine Kurzschlussleistungen auszulegen, kann gegebenenfalls

von der Möglichkeit des Lastabwurfs Gebrauch gemacht werden. Hierzu werden die Verbraucher in für den Prozess bzw. für die Sicherheit wichtige und weniger wichtige unterteilt. Dies ist in Industrienetzen in der Regel möglich. Für den Kurzschlussfall werden dann gleichzeitig der Kurzschluss und die weniger wichtigen Verbraucher z. B. über einen zeitgestaffelten Unterspannungsschutz abgeschaltet, so dass nach dem Kurzschluss weniger rotierende Masse beschleunigt werden muss und der Spannungsfall des Transformators auf Grund der geringeren Last kleiner ist. Voraussetzung ist, dass genügend Motorleistung mit niedriger Versorgungspriorität zur Verfügung steht. Die abgeworfenen Motoren können anschließend einzeln oder in kleinen Gruppen gegebenenfalls automatisch wieder zugeschaltet werden. Damit ergibt sich eine höhere wiederkehrende Spannung, die es den Motoren besser ermöglicht, wieder hochzufahren. Eine andere Möglichkeit das Wiederhochlaufverhalten bei kleiner Kurzschlussleistung zu verbessern, besteht darin, das Netz zu teilen [7].

Die Stabilität im Industrienetz muss für ausgewählte Fehlerszenarien überprüft werden, da es bei einem Ungleichgewicht zwischen Motor- und Generatorleistung zu dynamischen Vorgängen kommt, die in der Instabilität enden könnten. Da Industrienetze vorwiegend mit freiem Sternpunkt oder kompensiert betrieben werden, führen einpolige Erdschlüsse zu keinen elektromechanischen Ausgleichsvorgängen. Dreipolige Kurzschlüsse innerhalb des Industrienetzes an den Hauptsammelschienen hingegen führen zu einer erheblichen Störung des Leistungsgleichgewichtes und sollten deshalb für die Ausbau- und Betriebsplanung dynamisch untersucht werden. Bei satten dreipoligen Kurzschlüssen wird die Spannung an der fehlerbehafteten Sammelschiene zu Null. An elektrisch entfernten Sammelschienen ist für die Kurzschlussdauer ein Spannungseinbruch vorhanden. Hierdurch werden die synchronisierenden Momente zwischen einzelnen Motoren bzw. Motorgruppen, Generatoren und dem speisenden Netz stark verkleinert. In unmittelbarer Nähe des Kurzschlussortes werden die synchronisierenden Momente zu Null. Die Motoren werden während des Kurzschlusses auf Grund der kleineren elektrischen Wirkleistung vom Lastmoment abgebremst. Die Generatoren hingegen können keine bzw. weniger elektrische Leistung abgeben und werden durch das mechanische Antriebsmoment beschleunigt. Es entsteht eine gegenläufige Abweichung der Winkel der inneren Spannungen von Generatoren und Motoren. Da die Winkeldifferenzen zum Netz kleiner als untereinander sind, ist eine Resynchronisierung über das Netz einfacher als eine Synchronisierung im Inselbetrieb [7].

Im Allgemeinen werden folgende Fehler untersucht: Dreipolige Kurzschlüsse an den Hauptsammelschienen des Industrienetzes mit nachfolgender Synchronisierung im Verbundbetrieb bzw. nachfolgender Synchronisierung im Inselbetrieb und dreipolige Kurzschlüsse im überlagerten Netz unmittelbar an der Übergabesammelschiene zum Industrienetz mit Auslösen der Netzentkupplungseinrichtung. Die nachfolgende Synchronisierung muss demnach im Inselbetrieb erfolgen. Die Netzentkupplung muss einerseits ausreichend schnell bei äußeren Kurzschlüssen erfolgen, andererseits darf sie bei Kurzschlüssen innerhalb des Industrienetzes nicht auslösen, um eine bessere Synchronisierung zu bewirken. Die Schnellentkupplungseinrichtung öffnet bei Unterspannung, Überstrom in Richtung Netzanschluss und Unterfrequenz. Das Ergebnis der Simulationen ist die maximal zulässige Kurzschlussdauer. Hieraus werden Anforderungen an den Überstromschutz und an die Schaltgeräte abgeleitet.

6.2.3 *Windparks*

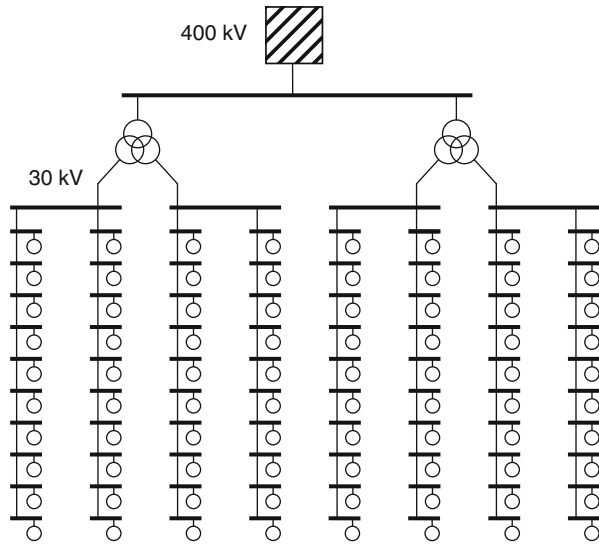
Die Planung von Windparknetzen umfasst in der Regel die Wahl eines Netzkonzeptes und die Dimensionierung der Betriebsmittel unter Berücksichtigung der Netzananschlussbedingungen (Grid Codes), welche am Netzananschlusspunkt PCC (Point of Common Coupling) einzuhalten sind. Der Netzananschlusspunkt befindet sich im Allgemeinen auf der Oberspannungsseite der Hochspannungstransformatoren. Für Offshore-Windparks kann sich der PCC Offshore oder Onshore befinden. Dies ist abhängig von dem Land, in dem sich der Windpark befindet, da nicht alle Länder die Verbindung zum Festland zum Windpark zählen. In den Niederlanden beinhaltet die Netzanbindung zum Beispiel die Verbindung zum Festland, in Deutschland hingegen muss der Netzananschluss zum Festland von dem zuständigen Übertragungsnetzbetreiber bereitgestellt werden. Im Allgemeinen nehmen die Aspekte Blindleistungsbereitstellung und Verhalten im Fehlerfall Einfluss auf die Gestaltung von Windparks. Wie bei allen Investitionen steht auch bei der Installation eines Windparks neben der Sicherheit die Wirtschaftlichkeit im Vordergrund. Diese bestimmt neben der Zuverlässigkeit vor allem im Offshore-Bereich das Layout des Windparks. Die im Folgenden aufgeführten Planungshinweise gelten für den Anschluss eines Windparks an das Hoch- bzw. Höchstspannungsnetz Onshore und Offshore.

Die Nennspannung des windparkinternen Mittelspannungsnetzes wird auf Grund der geringeren Verluste vorrangig mit 30 kV gewählt. Angestrebt wird in aller Regel eine Betriebsspannung von 33 kV, häufig wird das Netz auch als 33-kV-Netz bezeichnet. Das zulässige Spannungsband im Mittelspannungsnetz wird von der maximal dauernd zulässigen Spannung der Betriebsmittel, aber vielfach auch von den Spannungsgrenzen der verwendeten Windenergieanlagen bestimmt. Das Übersetzungsverhältnis der vorgelagerten Transformatoren und auch der unterlagerten Windenergieanlagenstransformatoren muss entsprechend gewählt werden.

In den häufigsten Fällen – vor allem Offshore – wird bei der Planung von Windparks auf die Einhaltung des $n-1$ -Kriteriums verzichtet. Das windparkinterne Netz wird strahlenförmig aufgebaut, siehe Abb. 6.8. Bei Ausfall eines Mittelspannungskabels oder allgemein eines vorgelagerten Fehlers wird in Kauf genommen, dass Windenergieanlagen für die Dauer des Fehlers ausfallen. Diesem Nachteil steht die Wirtschaftlichkeit über die Verwendung kleinerer Kabelquerschnitte und geringeren Kosten für die Kabellegung im Vergleich zur Ringlösung als Vorteil gegenüber.

Die Anzahl der Windenergieanlagen pro Strang wird vom größten Kabelquerschnitt bestimmt, der verwendet werden soll. Es gibt viele Diskussionen, für welchen Strom die Kabel bei Windeinspeisung ausgelegt werden müssen. Man greift nicht auf die sogenannte EVU-Last zurück, welche berücksichtigt, dass ein Kabel im Laufe eines Tagesablaufs nicht durchgängig belastet ist, sondern auf die Annahme einer Dauerlast ($m = 1$). Diese konservative Annahme führt zur Verwendung großer Kabelquerschnitte. Kann für die Windverhältnisse des Windparks abgeschätzt werden, wie viele aufeinanderfolgende Volllaststunden und konsequenterweise auch aufeinanderfolgende Niedriglaststunden erwartet werden, kann die Auslegung der Kabelquerschnitte optimiert werden. Vorteilhaft wäre hier die zusätzliche Verwendung eines Temperaturmonitoring der Kabel. Auf jeden Fall ist eine eventuelle

Abb. 6.8 Typische Ausführung eines Windparks mit 80 Windenergieanlagen (WEA) als Strahlennetz



Häufung bei der Kabellegung zu berücksichtigen, welche in den meisten Fällen beim Zusammenführen der Kabel auf den Hauptsammelschienen auftritt. Auch die allgemeinen Legebedingungen, Umgebungstemperaturen und Vorgaben auf Grund von Umwelteinflüssen beeinflussen die Wahl des Querschnitts, welches vor allem bei den Hochspannungskabeln der Offshore-Windparks zu starken Einflüssen auf den Querschnitt führen kann. Die Anzahl der verwendeten Kabelquerschnitte wird häufig begrenzt. Dies ist abhängig von der Philosophie des Windparkentwicklers.

Entsprechend der Bemessungsströme der Schaltanlagen werden die einzelnen Stränge auf die Hauptsammelschienen verteilt. Bei der Planung ist für die Ausrüstung der Hauptsammelschienen mit Kupplungen, die Ausführung als Einfach-, Doppel- oder Ringsammelschiene, aber auch die Ausführung der Transformatoren als Zwei- oder Dreiwicklungstransformator möglich. Der Kurzschlussstrom ist eine limitierende Größe, aber auch die Zuverlässigkeit und Wirtschaftlichkeit sind zu beachten. Der Kurzschlussstrom im Windpark und am PCC ist von der verwendeten Windenergieanlage abhängig. So liefert die doppelt gespeiste Asynchronmaschine z. B. einen Beitrag in Höhe des vier- bis siebenfachen Bemessungsstromes der WEA. Bei großen Windparks haben diese Ströme Einfluss auf die Gestaltung der Hauptschaltanlage.

Das Hauptkriterium für die Planung Offshore ist die Verwendung wartungsarmer Betriebsmittel mit niedrigem Gewicht. Die Anzahl der Betriebsmittel sollte begrenzt sein. Das gilt im Besonderen für die Konfiguration der Hochspannungstransformatoren, welche sich auf Plattformen befinden. Die Reduzierung der Anzahl der Transformatoren kann in vielen Fällen über die Verwendung von Dreiwicklungstransformatoren erreicht werden. Für Offshore-Windparks wird angestrebt, auf den Stufenschalter der Hochspannungstransformatoren Offshore zu verzichten. Dies ist aber unter Berücksichtigung einer Blindleistungslieferung auf Grund des Grid Codes nicht immer möglich.

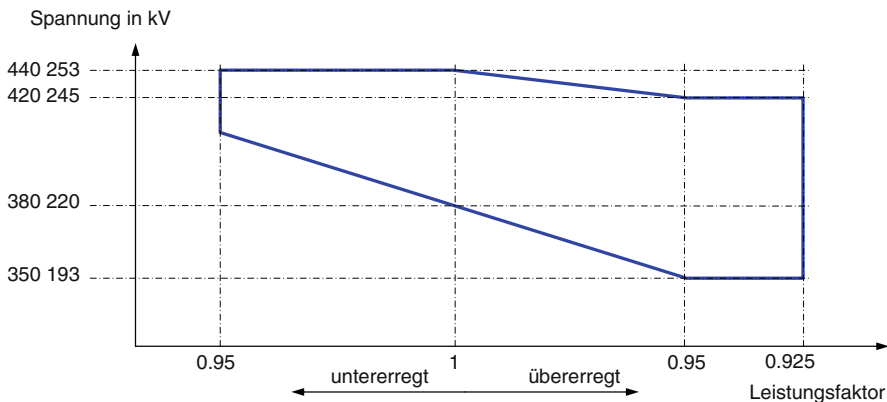


Abb. 6.9 Blindleistungsaustausch am PCC am Beispiel der Netzanschlussbedingungen Onshore der TenneT TSO GmbH [14]

Leistungsschalter werden im windparkinternen Mittelspannungsnetz häufig nur im Kopfkabel der einzelnen Stränge verwendet. Bei den übrigen Schaltern handelt es sich um Lasttrennschalter. Im Fehlerfall wird der gesamte Strang freigeschaltet, die fehlerbehaftete WEA abgeschaltet und die verbleibenden WEA automatisiert mit einer zeitlichen Verzögerung, welche die WEA nach Spannungsfreiheit benötigen, wieder zugeschaltet. Mit Hilfe von Zuverlässigkeitsberechnungen kann überprüft werden, ob die zusätzliche Investition in Leistungsschalter bei jeder WEA wirtschaftlich interessant ist.

Die Blindleistung, welche entsprechend Grid Code am PCC auszutauschen ist, kann zentral von zusätzlichen Kompensationseinrichtungen, von den Windenergieanlagen oder aber als Kombination beider Maßnahmen zur Verfügung gestellt werden. Abbildung 6.9 zeigt beispielhaft die Blindleistungsanforderungen Onshore der TenneT TSO GmbH [14] für das 400-kV-, 220-kV- und 110-kV-Netz. Vielfach können Windenergieanlagen mit einem Leistungsfaktor zwischen $\pm 0,95$ vom Hersteller geliefert werden. Dabei ist es vom Hersteller abhängig, ob diese Angabe für die Mittelspannungsseite des WEA-Transformators oder für die Generatorklemmen gilt. Wichtig hierbei ist, ob auch für den Leerlauf der Windenergieanlagen Blindleistung zur Verfügung gestellt werden kann. Der Nachteil der Verwendung der Blindleistung der WEA liegt darin, dass die gesamte Blindleistung von der Nieder-, bzw. Mittelspannung bis zum PCC transportiert werden muss. Dies erzeugt nicht nur Verluste, sondern beeinflusst auch die Auslegung der Betriebsmittel. Die Investition in eine externe Kompensation kann – besonders auch in Hinblick einer aufwändigen Windparkregelung – von Vorteil sein. Ein weiterer Einflussfaktor ist hier natürlich der Grid Code, welcher am PCC wirksam ist. Dabei ist zu unterscheiden, dass einige Grid Codes das Einhalten eines bestimmten Leistungsfaktorbereiches verlangen, andere Grid Codes hingegen verlangen das aktive Anfahren eines vom Netzbetreiber vorgegebenen Leistungsfaktors – auch bei Teillast.

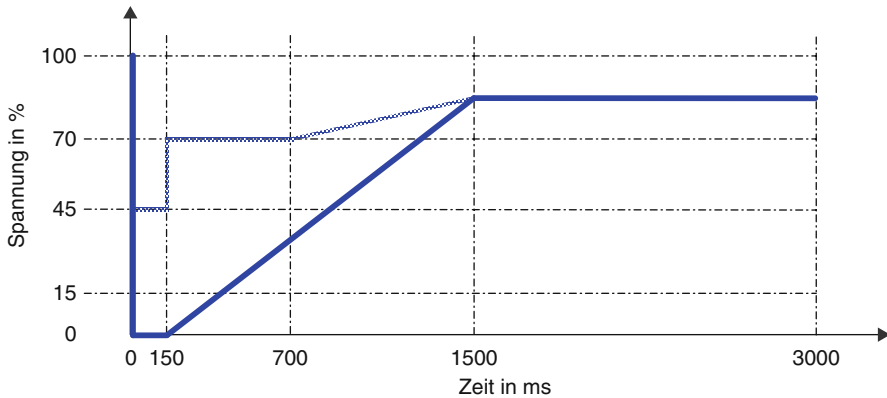


Abb. 6.10 Grenzkurven für den Spannungsverlauf im Fehlerfall am Beispiel der Netzanschlussbedingungen Onshore der Tennet TSO GmbH [14]

Die in Abb. 6.9 dargestellten Anforderungen der TenneT TSO GmbH verlangen das aktive Anfahren der einzelnen Betriebspunkte. Hier ist die Schaffung einer unkomplizierten Windparkregelung, welche sowohl den Stufenschalter des vorgelegten Transformators, als auch die Windenergieanlagen berücksichtigt, sinnvoll. Darüber hinaus sollte für die Einspeisung von niedrigen Leistungen des Windparks auf ein einzuhaltendes Blindleistungsband im Gegensatz zu einem einzuhaltenden Leistungsfaktor übergegangen werden, um die Blindleistungsstufen nicht beliebig klein werden zu lassen.

Wird eine externe Blindleistungskompensation gewählt, ist der Grid Code hinsichtlich der Vorgabe einer maximalen Stufung der Blindleistung zu überprüfen. Die externe Kompensation kann als Querkompensation: Spule oder Kondensator, aber auch als SVC (Static Var Compensation), siehe Kap. 7, ausgeführt werden. In vielen Fällen rechnet sich die Investition in einen SVC erst, wenn mehrere Windparks örtlich nah in ein überlagertes, relativ schwaches Netz einspeisen und somit aktiv die Spannung geregelt werden kann. Die Verwendung einer Querkompensation sollte so einfach wie möglich gestaltet werden, um bei schwankender Windleistung die Anzahl der Schalthandlungen so klein wie möglich zu halten.

Das Verhalten des Windparks im Fehlerfall ist mit Hilfe von dynamischen Berechnungen nachzuweisen. Wichtig ist dabei, dass sich der Windpark im Fehlerfall nicht vom Netz trennt, sondern für definierte Zeiten und Einbruchtiefen der Spannung am PCC am Netz verbleibt, siehe Grenzkurven in Abb. 6.10.

Die dynamischen Berechnungen werden inzwischen vorrangig mit dynamischen Modellen der WEA-Hersteller durchgeführt, welche das Verhalten ihrer WEA als sogenannte „Black-Box“ in ausgewählten Programmen zur Verfügung stellen. Diese Art der Modellierung ermöglicht dem Hersteller, das korrekte Verhalten der WEA im Fehlerfall nachzuweisen, ohne Details des Maschinen- und Umrichterbaus und der Regelung preiszugeben. Für den Netzplaner bestehen keine oder kaum Möglichkeiten, das Verhalten der WEA dynamisch zu beeinflussen – auch nicht über das Design des Windparks.

6.2.4 Netzanschluss und Eigenbedarf von Kraftwerken

Ähnlich wie die Industrienetze enthalten auch die Eigenbedarfsnetze der Kraftwerke eine große Anzahl motorischer Verbraucher in einem räumlich begrenzten Netz. Die installierte Leistung der Eigenbedarfs-Transformatoren beträgt circa 10 % bis 15 % der Bemessungsleistung von thermischen Kraftwerken, wobei für den störungsfreien Betrieb ca. 5 % bis 7 % benötigt werden [15].

Die hohen Anforderungen an die Zuverlässigkeit finden sich in der Netzstruktur wieder. So sind für das An- und Abfahren zwei unabhängige Einspeisungen vorhanden. Nach dem Anfahren kann auf die Eigenversorgung umgeschaltet werden. Ebenso wie im Industrienetz kann mit einer Sammelschienenschnellumschaltung von einer Sammelschiene auf eine andere Sammelschiene umgeschaltet werden. Mit dieser Methode wird die Zuverlässigkeit für besonders wichtige Motoren erhöht. Auch die Ausführungen zum Motoranlauf im Industrienetz können auf das Eigenbedarfsnetz übertragen werden. Nach [8] sollten Spannungen zwischen 70 % für Niederspannungs-Antriebe und 80 % für Stellantriebe während des Anlaufs nicht unterschritten werden bzw. nicht zum Kippen der Motoren führen.

Für den Anschluss von Kraftwerken ans elektrische Versorgungsnetz ist ein Verhalten entsprechend Technischer Anschlussregeln vorgeschrieben. Grundlage für die Auslegung und den Betrieb eines Kraftwerks am Übertragungsnetz ist in Deutschland der Transmission Code [5], wie schon für die Windkraftwerke aufgeführt wurde. Im Transmission Code werden die technischen Mindestanforderungen an den Netzanschluss von Erzeugungsanlagen, Elektrizitätsverteilungsnetzen, Anlagen direkt angeschlossener Kunden und Verbindungsleitungen zu anderen Netzen beschrieben. Das Ziel des Transmission Codes ist, den sicheren und zuverlässigen Betrieb des Übertragungsnetzes und aller angeschlossenen Kundenanlagen zu gewährleisten und im Falle von Störungen oder Gefährdungen die Ausweitung der Störung zu verhindern, die Auswirkungen zu minimieren und einen schnellstmöglichen Übergang in einen erneuten sicheren und zuverlässigen Betriebszustand zu ermöglichen. Die für den zuverlässigen Betrieb des Übertragungsnetzes erforderlichen Systemdienstleistungen erbringt der Übertragungsnetzbetreiber. Der Betreiber der Erzeugungseinheit muss entsprechende Vorleistungen anbieten. Der Transmission Code definiert die Kurzschlüsse, bei denen das Kraftwerk nicht vom Netz getrennt werden darf. Auch hinsichtlich der Spannungsqualität sind Vorgaben enthalten – ähnlich wie für die Kraftwerke aus erneuerbaren Energien. Die Blindleistungsvorgaben des Transmission Codes führen zur Auslegung des Stufenschalters des Blocktransformators.

Auch das Kraftwerksnetz muss aus jedem Betriebszustand sicher in den Inselbetrieb überführt werden können. Dies gilt sowohl für das Eigenbedarfsnetz im Inselbetrieb, als auch für Netzeinseln. Dabei dürfen Stöorzustände innerhalb und außerhalb des Kraftwerknetzes nicht zur Abschaltung wichtiger Verbraucher führen. Beim Übergang vom Netzbetrieb in den Eigenbedarfs-Inselbetrieb müssen die Regler zumindest der größeren Generatoren von Leistungs- auf Frequenzregelung umgeschaltet werden. Die Inselnetzerkennung wird dabei häufig aus den Stellungen der

Kuppelschalter abgeleitet. Für den Netzzinselbetrieb liegt die Schwierigkeit in dem möglichen Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch, welche nicht vorhersagbar ist, da die Größe der Netzzinsel nahezu beliebig sein kann. Wenn die Größe des Leistungsdefizits in der Netzzinsel die Regelfähigkeit der Kraftwerke übersteigt, sind zusätzliche Maßnahmen wie Lastabwurf und eventuell Netzentkopplung erforderlich. Die Maßnahmen müssen automatisch durch Unterfrequenzrelais ausgelöst werden. Bei kleinen Leistungsdefiziten kann der Lastabwurf auf wenige unempfindliche Verbraucher beschränkt werden. Erst wenn durch gezielten Lastabwurf keine Frequenzstabilisierung möglich ist, wird ein möglichst gleichmäßiger Lastabwurf vorgenommen.

Die Nachbildung der Regeleinrichtungen der Generatoren wie Spannungsregelung und Turbinenregelung für die Stabilitätsuntersuchungen eines Kraftwerkes wird in Kap. 1 und Kap. 3 beschrieben.

Literatur

1. ABB-Anwendungsrichtlinien: Überspannungsschutz – Bemessung, Prüfung und Einsatz von Metalloxidableitern in Mittelspannungsnetzen. ABB Schweiz AG, 4. Auflage 2008.
2. ABB Schaltanlagen Handbuch, 11. Auflage 2006.
3. Adler, T.: Untersuchung der Oberschwingungen in Industrienetzen. BBC-Nachrichten 66 (1984). S. 386–391
4. Arp, K.; Schnettler, A.: Moderne Netzplanung für Industrienetze. etz 1996, H. 11, S. 22–26
5. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: Transmission Code: Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, August 2007.
6. Behrens, T.; Kny, K.-H.; Nippert, T.: Die neue DIN VDE 0102 in Netzplanung und -betrieb. Ew Jg. 103 (2004), Heft 15.
7. Brauner, G.: Dynamische Vorgänge in Kraftwerks- und Industrienetzen. FGH-Seminar Netzdynamik und Stabilität, 1988.
8. Cuspa, A.; Smieskol, R.; Sterik, O.: Anforderungen an die Eigenbedarfs-Versorgung im Normal- und Störbetrieb unter Berücksichtigung der zulässigen Grenzen für Spannung, Frequenz und Kurzschlussströme. ETG-Fachberichte Nr. 13 (1984): Eigenbedarf in Kraftwerken.
9. DIN EN 60909-0 (VDE 0102):2002-7: Kurzschlussströme in Drehstromnetzen, Teil 0: Berechnung der Ströme.
10. Funk, Hantel: Frequenzabhängigkeit der Betriebsmittel von Drehstromnetzen ETZ-Archiv Bd. 9 (1987), H. 11, S. 349–356
11. Klockhaus, H.: Planungskriterien für Verteilungsnetze. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 47. Jg. (1997), H. 1–2, S. 48–56.
12. Maximini, M.; Prause, U.; Slupinski, A.; Rösk, R.; Diekemper, V.: Effizienzsteigerung im Mittelspannungsnetz. Elektrizitätswirtschaft Jg. 109 (2010), H. 17–18, S. 58–62.
13. NEPLAN User's Guide V.5. Auflage 2005.
14. Netzanschlussregeln Hoch- und Höchstspannung; TenneT TSO GmbH, Stand: 1. April 2006
15. Oeding, D.; Oswald, B.R.: Elektrische Kraftwerke und Netze. Springer-Verlag Berlin Heidelberg New York 2004.
16. Petranovic, R.: Schalten kleiner induktiver Ströme am Beispiel von Lichtbogenöfen. Internationale Fachmesse und Kongress für Elektromagnetische Verträglichkeit EMV 2010, Düsseldorf, VDE-Verlag GmbH, Seite 643–650.
17. Steiniger, E.: Spannungswahl und Netzaufbau von Industrienetzen. ETZ-A Bd. 96 (1975), H. 10, S. 471–475

18. Stenzel, J.: Vorlesungsskript Netzberechnung, WS 1999/2000.
19. Tatsopoulos, P.; Zimmermann, W: Entwurf von Industrienetzen mit überwiegender Motorenlast-Einfluss auf Kurzschlussströme, Selektivität und Motorverhalten. Elektrizitätswirtschaft 82 (1983), S. 306–310
20. Zimmermann, W.: Netzplanung und Netzberechnung. Brown Boveri Technik, Jg. 73 (1986), H. 10, S. 566–574.

Kapitel 7

Flexible AC Transmission Systems

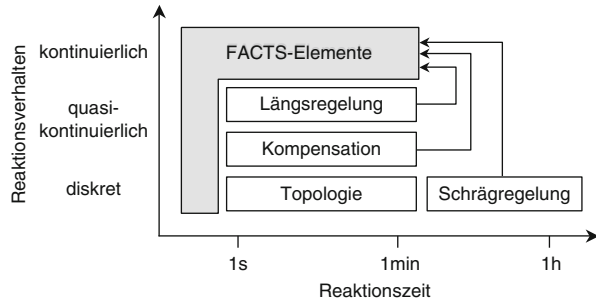
7.1 Übersicht

Mit der kommerziellen Verfügbarkeit leistungselektronischer Komponenten hoher Bemessungsleistung ist deren Anwendung in Anlagen für die Hoch- und Höchstspannungsseite der elektrischen Energieübertragung in unterschiedlichen Systemausführungen forciert worden. Im Zusammenhang damit entstand das Konzept des Flexible AC Transmission Systems (FACTS). In diesen Übertragungssystemen sind leistungselektronische und andere statisch regelbare Betriebsmittel installiert (FACTS-Elemente), um die Steuerbarkeit und damit Anpassungsfähigkeit zu vergrößern ([13, 14, 28]). Der Einsatz von FACTS-Elementen ermöglicht eine stärkere Auslastung bestehender Energieübertragungssysteme – erreichbar ohne platzintensive Zubaumaßnahmen – durch anpassungsfähige Leistungsflussregelung, Vergrößerung der übertragbaren Leistung und schnelle Beeinflussung des Spannungsprofils.

Der Vorteil von FACTS-Elementen liegt in einer erweiterten Steuerbarkeit von Energieübertragungssystemen durch Shuntkompensation, Serienkompensation und Schrägregelung. Elektrisch wirken diese Elemente über schnelle Strom-, Spannungs- und Impedanzregelung. Leistungselektronik ermöglicht sehr kurze Antwortzeiten, die deutlich unterhalb einer Sekunde liegen können (Abb. 7.1). Abhängig von der topologischen Struktur eines Energieübertragungssystems ergeben sich für FACTS-Elemente unterschiedliche Einsatzmotivationen. Diese sind gekoppelt mit der Forderung nach der Einhaltung stationärer Betriebsgrenzen sowie Wahrung der Stabilität.

Grundsätzlich sind longitudinale Netze und Netze mit vermaschter Struktur, zu denen auch das europäische Verbundsystem zählt, zu unterscheiden. Während bei longitudinalen Systemen ein Lastschwerpunkt von einem Erzeugungsschwerpunkt über eine Übertragungsleitung versorgt wird, bestehen in einem vermaschten System viele Kopplungen zwischen einzelnen Versorgungsgebieten. In Bezug auf die in Band 1 in Abschn. 9.1 vorgestellten Netzstrukturen gehören longitudinale Systeme auch zu der Klasse der vermaschten Netze. Aufgrund ihres besonderen Verhaltens werden sie hier dennoch separat als eigene Klasse erwähnt.

Abb. 7.1 Reaktionszeiten und Maßnahmen im Netz



Stationäre Betriebsgrenzen sind im Wesentlichen durch den maximalen Übertragungswinkel, die Spannungsbandhaltung und die thermische Belastbarkeit von Betriebsmitteln definiert (s. dazu Band 1, Abschn. 9.5.4). Die Phasenwinkeldifferenz zwischen den Anschlusspunkten eines Betriebsmittels hängt von der Betriebsmittelbelastung und den elektrischen Parametern ab. Der maximale Übertragungswinkel folgt aus der Forderung nach Wahrung des Synchronismus. Thermische Grenzen ergeben sich aus den maximal zulässigen Betriebstemperaturen. Die Einhaltung von Spannungsbändern verhindert Betriebsmittelschädigungen bei Überspannung und die Gefahr eines Spannungskollapses bei Unterspannung.

Durch vermehrten Energiehandel entstehen – besonders durch ein erhöhtes Maß an Durchleitungen – Kreisflüsse, die die maximale Übertragungskapazität begrenzen. Die Einhaltung von thermischen Betriebsmittelgrenzen und Spannungsbändern, die Unterbindung von Kreisflüssen und die Gewährleistung eines ausgeglichenen Kurzschlussleistungsniveaus sind stationäre Randbedingungen des Netzbetriebes. Deren Einhaltung wird heute durch Spannungsregelung im Rahmen der Spannungs-/Blindleistungscoordination und durch topologische Anpassungen im Netz realisiert. Dabei reduzieren sich die Eingriffsmöglichkeiten auf Veränderungen der Stufenstellungen längsregelbarer Transformatoren und Kompensationseinrichtungen, die Verstellung der Erregung der Generatoren, die Veränderung der Wirkleistungseinspeisungen sowie korrektive Schaltmaßnahmen.

Stabilitätsgrenzen in Energieübertragungssystemen ergeben sich aus der statischen Stabilität, der transienten Stabilität und der Spannungsstabilität sowie durch subsynchrone Resonanzerscheinungen (s. Kap. 3 und 4). Die Stabilitätseigenschaften von Energieübertragungssystemen sind maßgeblich durch die dynamischen Systemeigenschaften bestimmt. Da lange Übertragungsleitungen einerseits und schwache Verbundkupplungen andererseits die Stabilität eines Energieübertragungssystems negativ beeinflussen, kommt in longitudinalen Netzen und schwach gekoppelten Verbundsystemen der Einhaltung von Stabilitätsgrenzen eine besonders große Bedeutung zu.

Neben einer geeigneten Auslegung von Übertragungseinrichtungen beeinflussen die Regelungseinrichtungen des Generator-/Turbinsatzes und der im Netz installierten Betriebsmittel die statische und transiente Stabilität. Eine Möglichkeit, die entstehenden Beschränkungen des Betriebsbereiches zu vermindern, besteht in der

Verbesserung der Systemdämpfung. Die seit vielen Jahren angewendeten dämpfungsverstärkenden Maßnahmen am Turbosatz (**P**ower **S**ystem **S**tabilizer, PSS) sind in der Lage, auftretende Leistungspendelungen wirksam zu dämpfen (s. dazu Abschn. 3.2.3).

In Netzen mit longitudinaler Struktur mit langen Verbundleitungen – z. B. das kanadische Netz – und schwach vermaschten Verbundsystemen entstehen betriebliche Engpässe bei der Wahrung des stabilen Netzbetriebes. Vornehmlich stationäre Randbedingungen beschränken in longitudinalen Netzen mit kurzen Verbundleitungen sowie stark vermaschten Verbundsystemen den Netzbetrieb.

In beiden Fällen ist die Installation zusätzlich regelbarer Betriebsmittel im Netz eine wirtschaftliche Alternative zu dem häufig langwierigen Zubau von Übertragungsleistung. Neben den bereits seit Jahrzehnten bekannten schaltbaren und stufbaren Netzelementen bieten heute die FACTS-Elemente zusätzliche Freiheitsgrade im Netzbetrieb. Der bislang verbreitetste Typ von FACTS-Element ist der als Shuntelement arbeitende Blindleistungskompensator mit Thyristorventilen (**S**tatic **V**ar **C**ompensator, SVC) oder selbstgeführte Umrichter (**S**tatic **S**ynchronous **C**ompensator, STATCOM). Shuntkompensatoren werden vorwiegend eingesetzt, um (s. auch Band 1, Abschn. 9.5.3, sowie [13]):

- unerwünschte Blindflüsse und damit die Netzverluste zu verringern,
- vertraglich festgelegte Übergabeleistungen bei ausgeglichener Blindleistungsbilanz einzuhalten,
- Stromrichteranlagen – zum Beispiel große Antriebe in Industrienetzen, klassische fremdgeführte Hochspannungsgleichstromübertragungen (HGÜ) – direkt zu kompensieren,
- die statische und transiente Stabilität zu verbessern.

Im Vergleich zu Kompensationseinrichtungen mit mechanischen Stufenstellern ermöglicht die schnelle Regelbarkeit die Einhaltung von engen Blindleistungs- und Spannungsgrenzen. Als leistungselektronische Weiterentwicklung konventioneller Blindleistungskompensatoren stellen diese FACTS-Elemente aufgrund geringerer Anlagen- und Betriebskosten eine wirtschaftliche Alternative zu rotierenden Kompensatoren dar.

Die nächste Generation der festen oder mechanisch geschalteten Serienkompensation sind die als Serienelemente installierten Geräte auf Basis von Thyristorventilen oder selbstgeführten Umrichtern. Serienkompensatoren werden vorwiegend eingesetzt, um (s. auch Band 1, Abschn. 9.5.3, sowie [13]):

- Längsspannungsabfälle über Leitungen nach Betrag und Phase zu verringern,
- Spannungsschwankungen innerhalb vorgegebener Grenzen bei Übertragungsleistungsänderungen zu verringern,
- die Systemdämpfung zu vergrößern,
- Kurzschlussströme in Netzen oder Stationen, in denen die Kurzschlussleistung zulässige Werte übersteigt, zu begrenzen,
- Kreisflüsse zu vermeiden.

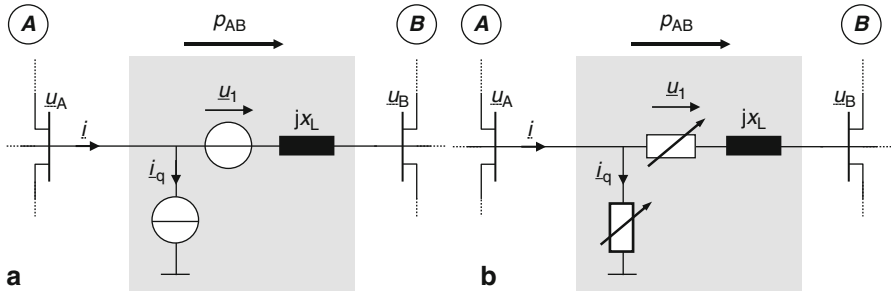


Abb. 7.2 Prinzipielles Modell von FACTS-Elementen in einer Leitung mit selbstgeführtem Umrichter/Shunt- und Boostertransformatoren (a) und mit Thyristorventilen (b)

Zusätzlich zu den als Shunt- oder Serienelement ausgeführten Gerätetypen existieren welche mit Shunt- und Serienanteil. Diese ermöglichen Schrägregelung und damit eine entkoppelte Regelung der Wirk- und Blindleistungsflüsse auf einem Übertragungselement. Dieses Regelverhalten ist von den in Band 1, Abschn. 4.9.4 bereits beschriebenen Schrägreglern bekannt. Sie sind Spezialausführungen stufbarer Transformatoren.

Da die Änderungszeit einer Stufenstellung durch mechanische Stufenschalter im Minutenbereich liegt und die Anzahl der Stufenschaltungen aufgrund der Lebensdauervoraussetzungen an den Stellantrieb begrenzt ist, wird beim leistungselektronischen Schrägregler das mechanische Schaltwerk durch Thyristorschaltungen ersetzt. Damit wird eine Antwortzeit im Millisekundenbereich und eine nahezu verschleißfreie Stufung gewährleistet. Spezielle Ausführungen schrägregelnder FACTS-Elemente weisen zusätzlich kompensierende Eigenschaften auf. Ein Beispiel für die Realisierung eines solchen Betriebsmittels ist der universale Leistungsflussregler (**Unified Power Flow Controller, UPFC**).

Allgemein lassen sich die Eingriffsmöglichkeiten durch FACTS-Elemente an einer einfachen geregelten Leitung veranschaulichen (Abb. 7.2). Die elektrische Wirkung der FACTS-Elemente sei über eine Stromquelle im Shuntzweig und eine Spannungsquelle im Serienzweig der Leitung beschrieben.

Dadurch sind die Amplitude und Phase der Spannung beliebig einstellbar, während die Phase des Stromes bei frei wählbarer Amplitude um $\pi/2$ versetzt zur Klemmenspannung vorliegt. Die elektrischen Größen liegen in bezogener Form vor. Ohne Regelungseingriffe beschreibt Gl. (7.1) den Wirkleistungsfluss zwischen den Systemen:

$$p_{AB}^{(1)} = \frac{u_A u_B}{x_L} \sin(\vartheta_{AB}); \quad \vartheta_{AB} = \vartheta_A - \vartheta_B. \quad (7.1)$$

Bei einer Serienkompensation wird über die Spannungsquelle eine zum Leitungsstrom um $\pi/2$ phasenverschobene Längsspannung eingekoppelt. Abhängig von dem Kompensationsgrad der Leitung ($K = 1$: vollständige Kompensation, $K = 0$: keine

Kompensation) erfolgt eine Vergrößerung der übertragbaren Wirkleistung:

$$p_{AB}^{(2)} = \frac{u_A u_B}{x_L (1 - K)} \sin(\vartheta_{AB}). \quad (7.2)$$

Bei ausschließlicher Shuntkompensation ist der Betrag der im Längszweig eingekoppelten Spannung gleich Null. Die kompensierende Wirkung wird durch den Shuntstrom bestimmt, der orthogonal zur Knotenspannung einzuspeisen ist. Da die übertragene Wirkleistung nach Gl. (7.3) von dem Realteil der zusätzlich eingespeisten Scheinleistung abhängt, eignen sich Shuntelemente nur zur mittelbaren Wirkleistungsflussregelung.

$$p_{AB}^{(3)} = \frac{u_A u_B}{x_L} \sin(\vartheta_{AB}) + \operatorname{Re} \left\{ \underline{u}_A \underline{i}_q^* \right\} = p_{AB}^{(1)}. \quad (7.3)$$

Schrägregelnde Elemente bewirken eine Entkopplung der übertragenen Wirkleistung von der Spannungswinkeldifferenz. Durch Einprägen einer zusätzlichen Spannung wird der wirksame Längsspannungsabfall nach Betrag und Phase verändert. Mit dieser Beeinflussung folgt für die übertragene Wirkleistung mit dem elektrisch wirksamen Zusatzwinkel:

$$p_{AB}^{(4)} = \operatorname{Re} \left\{ -j \frac{u_A (\underline{u}_B^* + \underline{u}_l^*)}{x_L} \right\} = \frac{u_A u_B}{x_L} \sin(\vartheta_{AB} - \theta) \wedge |\underline{u}_B^* + \underline{u}_l^*| = |\underline{u}_B|. \quad (7.4)$$

Die betrieblichen Potentiale regelbarer Betriebsmittel veranschaulicht die Wirkleistungs-Winkel-Charakteristik (Abb. 7.3) der in Abb. 7.2 dargestellten Netz-situation. Die über die Verbundleitung maximal übertragbare Leistung (1), (3) ist durch die maximale Winkeldifferenz der Spannungen an Anfangs- und Endknoten bestimmt.

Serienkompensation bewirkt eine Verringerung der elektrischen Entfernung und damit bei konstanter Wirkleistungsübertragung eine Verringerung der Winkeldifferenz zwischen den Anschlussknoten. Zusätzlich steigt die maximal übertragbare Wirkleistung. Die Einkopplung eines Zusatzwinkels in den Längszweig durch Schrägregelung bewirkt eine Verschiebung der P - ϑ -Kurve um den Betrag des eingekoppelten Zusatzwinkels $\theta(4)$. Damit verbunden ist eine relative Abnahme der Winkeldifferenz zwischen Anfangs- und Endpunkt der Leitung. Beide Maßnahmen wirken stabilitätsverbessernd.

7.2 Technologie

Für FACTS-Elemente sind unterschiedliche Umrichtertypen kommerziell verfügbar. Moderne Umrichter basieren auf dem Prinzip der selbstgeführten Umrichter mit Spannungszwischenkreis. Diese Ausführungen werden auch als Spannungsumrichter (Voltage Source Converter, VSC) bezeichnet und kommen weiterhin in modernen selbstgeführten HGÜ zum Einsatz, die in Kap. 8 behandelt werden.

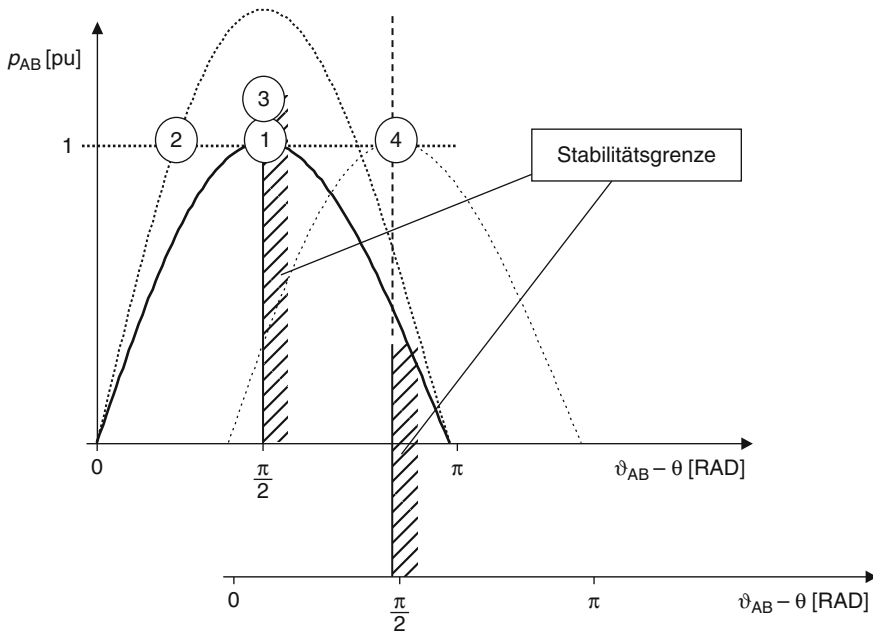


Abb. 7.3 Wirkleistungs-Winkel-Charakteristik (P- ϑ -Diagramm) der Übertragungsstrecke

Die in diesem Kapitel vorgestellten Grundlagen sind daher gleichzeitig auch grundlegend für das Verständnis moderner HGÜ-Einrichtungen. Je nach Hersteller unterschieden sich die VSC in ihrem Aufbau und der Art und Weise, wie an den Ausgangsklemmen eine Wechselspannung bereitgestellt wird. Heute lassen sich folgende Technologieprinzipien unterscheiden, die sowohl für den Einsatz in FACTS-Elementen als auch für den Einsatz in HGÜ-Systemen geeignet sind:

- Pulsweitenmodulierte (**P**ulse **W**idth **M**odulation, PWM) Zweilevel- oder Dreilevel-VSC-Umrichter, die erstmals von ABB in den 90er Jahren eingeführt wurden. Diese Technologie ist unter dem Markennamen „Light-Technology“ in den Markt eingeführt worden. [4]
- Kaskadierte Zweilevel-Umrichter (**C**ascaded **T**wo **L**evel **C**onverter, kurz: CTL-VSC). Dieser Ansatz ist eine Weiterentwicklung des Zweilevel- bzw. Dreilevel-PWM-VSC-Technologie und wird unter demselben Markennamen vermarktet: „Light-Technology“. Die Markteinführung war im Jahr 2010. Erste kommerzielle Projekte sind gestartet (Referenz: Ende 2010). [15]
- Modularer Multilevel Umrichter (**M**odular **M**ultilevel **C**onverter, MMC bzw. MMC-VSC), die etwa 2006 durch Siemens auf den Markt gebracht wurden und unter dem Markennamen „Plus-Technologie“ bekannt sind. Erste kommerzielle Projekte sind gestartet (Referenz: Ende 2010). [12, 21]
- Hybrid-Multilevel-Ansatz (HML-VSC-HGÜ, kurz: HML-VSC), dessen Entwicklung 2010 durch Alstom Grid bekannt gemacht wurde. Technologisch ist

dieser Ansatz eine Kombination der beiden zuvor genannten Technologien. Kommerzielle Anlagen in dieser Technologie waren bis Redaktionsschluss nicht bekannt (Referenz: Ende 2010). [26]

Nach einer kurzen Einführung in die Funktionsweise und den Aufbau von Halbleiterbauelementen, die in FACTS-Elementen (und auch HGÜ-Einrichtungen) eingesetzt werden, erfolgt eine allgemeine Beschreibung der verschiedenen VSC-Technologien. Der Schwerpunkt liegt dabei auf einer Darstellung der grundlegenden Funktionsweise. Dieses Kapitel erhebt nicht den Anspruch auf eine vollständige Beschreibung aus Sicht der Leistungselektronik. Es wird vielmehr die Funktionsweise dahingehend beschrieben, wie sie erforderlich ist, um die Auswirkungen aus Netzperspektive analysieren zu können.

7.2.1 Halbleiterbauelemente

Innovationen bei FACTS Elementen wurden insbesondere durch die weitreichenden Entwicklungen in der Halbleitertechnik erreicht. Die Realisierung von leistungsfähigen Wechselrichtern und somit innovativen Betriebsmitteln für Übertragungssysteme lässt sich auf die Entwicklung abschaltbarer Elemente zurückführen. Seit der ersten Entwicklung von Thyristoren durch General Electric im Jahr 1957 wurde nach leistungselektronischen Schaltern gesucht, deren Eigenschaften unter anderem niedrige Schaltverluste bei hohen Taktfrequenzen und minimale Durchlassverluste sind.

Der heutige Stand der Technik stellt zwei Technologien zur Anwendung im Hochleistungsbereich zur Verfügung: Thyristoren und Transistoren. Unter den Thyristoren wird weiterhin zwischen den klassischen Thyristoren und ein- und abschaltbaren Elementen bzw. Thyristoren und GTOs (**G**ate **T**urn-**O**ff Thyristoren) unterschieden. GTOs sind eine Weiterentwicklung von Thyristoren die sich durch das Anlegen einer Spannung am Gate abschalten lassen, wobei Thyristoren nur beim Stromnulldurchgang gelöscht werden können. Seit Mitte der 1990er Jahre gibt es im Hochleistungsbereich eine weitere Entwicklung des GTOs, den IGCT (**I**ntegrated **G**ate **C**ommutated **T**hyristor), der die besten Eigenschaften der Thyristoren – geringe Durchlassverluste – mit denen der Transistoren – geringe Abschaltverluste – kombiniert (s. auch [25]). Andererseits hat sich auch der Transistor in den vergangenen Jahren erheblich entwickelt. Die monolithische Integration von MOSFET- und BJT-Strukturen führte zur Entwicklung des IGBTs (**I**nsulated **G**ate **B**ipolar **T**ransistors), der aufgrund stetiger Weiterentwicklung heute auch für Höchstleistungen eingesetzt wird (vgl. [16]). Mittlerweile ist abzusehen, dass der IGBT und der IGCT die elektronischen Bauelemente sein werden, die vorzugsweise für FACTS und Hochleistungsanwendungen zum Einsatz kommen werden. Bereits heute gibt es Anwendungsbeispiele beider Bauelemente in Systemen für Leistungen über 1000 MW.

Da die wesentlichen Komponenten von FACTS-Elementen leistungselektronische Schaltungen sind, gibt dieser Abschnitt eine Übersicht über gängige Halbleitertypen, leistungselektronische Bauelemente sowie typische Umrichtertechnologien und Steuerverfahren. In der Technik etablierte Komponenten, wie z. B. Thyristor geschaltete Reaktanzen oder Kapazitäten oder andere *netzgeführte* leistungselektronische Schaltungen werden hier nicht berücksichtigt. Zu deren Beschreibung wird auf Abschn. 7.3.1 in Band 1 verwiesen. Hier liegt der Schwerpunkt auf *selbstgeführten* Umrichterschaltungen, die einen Einsatz von abschaltbaren Halbleiterelementen erfordern (eine kurze Einleitung dazu ist in Band 1, Abschn. 7.3.2 gegeben). Eine qualitative Bewertung verfügbarer Halbleiter zum Einsatz in FACTS-Elementen kann anhand der Halbleitereffizienz und deren betrieblichen Verhaltens durchgeführt werden. Hersteller leistungselektronischer Einrichtungen konzentrieren sich meistens auf bestimmte Halbleitertechnologien und optimieren deren Einsatz gemäß den gegebenen Betriebsbedingungen. Andererseits lassen Spezialanwendungen manchmal keine Möglichkeit zur freien Wahl aufgrund besonderer technischer Randbedingungen. So werden beispielsweise konventionelle Thyristoren, deren hohe Stromleitfähigkeit und Sperrspannungen von kaum einem anderen Halbleiterelement erreicht werden, weiterhin für Höchstleistungsanwendungen wie z. B. der klassischen¹ HGÜ (LCC-HGÜ) bevorzugt. Aber auch in diesem Anwendungssegment halten nun IGBT-basierte Umrichter Einzug. Insbesondere wo eine hohe Taktfrequenz bei hohen Leistungen erforderlich ist, sind IGCTs und IGBTs im Einsatz. In nahezu allen kommerziellen Ausführungen von FACTS-Elementen aber auch HGÜ-Anlagen mit Spannungsumrichtern kommen heute IGBT zum Einsatz. IGCT werden weiterhin als Option für diesen Anwendungsbereich betrachtet.

Die Eigenschaften von Halbleitern können qualitativ durch einige wenige Eigenschaften z. B. Verluste und maximal zulässiger Strom- und Spannungsanstieg beschrieben werden. Der Vorwärtsspannungsabfall eines Halbleiters ist maßgebend für die Verluste des Halbleiters im leitenden Zustand. Diese Verluste müssen möglichst schnell abgeführt werden und stellen somit hohe Anforderungen an die eingesetzte Kühlung. Während des Einschaltvorgangs steigt die Amplitude des vorwärtsleitenden Stroms, ehe die Vorwärtsspannung fällt d. h. während des Abschaltens steigt die Vorwärtsspannung bevor der Strom abnimmt. Die in diesem Fall gleichzeitig hohen Werte von Strom und Spannung bedeuten, dass hohe Verluste innerhalb des Halbleiters erzeugt werden; insbesondere bei hohen Schaltfrequenzen. Hohe Taktfrequenzen bedeuten, dass die Anzahl der Schaltvorgänge maßgebend für die abzuführenden Verluste der Halbleiter sind.

Der Übergang von einem leitenden zu einem sperrenden Zustand bedingt einen, von der Taktfrequenz abhängigen, Spannungsanstieg du/dt , während der Übergang vom sperrenden in den leitenden Zustand einen gewissen Stromanstieg di/dt erfordert. Weiterhin sind einige der Halbleiterelemente z. B. Dioden und GTOs in den maximalen Werten von du/dt und di/dt begrenzt.

¹ Klassische HGÜ sind fremdgeführte HGÜ, deren Umrichter mit Thyristorventilen ausgeführt sind. Daher werden klassische HGÜ auch als Line Commutated Converter (LCC) – HGÜ bezeichnet.

Im Fall von GTOs muss eine gleichmäßige Verteilung des Stromes über dem Halbleiter vorhanden sein. Bei einem zu großen Stromanstieg kann die homogene Verteilung nicht mehr garantiert werden und der GTO könnte durch die hohe Stromdichte in einzelnen Teilen des Halbleiters zerstört werden. Zur Begrenzung von Strom- und Spannungsanstieg werden spezielle Beschaltungen bzw. „Snubber“ eingesetzt. Diese Beschaltungen sind aus passiven Bauelementen zusammengesetzt und erzeugen ebenfalls Verluste.

Da die Beschaltungen meist außerhalb des Halbleitergehäuses platziert werden, tragen die Beschaltungsverluste nicht zu denen des Halbleiters bei und müssen bei der Auslegung der unmittelbaren Halbleiterkühlung nicht berücksichtigt werden. Die Beschaltungsverluste dürfen allerdings nicht vernachlässigt werden, wenn der Wirkungsgrad des Gesamtsystems berechnet wird.

7.2.1.1 Dioden

Obwohl der Einfachste der Halbleiterbausteine, ist dieses zweischichtige Element zugleich eins der wichtigsten. Fast die Hälfte der Bauelemente in FACTS-Elementen sind Dioden. Dioden finden beispielsweise Einsatz in Diodengleichrichtern, Spannungsumrichtern als antiparallele Diode für Halbleiterschalter oder in Gate-Steuerkreisen und als Bestandteile von Schutzbeschaltungen.

Sie sind aus dem Bereich der Elektronik gut bekannt. In Hochleistungsanwendungen unterscheiden sie sich im Aufbau nur unwesentlich von den Ausführungen für typische Elektronikanwendungen. Zur weiterführenden Information über Aufbau, Herstellung und Betriebsverhalten sei an dieser Stelle auf die einschlägige (Leistungs-)Elektronik-Fachliteratur verwiesen.

7.2.1.2 Thyristoren

Die Stromtragfähigkeit und die hohe Sperrspannung von Thyristoren sind insbesondere unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten bislang von keinem anderen leistungselektronischen Bauelement erreicht worden. Dies ist der Hauptgrund, dass Thyristoren weiterhin weitverbreitet Einsatz finden; z. B. als schaltbare Elemente wie in Blindleistungskompensatoren, sowie auch als Schutz für weniger robuste leistungselektronische Bauteile. Der Thyristor besteht aus vier Schichten und ist ein Einwegschalter (Abb. 7.4). Er wird durch einen Puls am Gate gezündet und bleibt in einem leitenden Zustand bis zum nächsten Stromnulldurchgang.

Die Eigenschaft den Halbleiter abzuschalten ist bei vielen Anwendungen nicht erforderlich. Daher kann in diesem Fall ein Halbleiter für höhere Ströme und Spannungen ausgelegt werden. Im Ersatzschaltbild erscheint der Thyristor als eine Zusammenschaltung zweier Transistoren. Beim Anlegen eines Zündpulses am Gate beginnt der obere npn-Transistor zu leiten. Der Strom im npn-Transistor stellt den Gatestrom im pnp-Transistor zu Verfügung. Letzterer wird somit auch in einen

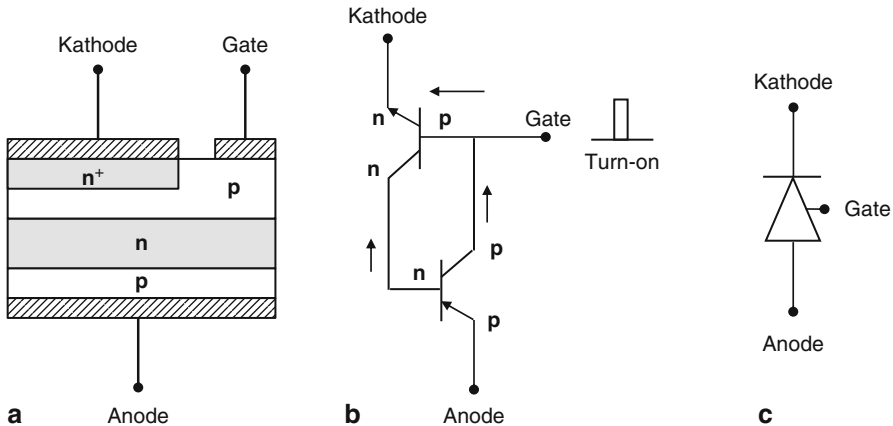


Abb. 7.4 Aufbau Thyristor; Struktur (a), Ersatzschaltbild (b), Schaltsymbol (c)

leitenden Zustand gebracht. Ist der Thyristor einmal eingeschaltet, sind die inneren p- und n-Schichten mit Elektronen und Defektelektronen gesättigt. In diesem Fall verhält sich der Thyristor wie eine Diode, so dass der vorwärtsleitende Zustand erst durch Erlöschen des Stromes an der Anode zum sperrenden Zustand führt. Es wäre natürlich auch möglich, den Thyristor einen Zündimpuls am n-Gate einzuschalten. Das n-Gate würde jedoch mehr Strom verbrauchen, dementsprechend wird das p-Gate zum Ansteuern des Thyristors verwendet.

Die Anwendung von Thyristoren in statischen Kurzschließen ist insbesondere für FACTS-Elemente mit Serienspannungseinkopplung oder Serienimpedanzregelung von Bedeutung (vgl. die Abschn. 7.3.2 und 7.3.2.3). FACTS-Elemente mit Serienspannungseinkopplung werden unter Anwendung eines sogenannten Boostertransformators in Serie zu einem Übertragungselement geschaltet. Das oftmals hohe Übertragungsverhältnis des Boostertransformators bewirkt, dass im Fall eines netzseitigen Kurzschlusses auf der Sekundär- bzw. Umrichterseite des Transformators sehr große Kurzschlussströme entstehen. Die für Umrichter eingesetzten IGBTs oder IGCTs sind ohne Parallelschaltung oftmals nicht in der Lage diese hohen Ströme zu leiten ohne dabei Schaden zu nehmen. Thyristoren sind robust genug, um diese hohen Ströme zu führen und dem mechanischen Schutz bzw. Leistungsschaltern somit die notwendige Auslösungs- und Abschaltzeit zu geben. Diese Kurzschließer oder „Crowbars“ werden parallel zu der Sekundärwicklung des Transformators geschaltet. Im Fall eines netzseitigen Fehlers bekommen die antiparallel geschalteten Thyristoren des Kurzschließers einen Zündimpuls und der Strom kommutiert so in den parallelen Pfad.

7.2.1.3 Gate-Turn-Off Thyristor (GTO)

Im vorwärtsleitenden Zustand gleicht der GTO dem Thyristor. Die vierschichtige Struktur des Thyristors ist beibehalten. Eine zusätzliche Dotierung bewirkt, dass der GTO ausschaltbar ist (vgl. Abb. 7.5).

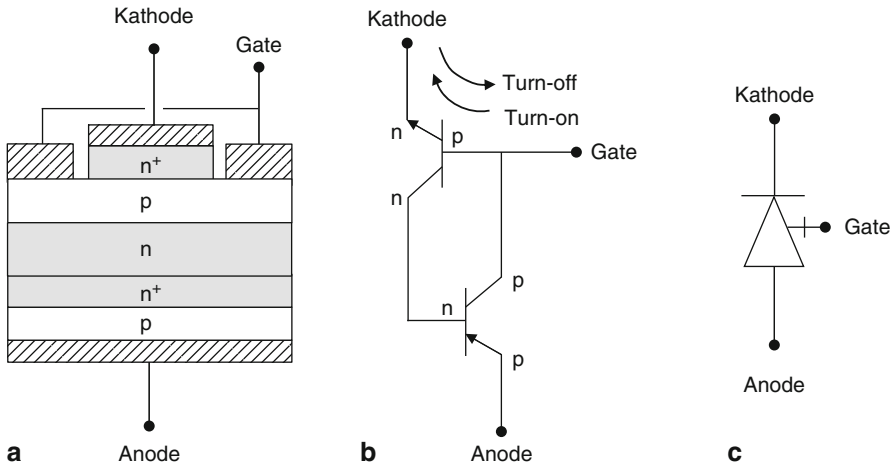


Abb. 7.5 Aufbau eines GTOs; Struktur (a), Ersatzschaltbild (b), Schaltsymbol (c)

Falls ein genügend großer Strom von der Kathode zum Gate kommutiert (um die Anzahl der Ladungsträger in der Kathode bzw. Emitter des pnp-Transistors zu reduzieren), verlässt der npn-Transistor seinen selbstregenerierenden Zustand. Mit dem oberen npn-Transistor im sperrenden Zustand ist am Gate des unteren pnp-Transistors kein Signal mehr. Dieser schaltet dann ebenfalls aus.

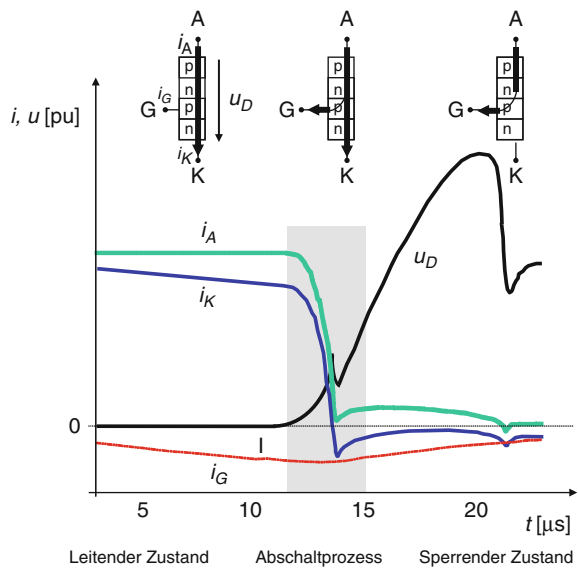
Während der Zündimpuls zum Einschalten nur einige Prozent des zu leitenden Stromes für eine Dauer von einigen μs beträgt, erfolgt der Ausschaltprozess im Vergleich dazu über einen längeren Zeitraum (vgl. Abb. 7.6). Obwohl die dazu benötigte Spannung nur etwa 10–20 V beträgt, sind die erzeugten Verluste erheblich, so dass der Energieaufwand zum Ausschalten etwa 10–20 mal größer als der zum Einschalten erforderliche ist. Es soll zusätzlich darauf hingewiesen werden, dass die Einschaltenergie eines GTOs im Vergleich zu der eines konventionellen Thyristors um bis zu 10 mal größer sein kann.

Die Kommutierung des Kathodenstromes führt zu einem Anstieg der Anodenspannung. Dieser Spannungsanstieg wird gewöhnlich durch einen Kondensator begrenzt, weil ansonsten die Koexistenz von Kathodenstrom und Anodenspannung zu einer Rückzündung führen könnte. Die gleichzeitig von Null verschiedenen hohen Werte von Strom und Spannung erzeugen Verluste. In Umrichteranwendungen wird eine Freilaufdiode antiparallel zum GTO geschaltet, so dass der GTO keine Rückwärtssperrensorgung führen muss.

7.2.1.4 Insulated Gate Bipolar Transistor (IGBT)

Der IGBT kombiniert einige der Vorteile des „Metal Oxide Field Effect Transistors“ (MOSFET), des „Bipolar Junction Transistors“ (BJT) und des GTO. Der IGBT

Abb. 7.6 Strom- und Spannungsverläufe beim Ausschaltvorgang eines **Gate Turn Off Thyristors (GTO)**.
(Quelle: ABB)



kann als ein Halbleiterbauelement mit Vierschichtenstruktur mit einem MOS-Gate betrachtet werden (Abb. 7.7).

Die einfache MOSFET-Struktur des Gates bedeutet, dass der IGBT durch das Anlegen einer Spannung einschaltet und durch das Anlegen eines Nullpotenziales zum Sperren gebracht wird. Dies ermöglicht eine sehr einfache Ansteuerung. Andererseits entsteht durch das schnelle Schalten des sogenannten Drain-Stromes der MOSFET Struktur und des etwas langsameren Emittersstromes des pnp-Transistors

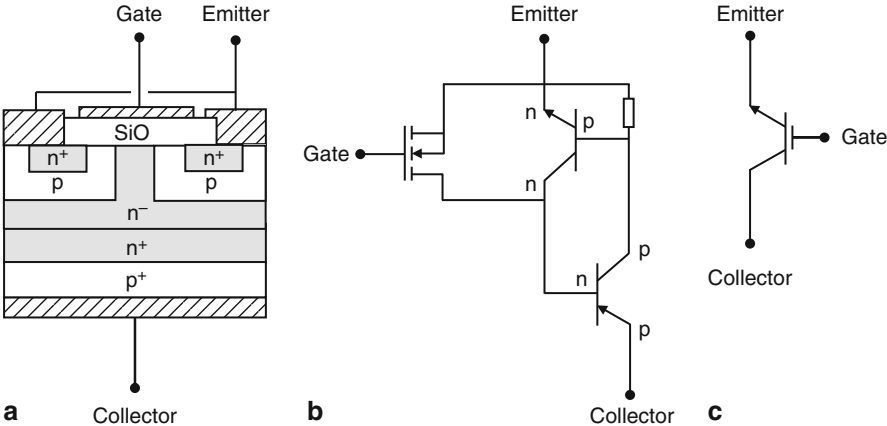


Abb. 7.7 Struktur und Aufbau eines IGBTs; Struktur (a), Äquivalenter IGBT Kreis (b), Schaltsymbol (c)

ein sog. „Current Tailing“ Phänomen. Current Tailing ist das Abklingen des Emitterstroms durch Rekombination d. h. den Abbau von Minoritätsträgern. Dieser Effekt kann durch Dotierung reduziert werden, bewirkt aber auch einen Anstieg des Einschaltwiderstandes. Die kompliziertere MOSFET-Struktur führt zu kleineren Chips; die Oberfläche eines IGBT ist ca. 1 cm^2 . Diese werden kombiniert durch Parallelschaltung, Verdrahtung und Verpackung in größere IGBT Module, die dann in Umrichtern eingesetzt werden. Aufgrund der kleinen Ein- und Ausschaltzeiten ist der IGBT besonders für den Einsatz in selbstgeführten Umrichtern geeignet. Dies gilt insbesondere für den Betrieb mit Pulsweitenmodulation aufgrund der hohen möglichen Taktfrequenzen bei IGBTs. Aber auch in anderen VSC-Kombinationen findet der IGBT Einsatz – dort bei niedrigeren Schaltfrequenzen, da mit steigender Schaltfrequenz auch die Schaltverluste zunehmen.

Der IGBT eignet sich für Hochleistungsanwendungen in unterschiedlichen Umrichterausführungen. Während Mitte bis Ende der 90er Jahre des letzten Jahrhunderts IGBT basierte Umrichter auf PWM-Basis erstmals kommerziell sowohl als FACTS-Elemente, als auch als HGÜ-Systeme eingesetzt wurden. Existieren heute unterschiedliche z. T. auch konkurrierende Konzepte in denen vorwiegend IGBT als Halbleiterschalter eingesetzt werden. Kommerzielle Anlagen mit IGBT-Umrichter und mehreren hundert MW Leistung sind in Betrieb. Anlagen mit Nennleistungen über ein GW befinden sich in der Planung.

Trotz seiner Limitierung durch z. B. einen hohen Vorwärtsspannungsabfall und dementsprechenden Verlusten, ist ein starker Anstieg der Anzahl von IGBT Anwendungen auch im Hochleistungsbereich zu erwarten.

7.2.1.5 Integrated Gate Turn-Off Thyristor (IGCT)

Der IGCT wurde ursprünglich als verbesserter leistungselektronischer Schalter für Hoch- und Mittelspannungsanwendungen entwickelt. Motivation dafür waren die Begrenzungen des GTOs (nur kleine Taktfrequenzen sowie relativ lange Schalt-dauern) und IGBTs (ursprünglich nur kleine Leistungen und Spannungen, hohe Durchlassverluste ohne separate Transistorbeschaltung). Der IGCT sollte die Vorteile von GTO (hohe Stromtragfähigkeit) und IGBT (hohe Schaltfrequenzen) in einer leistungselektronischen Komponente vereinen. Die Struktur des IGCT ist gleich der des GTOs, jedoch kann der IGCT zugleich eine monolithisch integrierte Diode d. h. Freilaufdiode aufweisen (Abb. 7.8). Das schnelle Schaltverhalten lässt sich auf die minimale Induktivität im Schaltkreis zurückführen. Sie erlaubt eine sehr schnelle Kommutierung des Kathodenstroms zum Gate (z. B. $3 \text{ kA}/\mu\text{s}$ bei einem 3-kA-IGCT, mit Kommutierungsdauer von ca. $1 \mu\text{s}$). Entsprechend schaltet der IGCT so schnell ab, dass er nicht in den verlustbehafteten Übergangsbereich zwischen leitendem Thyristor und sperrendem Transistor kommt.

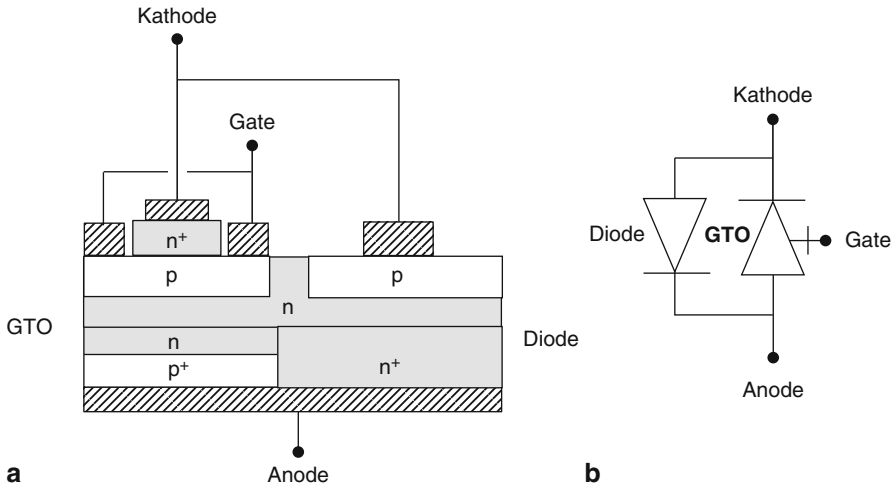


Abb. 7.8 Struktur (a) und äquivalentes Symbol (b) eines IGCT mit Freilaufdiode

7.2.2 Pulsweitenmodulation Spannungsumrichter (PWM-VSC)

7.2.2.1 Grundprinzip

Die Grundstruktur der VSC kann über eine Anordnung leistungselektronischer Schalter dargestellt werden (Abb. 7.10). Diese Schalteranordnung ist an eine Gleichspannungsquelle so angeschlossen, dass je nach Schaltzustand des Schalters entweder das positive oder das negative Potential auf den Ausgang geschaltet wird. Im einfachsten Fall dient ein Kondensator als Gleichspannungsquelle (Abb. 7.9). Diese Schaltungen sind aus der Antriebstechnik bekannt, werden aber erst in den letzten Jahren in der Energieversorgung eingesetzt.

Bei der einfachsten Schaltungsausführung existieren für die Umrichterschaltung nach Abb. 7.10 gemessen an der Ausgangsspannung drei verschiedene Schaltzustände: 0V, $+u_d$ und $-u_d$ an den Ausgangsklemmen (Abb. 7.9). Durch entsprechende Änderung des Schaltzustandes über der Zeit wird so eine Wechselspannung erzeugt. Bei dem hier gezeigten einfachsten Fall der Wechselspannungserzeugung ist der Oberwellengehalt relativ groß.

Durch spezielle Steuerverfahren (z. B. Pulsweitenmodulation, Abb. 7.11) kann der Anteil der Harmonischen deutlich reduziert werden. Bei der Umrichteroptimierung, Spezifikation des Schaltverhaltens und bei der entsprechenden Auslegung der Hardware sind diesbezüglich Kompromisse erforderlich.

Aufgrund der erhöhten Verluste im Silizium ist es nicht möglich, gleichzeitig hohe Taktfrequenzen für einen niedrigen Oberwellengehalt der erzeugten Spannung und die erforderlichen hohen Leistungen in einem einzelnen Umrichter zu realisieren. Im Dauerbetrieb würde bei zu hohen Verlusten die maximale Temperatur der Sperrschicht dauerhaft überschritten und der Halbleiter somit beschädigt oder zerstört.

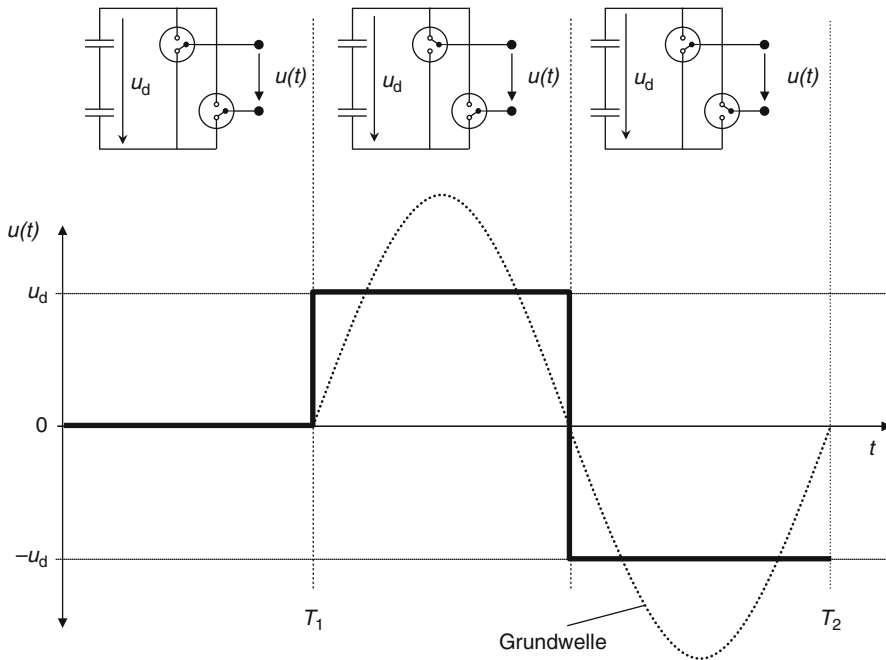


Abb. 7.9 Mögliche Ausgangsspannungen beim Zweipunktumrichter und Verdeutlichung des Prinzips der Wechselspannungserzeugung

Durch ausreichende Kühlung könnten die Wärmeverluste zwar abgeführt werden, der Wirkungsgrad hingegen ist entsprechend niedrig.

Da die Verluste nichtlinear zur Taktfrequenz und den zu schaltenden Nennströmen steigen, wird der Betrieb mit hohen Schaltfrequenzen unwirtschaftlich. Daher wird auf verschiedene Schaltungsanordnungen wie z. B. die Serienschaltung mehrerer VSC mit versetzter Ausgangsspannung der einzelnen Umrichter zurückgegriffen. Der somit erzielte geringere Anteil an Oberschwingungen reduziert gleichzeitig die Leistung des erforderlichen netzseitigen Filters (vgl. Abb. 7.12).

Weil die Taktfrequenz hauptsächlich durch die Temperaturanforderungen an die Halbleiter bestimmt wird, ist es vorteilhaft die zumindest am Ausgang wirksame Taktfrequenz, also die vom Netz „gesehene Taktfrequenz“ zu erhöhen. Dies kann durch versetztes Takten der Umrichter, eine geeignete Anordnung der Wicklungen des Kupplungstransformators zur Eliminierung niederfrequenter Harmonischer und damit durch eine höhere virtuelle Taktfrequenz erreicht werden (vgl. Abb. 7.12).

7.2.2.2 Spannungs- und Leistungsskalierung

Im Folgenden werden einige der Grundsaltungen der VSC-Technologie vorgestellt. Aus diesen Grundsaltungen werden die Bausteine geformt aus denen

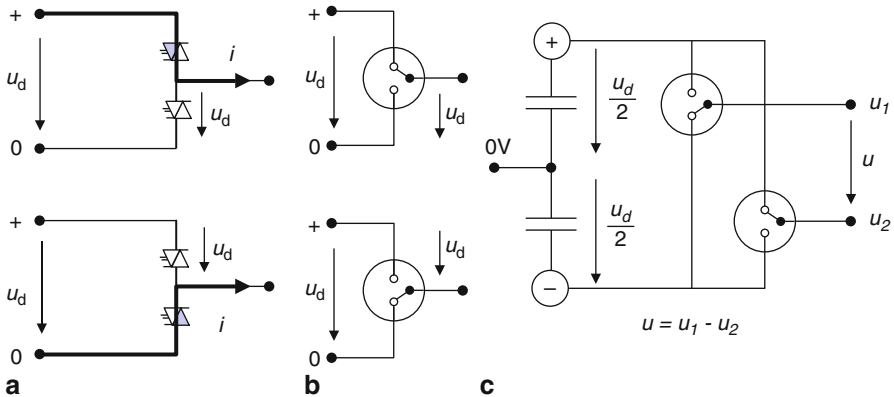
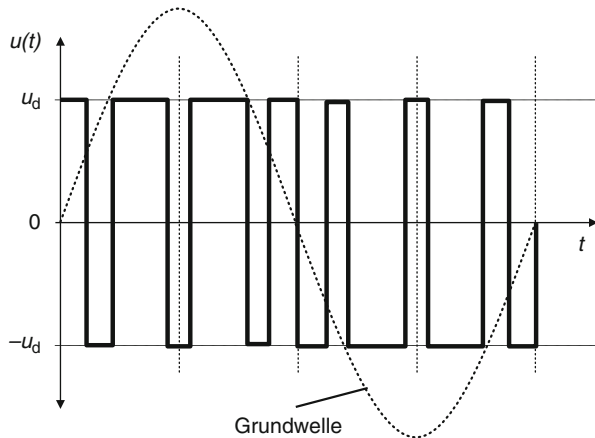


Abb. 7.10 Der Spannungsumrichter (VSC), hier dargestellt als einphasige Brücke (a) sowie Übergang der Schaltungstopologie (b) auf Darstellung mit idealen Schaltern (c)

Abb. 7.11 Vereinfachte Darstellung eines Pulsmusters bei Pulsweitenmodulation



Spannungsquellen für hohe Leistungsklassen hergestellt werden. Eine Skalierung in Bemessungsspannungen, -strömen und -leistungen ist beispielsweise durch das Serien- oder auch Parallelschalten (seltener) der Halbleiterschalter möglich.

(Magnetische) Spannungsaddition Werden die Halbleiter mit einer erhöhten Taktfrequenz betrieben, entsteht neben der Erwärmung als weiterer Nachteil, dass der maximale Modulationsgrad bzw. die Ausnutzung der Zwischenkreisspannung reduziert werden muss. Jeder Halbleiter braucht eine bestimmte Zeit, um ein- und auszuschalten.

Der Zusammenhang der AC- und DC-seitigen Spannungen wird auch aus der Tatsache ersichtlich, dass AC-seitige Oberschwingungen auch im DC-Kreis erscheinen. Es ist daher erwünscht die Verzerrungen in der Ausgangsspannung so klein wie möglich und damit weit unterhalb der nach den Richtlinien zulässigen Grenzen

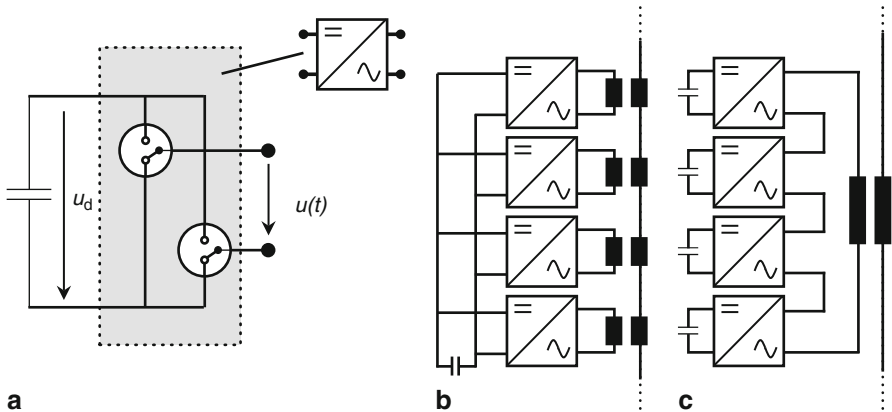


Abb. 7.12 Mögliche Umrichterdarstellung als Schaltsymbol (a), Serienschaltung mit Transformator und gemeinsamem Zwischenkreis (b), sowie Serienschaltung mit getrennten Zwischenkreisen ohne galvanische Entkopplung auf der Wechselstromseite (c)



Abb. 7.13 Aufbau eines IGBT-Stapels. (Quelle: ABB)

zu halten, da sich DC-seitige Belastungen durch Oberschwingungen auch negativ auf die Lebensdauer der spannungshaltenden Kondensatoren im Zwischenkreis auswirken (Abb. 7.12).

Hochspannungsventile mit abschaltbaren Elementen Die zweite Möglichkeit eine hohe Ausgangsspannung zu erzeugen, besteht in der Serienschaltung von abschaltbaren Elementen zu sogenannten Stapeln (auch Stacks). Der in diesem Beispiel betrachtete Stapel besteht aus mehreren in Serie geschalteten IGBT-Modulen, an die jeweils zwecks Ansteuerung eine sog. Gate Unit angeschlossen ist (s. Abb. 7.13).

Zwischen den IGBT-Modulen ist ein Kühlkörper zum Abtransport der Verlustwärme angebracht. Ein derartiger Stapel kann für Spannungen über 150 kV ausgelegt werden. Wobei heute pro Modul eine Sperrspannung von 4,5 kV angenommen werden kann. Jedes IGBT-Modul besteht aus mehreren Submodulen, die wiederum aus der Parallelschaltung von IGBT mit entsprechender Freilaufdiode besteht. Fehlerhafte IGBT verlieren ihre Leitfähigkeit und stellen einen unendlich großen Widerstand dar. Falls ein IGBT in einer Parallelschaltung in einem Submodul schadhaft wird,

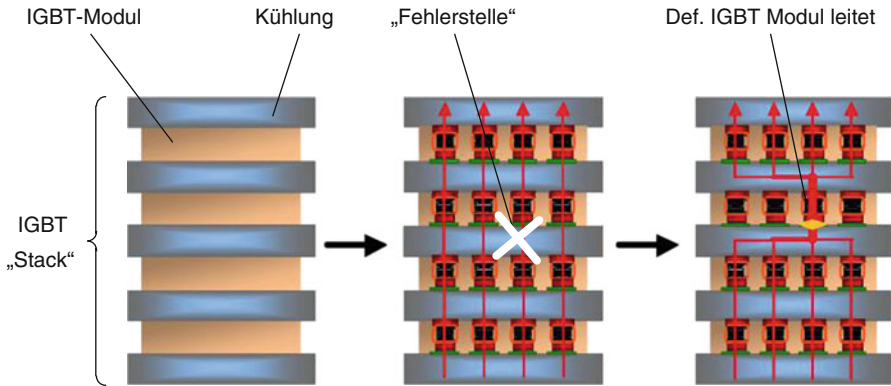


Abb. 7.14 Prinzip des „Short Circuit Failure Modes (SCFM)“ bei einem IGBT-Stapel für die Realisierung eines VSC für den Einsatz in FACTS oder HGÜ. (Quelle: ABB)

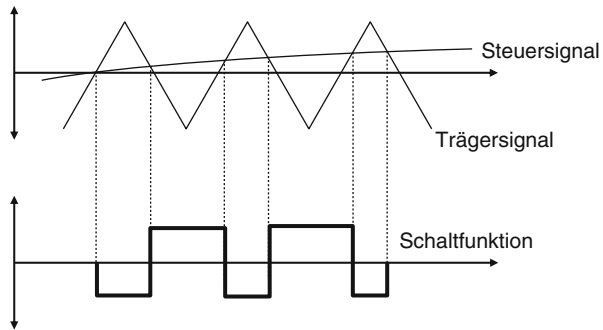
müssen demnach die verbleibenden IGBT in der Parallelschaltung den vollen Strom übernehmen, was zum Ausfall weiterer Halbleiter und schließlich zum Ausfall des gesamten Moduls führen würde. Die Serienschaltung wäre in diesem Fall nicht mehr funktionsfähig. Üblicherweise werden in Stapeln redundante Serienelemente eingebaut, die im Fehlerfall leitend werden, sodass bei planmäßigen Wartungsarbeiten defekte Module ausgetauscht werden können und trotz defektem Modul ein Betrieb des Stapels uneingeschränkt möglich ist. Abbildung 7.14 verdeutlicht diesen Mechanismus, der auch als „Short Circuit Failure Mode“ bezeichnet wird.

7.2.2.3 Pulsweitenmodulation (PWM)

Die Spannungsverläufe der mittels **Pulsweitenmodulation (PWM)** generierten Spannungen wurden bereits im vorstehenden Abschnitt vorgestellt. Das Funktionsprinzip ist einfach und findet heute Einsatz in einer Vielzahl von Anwendungen. Anhand des Beispiels der Zweipunkt-Halbrücke wird das Funktionsprinzip vorgestellt. Die gewünschte sinusförmige Spannung bzw. das Steuersignal wird normiert und mit einem dreieckigen Trägersignal verglichen. Ist das Steuersignal größer als das Trägersignal so nimmt die erzeugte Schaltfunktion den Wert +1 an und andernfalls den Wert -1 (Abb. 7.15). Ist das Schaltsignal +1 so leitet der Halbleiter, im anderen Fall sperrt er. Die Frequenz des Trägersignals ist ein Vielfaches der Grundfrequenz. Somit ergibt sich ein synchrones Modulationsverfahren dessen Ausgangssignal nur ganzzahlige Harmonische enthält.

Bei Betrachtung der Fourier-Reihe der durch die Umrichter erzeugten Spannung stellt sich heraus, dass die Grundschwingung der Umrichterausgangsspannung dem eigentlichen Steuersignal in Amplitude und Phasenlage gleicht. Die Division der Grundschwingung durch die Amplitude der Zwischenkreisspannung ergibt das Steuersignal. Durch Verschaltung von zwei Halbrücken setzt sich die Dreipunktschaltung zusammen.

Abb. 7.15 Prinzip der Gewinnung der Schaltfunktion bei Pulsweitenmodulation



Die Oberwellen der Spannung sind abhängig von der Taktfrequenz d.h. der Frequenz des Hilfssteuersignals. Harmonische der Ausgangsspannung erscheinen in Seitenbändern bei vielfachen der Taktfrequenz. Durch versetzte Trägersignale können Harmonische um die Geraden der Trägerfrequenz reduziert und so die Verzerrung verkleinert werden. Durch erhöhte Taktfrequenz und versetzte Trägersignale kann somit eine erhebliche Reduzierung der Verzerrung erreicht werden. Dieses Modulationsverfahren wird zur schnellen Online-Einstellung bevorzugt.

Zweipunktschaltungen Die einfachste Ausführung des Spannungsumrichters ist die Zweipunktschaltung (Abb. 7.16a). Die Entkopplungsinduktivität zum Anschluss an die Netzspannung ist durch die Streuinduktivität des Kupplungstransformators gegeben. Der Wechselrichterstrom hängt von der Topologie ab. Ist der Wechselrichter in Serie zum Netz geschaltet, so fließt im Wechselrichter der Nennlaststrom. Im Fall einer Parallelschaltung entsteht der Strom durch die Differenz zwischen der erzeugten Wechselrichterspannung und der äußeren Spannung (vom Netz aufgeprägte Spannung), welche beispielsweise über der Entkopplungsinduktivität abfällt. Diese Topologie ist geeignet für kleinere Leistungsklassen, bei der die forcierte Luftkühlung ausreichend ist, um die entstehenden Wärmeverluste abzuleiten. Mit Wasserkühlung kann die Nennleistung um ca. 30 % erhöht werden. Die Ausgangsspannung weißt zwei Spannungsniveaus auf.

Die einfache Zweipunktschaltung (Halbbrücke) kann zu einer einphasigen Brücke oder sog. TWIN-Schaltung verschaltet werden (Abb. 7.16b). Die Ansteuerungen der Halbbrücken sind dabei um 180° versetzt, wodurch eine Ausgangsspannung mit drei Spannungsstufen erreicht wird. Diese Ansteuerung der Halbbrücken bewirkt eine Verringerung der Harmonischen. Durch eine versetzte Ansteuerung erfolgt außerdem eine virtuelle Erhöhung der Taktfrequenz. D. h. die in das Netz eingespeiste Spannung verhält sich so, als wäre der erzeugende Umrichter mit der doppelten Taktfrequenz getaktet.

Dreipunktschaltung Eine Alternative zur Zweipunkt TWIN-Schaltung, ist mit dem ungefähr gleichen Aufwand an Hardwarekomponenten die sog. Dreipunkt-Halbbrücke (Abb. 7.17a). Durch zwei zusätzliche Nullpunkt-Dioden wird ein Null-Schaltniveau eingeführt. Auf die Ausgangsklemmen können so drei definierte

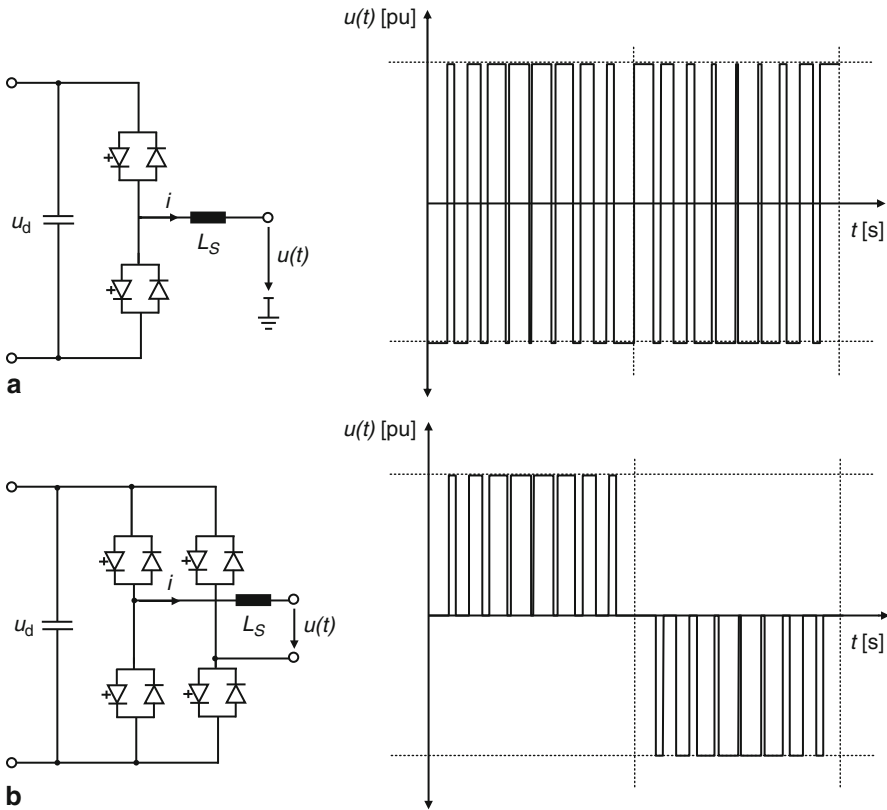


Abb. 7.16 Zweipunktschaltung – Halbbrücke (a) und TWIN-Schaltung (b); Schaltungstopologie sowie Beispiel für ein Pulsmuster bei einer Taktfrequenz von $f_T = 450$ Hz

Spannungsniveaus geschaltet werden. Der Mittelpunkt der Gleichstromkondensatoren ist geerdet und durch die zwei Nullpunkt-Dioden mit dem Umrichter verbunden.

Diese Schaltung vereinfacht die Auslegung des Kopplungstransformators, was für höhere Leistungsklassen sehr wichtig ist. In der Praxis werden oft mehrere Wechselrichterzweige mit versetztem Taktmuster zu einer Gesamtschaltung zusammengesetzt. Bei Schaltungen mit einer höheren Zahl von versetzt taktenden Wechselrichterzweigen wird die Ausgangsspannung durch Summation der einzelnen Umrichter Spannungen über Transformatoren erzielt (vgl. auch Abb. 7.12). Je mehr Transformatoranschlüsse benötigt werden, desto aufwendiger und teurer ist die Transformator konstruktion.

Durch Zusammensetzung von zwei Dreipunkt Halbbrücken entsteht die Dreipunkt TWIN-Schaltung (Abb. 7.17b). Die somit erzeugte Ausgangsspannung hat fünf einstellbare Spannungsniveaus. Sie erzeugt deutlich weniger Oberschwingungen. Die Hilfssteuerspannungen der einzelnen Zweige sind um je 90 Grad versetzt.

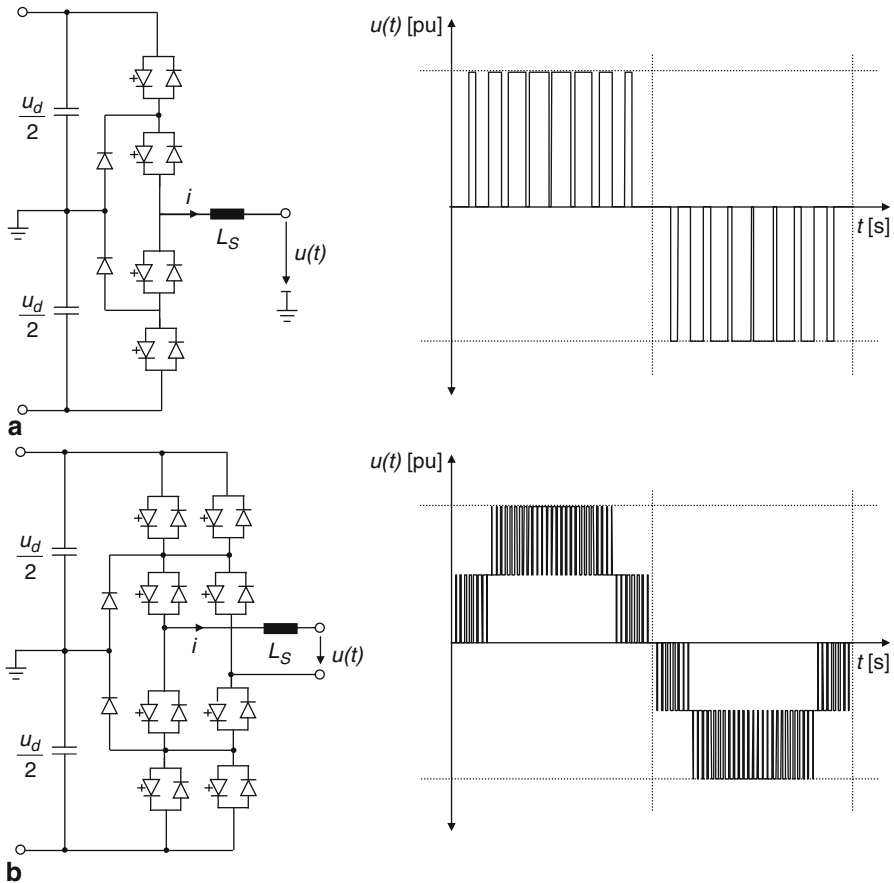


Abb. 7.17 Dreipunktschaltung – Halbbrücke (a) und TWIN-Schaltung (b); Schaltungstopologie sowie Beispiel für ein Pulsmuster bei einer Taktfrequenz von $f_T = 450$ Hz

Die Trägerfrequenzseitenbänder erscheinen bei vierfachen Trägerfrequenzen, was wiederum dazu führt, dass die resultierende Taktfrequenz das Vierfache der eigentlichen Taktfrequenz ist. Für das Netz wirkt die Schaltung also wie eine einfache Umrichterschaltung, die mit der vierfachen Taktfrequenz betrieben wird.

Dieser Effekt wird bei mehreren in Serie geschalteten Umrichtern ausgenutzt. Für die Aussendung von Harmonischen vorteilhaft, ist die hohe resultierende Taktfrequenz des Gesamtsystems. Die Taktung der einzelnen Umrichter erfolgt dabei mit einer entsprechend niedrigeren Taktfrequenz, was vorteilhaft für die Verluste des Gesamtsystems ist.

Um die Zwischenkreiskondensatoren genau abstimmen zu können, muss die Verzerrung im Zwischenkreisstrom bekannt sein. Die Oberwellen im Zwischenkreisstrom (i_d) verursachen eine Welligkeit in der Zwischenkreis-Gleichspannung die sich nachteilig auf die Kondensatoren auswirken kann, falls diese nicht entsprechend

dimensioniert sind. Der Zwischenkreisstrom besteht aus einer Gleichkomponente $i_{d,GL}$, die die mit dem Zwischenkreis ausgetauschte Wirkleistung ($p = u_d \cdot i_{d,GL}$) widerspiegelt und einem Pulsationsanteil $i_{d,n=1}$ und/oder $i_{d,n=2}$ aufweist. Dieser pulsiert abhängig von der Umrichtertopologie mit einfacher oder zweifacher Grundfrequenz. Die dritte Komponente stellt einen durch Ein- und Ausschalten der Umrichter verursachten Verzerrungsanteil $i_{d,vz}$ dar.

$$\begin{aligned} i_d &= i_{d,GL} + i_{d,vz} + i_{dv=2} \\ &= S(t)i_L(t) + i_{d,vz}(t) \end{aligned} \quad (7.5)$$

$S(t)$ ist die Schaltfunktion des Umrichters, dargestellt durch die Ausgangsspannung die das Produkt der Zwischenkreisspannung und der Schaltfunktion ist, d. h. $S(t) \cdot u_d$. Der Verzerrungsanteil auf der Wechselspannungsseite des Umrichters überlagert sich auf den Zwischenkreis.

Im Fall einer Halbbrücke existiert noch eine zusätzliche 50-Hz-Komponente d. h. ein 50-Hz-Pulsationsanteil, der durch ungleiche Belastung der DC-Anschlüsse entsteht, während die zusätzliche 100-Hz-Schwingungen d. h. der 100-Hz-Pulsationsanteil aufgrund der Leistungsschwankungen auf der Wechselspannungsseite entstehen. Dies gilt insbesondere für den unsymmetrischen Betrieb der Umrichter. Die Welligkeit des Gleichstroms ist im Fall eines dreiphasigen Betriebes nicht so groß wie in Abb. 7.18 dargestellt.

Aufgrund der hier betrachteten parallelen Verschaltung der Umrichter heben sich einige Oberwellen auf. Dies gilt insbesondere für die dreifachen Harmonischen. Im symmetrischen Betrieb wird die Welligkeit des Zwischenkreisstromes durch das Entfallen der dreifachen Oberwellen (d. h. $n = 3, 9, 15, \dots$) weiter geglättet. Weiterhin entsteht keine 100-Hz-Komponente die im einphasigen Betrieb erscheint.

7.2.2.4 Strom- und Spannungsverzerrung

Das Spektrum der umrichtererzeugten Spannung kann durch die FFT (Fast Fourier Transformation) des Signals berechnet werden. Für die Herleitung der FFT und deren Anwendung ist auf die einschlägige Fachliteratur verwiesen. Das Grundprinzip der Berechnung der Verzerrung der Ausgangsspannung liegt in der Zerlegung des Ausgangsspannungsmusters mittels FFT. Die Abweichung der Ausgangsspannung von einem rein sinusförmigen Verlauf wird als Klirrfaktor (Engl. Distortion Factor IEC 1000-2-2) bezeichnet und berechnet sich aus dem Verhältnis des Effektivwertes der Summe der Oberschwingungen zum Effektivwert der Grundschwingung:

$$\text{Klirrfaktor} = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^N u_n^2}}{U_1} \cdot 100 \% \quad (7.6)$$

Die Spannungsverzerrung oder die Größe des Oberschwingungsanteiles bestimmt die Bauleistung des netzseitigen Filters. Weiterhin werden diese Oberschwingungen

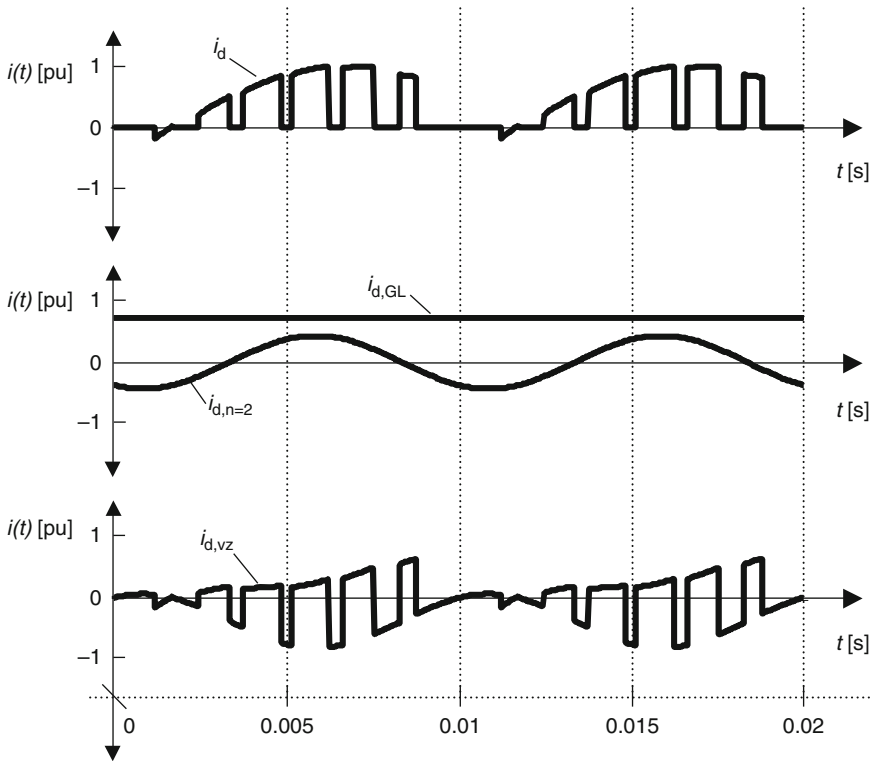


Abb. 7.18 Zwischenkreisstromkomponente – Gleichstrom, Pulsationsanteil und Verzerrungsstrom bei einer Schaltfrequenz von $f_T = 350$ Hz, einem $\cos \Phi = 0.85$ und einer Gleichspannungsausnutzung von 0.8 basierend auf einem Scheitwert des Wechselstroms von 1 pu.

auch den Zwischenkreis bzw. die Kondensatoren belasten, sodass eine Reduzierung der Oberschwingungen sich vorteilhaft auf die Dimensionierung der Zwischenkreiskondensatoren auswirkt. Der Verzerrungsanteil in der Ausgangsspannung ist abhängig von der Taktfrequenz und der Umrichter topologie.

Der Ausgangsstrom lässt sich in die Grundschiwingung und den Verzerrungsanteil aufspalten. Die Grundschiwingung ist der eigentliche Nutzanteil, während der Verzerrungsanteil alle Frequenzen neben der Grundschiwingung umfasst. Der Verlauf und die Kennwerte des Verzerrungsanteils stellen wesentliche Vergleichskriterien für die Steuerverfahren dar. Der Verzerrungsanteil hängt stark von der Taktfrequenz, der Ausnutzung der Gleichspannung sowie von der Streuinduktivität des Kopplungstransformators ab. Mit steigender Frequenz fällt die Amplitude der Verzerrungsströme. Die Amplitude des Stromes ist umgekehrt proportional zur Taktfrequenz (vorteilhaft bzgl. Leistungsspektrum der Verzerrung). Es ist zu berücksichtigen, dass mit steigender Taktfrequenz die Umrichter verluste steigen und so strenge Anforderungen an die Umrichter kühlung gestellt werden müssen. Die

vom Umrichter erzeugte Stromverzerrung besteht aus Oberschwingungen mit Frequenzen ähnlich derer des Spannungsspektrums. Bei Betrachtung der Netzspannung u_N , der umrichtererzeugten Spannung u_B und des Spannungsabfalls u_L über der Streuinduktivität L des Kopplungstransformators wird ersichtlich, dass allein die Oberschwingungen der Umrichterspannung zur Stromverzerrung beitragen:

$$\begin{aligned} i_{os} &= \frac{1}{L} \int (u_N(t) - u_B(t) - u_L(t)) dt \\ &= \frac{1}{L} \int u_{B,OS}(t) dt \end{aligned} \quad (7.7)$$

Dass Stromoberschwingungen aus dem Integral der Spannungsoberschwingungen berechnet werden, wird auch aus der Änderung im Gradienten des Stromverlaufes ersichtlich (Abb. 7.19). Im Fall einer positiven Spannung ergibt sich ein positiver Gradient, während bei einer negativen Spannung ein negativer Gradient entsteht. Die Amplitude der Harmonischen fällt im umgekehrten Verhältnis zur Taktfrequenz, sodass die Leistung des Signals mit steigender Taktfrequenz in der Grundschiwingung konzentriert wird. Die Auswirkung von verschiedenen Topologien und steigender Taktfrequenz ist in Abb. 7.19 dargestellt.

Der netzseitige Wechselstrom besteht aus einer 50-Hz-Komponente (bei 50-Hz-Netzen), d. h. für seriengeschaltete Elemente ist dies der Laststrom und die umrichtererzeugten Oberwellen. Diese Oberwellen erscheinen in Frequenzbändern zentriert auf den Vielfachen der Taktfrequenz, abhängig von der Verschaltung der Umrichter. Die Amplitude der Oberwellen und deren Lage im Spektrum ist eine gute Vorgabe zur Abschätzung der Verzerrung. Dies gilt auch für die Toleranzbänder bzw. Hüllkurven der Verzerrung. Die Toleranzbänder markieren die maximalen Abweichungen vom sinusförmigen Verlauf. Aus der Breite des Toleranzbandes lässt sich auf die Höhe des Klirrfaktors schließen.

7.2.3 Kaskadierter Zweilevel Spannungsumrichter (CTL-VSC)

Im Prinzip hat der kaskadierte Zweipunktumrichter (CTL-VSC) eine ähnliche Topologie wie der modulare Multilevelumrichter (MMC-VSC, s. auch Abschn. 7.2.4). Durch den Hersteller wurde ein anderer Name ausgewählt, da in Reihe geschaltete IGBTs als Ventile verwendet werden (vgl. Abschn. 7.2.2.2).

Im Grunde wurde die Technologie, die bereits erfolgreich für Zweipunkt-VSCs im Hochspannungsbereich verwendet wurde, auf Multilevel-VSCs durch kaskadierte Anordnung erweitert. Jeder Phasenzweig des CTL-VSC kann in zwei Zweige unterteilt werden (positiv und negativ), die jeweils den positiven bzw. negativen Pol der DC-Sammelschiene mit der AC-Sammelschiene des Umrichters verbinden (Abb. 7.20). Jeder Zweig besteht aus einer Kaskade von n Zweipunktumrichtern. Für eine Sammelschienenspannung auf der DC-Seite von ± 320 kV sind typischerweise $n = 38$ Module pro Zweig nötig. Die kaskadierten Zweipunktmodule werden in jedem

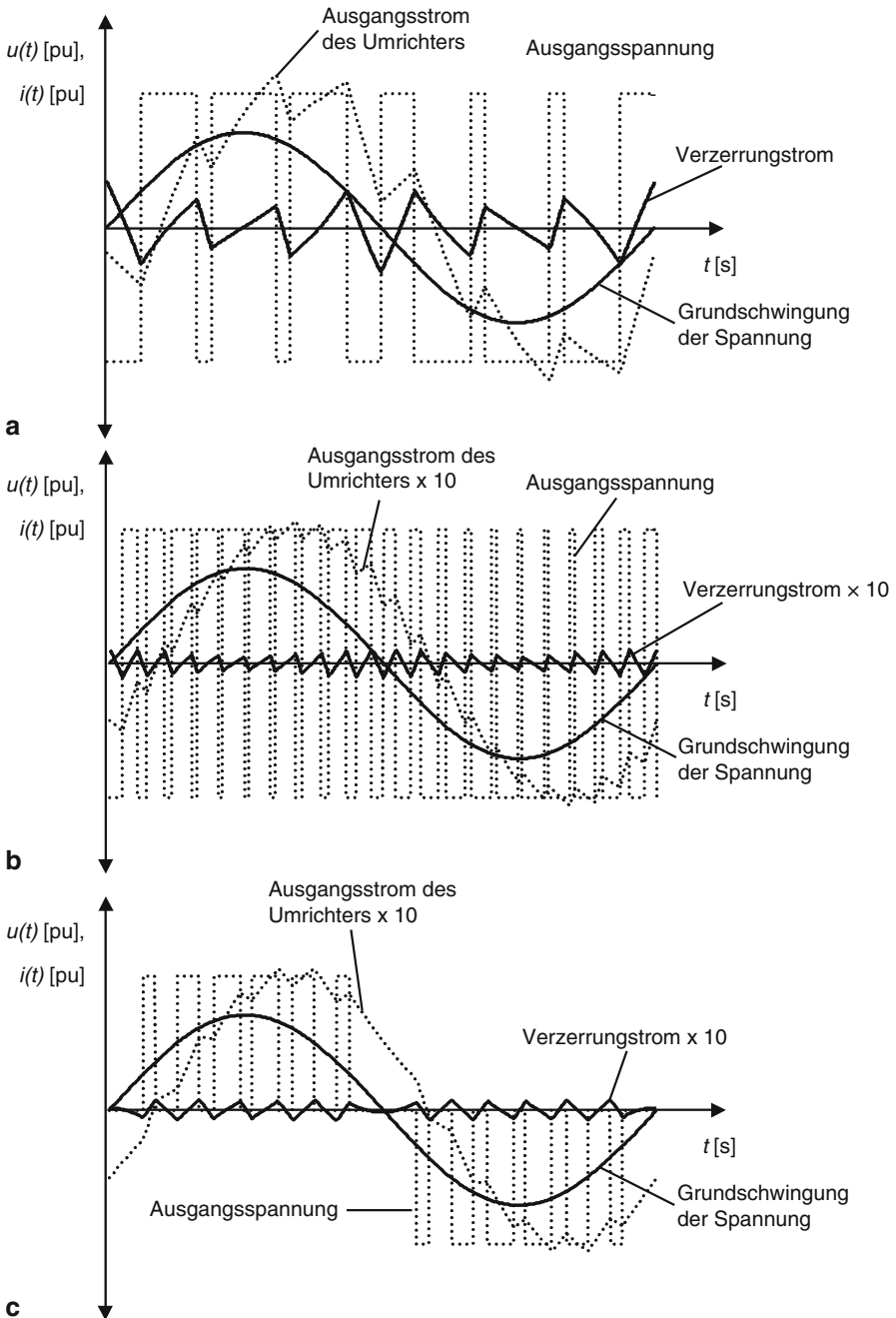


Abb. 7.19 Stromverzerrung bei einem Zweipunktumrichter, $f_T = 350$ Hz (**a**), einem Zweipunktumrichter, $f_T = 1050$ Hz (**b**) und einem Dreipunktumrichter, $f_T = 350$ Hz (**c**), Streuinduktivität jeweils 5 %

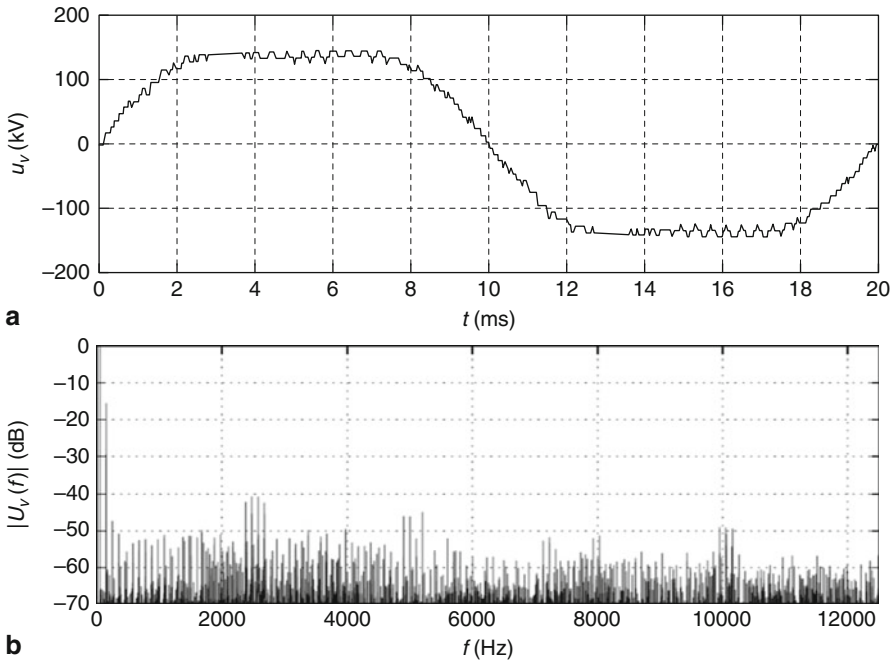


Abb. 7.21 **a** eine Periode der Umrichterspannung für die Grundfrequenz von 50 Hz, Impulszahl 3...37, 17 Module/Zweigen und einer Nennspannung der Module von 17,6 kV, **b** dazugehöriges Frequenzspektrum. [15]

ungefähr zehn Mal größer als die bereits genannte Schaltfrequenz eines Zweipunkt-VSC. Abb. 7.21a) zeigt die Wellenform der Umrichterspannung mit weniger als der halben zuvor genannten Spannungsamplitude und folglich nur $n = 17$ Modulen pro Abzweig. Zur sinusförmigen Modulationsreferenz wurde eine dritte Harmonische hinzugefügt, um den Spannungsbereich auf ein Maximum auszuweiten. Diese Harmonischen heben sich im Anschlusstransformator auf und gelangen nicht in das Netz. Das dazugehörige Frequenzspektrum in Abb. 7.21b) zeigt, dass alle Amplituden der Harmonischen außer der dritten Harmonischen unter -40 dB liegen (1 % der netzfrequenten Grundschiwingung).

Modulkondensator und Ripple der Modulspannung Der Kondensator eines Moduls ist eine grundlegende Komponente des CTL-Umrichters. Er ist im Design eines Ventils enthalten und dient hauptsächlich als Energiespeicher. Die Modulspannung ergibt sich aus der Summe der Zweigspannungen. Der Mittelwert der Modulspannung sollte der zweifachen Spannung zwischen dem Pol und dem Neutralleiter der DC-Sammelschiene entsprechen, um die maximale Amplitude für die Umrichterausgangsspannung zu gewährleisten.

Da der Modulkondensator einem Grundschiwingungsstrom beaufschlagt wird, wird jeder Modulspannung ein Ripple überlagert. Die Modulkapazität wird als

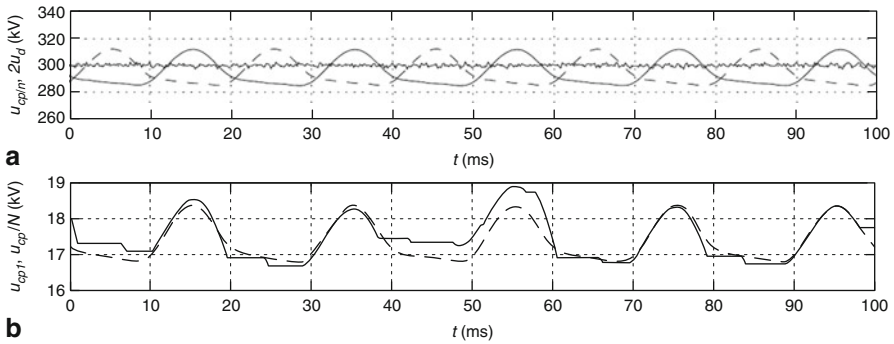


Abb. 7.22 **a** Summenmodulspannung für den positiven und negativen (*gestrichelt*) Zweig und die mittlere Gleichspannung (durch Schaltharmonische verrauscht), **b** Spannung des Moduls 1 im positiven Zweig mit überlagelter mittlerer Modulspannung (*gestrichelt*). [15]

Kompromiss zwischen den Anforderungen an die Ventilspannungen und der Kondensatorgröße ausgewählt. Typischerweise enthält die gesamte Modulkapazität eine gespeicherte Energie von etwa 30–40 kJ/MVA (bezogen auf die installierte Leistung des Umrichters), woraus ein Ripple von etwa 10 % resultiert (s. dazu auch Abb. 7.22).

7.2.4 Modularer Multilevel Spannungsumrichter (MMC-VSC)

Die vorab beschriebenen Umrichtervarianten (Zwei- und Dreipunktumrichter mit PWM und Serienschaltung von IGBT in Stapeln) stellen heute die technologische Basis für die Mehrzahl von kommerziellen FACTS- und HGÜ-Einrichtungen dar. Bei diesen Ausführungen wird die ausgangsseitige Wechselspannung aus zwei oder drei verschiedenen Spannungspegeln mittels PWM erzeugt. Das Spannungsniveau im Gleichspannungskreis ist direkt proportional zur maximalen Ausgangsspannung auf der Wechselspannungsseite.

Abhängig von der zu erzeugenden Gleichspannung können so pro Umrichterzweig mehrere hundert IGBTs notwendig sein. Um eine gleichmäßige Spannungsverteilung über diesen Bauelementen sicher zu stellen, müssen alle IGBTs, die in einem Umrichterzweig in Reihe geschaltet sind, mit einer Genauigkeit im Millisekundenbereich synchron schalten [4]. Um dem gerecht zu werden, werden parallel zu den IGBTs sogenannte Snubberschaltungen angebracht, die als Spannungsteiler fungieren.

Die Umrichterstationen auf Basis von PWM erzeugen weiterhin steile Spannungsflanken, sodass weitere Filtereinrichtungen nötig sind, um die durch die PWM erzeugten Harmonischen zu reduzieren (vgl. z. B. Abb. 7.17). Des Weiteren sind steile Spannungsflanken hoher Amplituden nachteilig für die Anlagenausführungen, da einige Komponenten entsprechend stark geschirmt werden müssen.

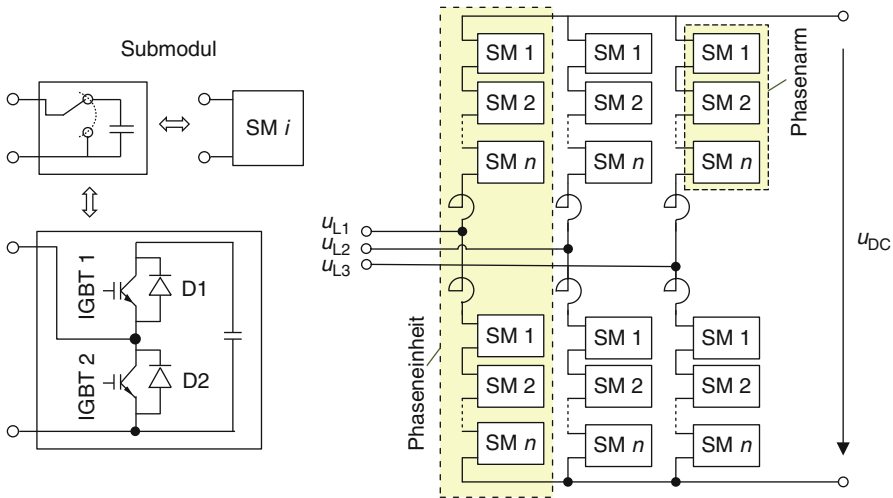


Abb. 7.23 VSC-HGÜ Multilevel-Aufbau. (Nach [12])

Diese Spannungsflanken können reduziert werden, indem die ausgangseitige Wechselspannung des Umrichters aus sehr vielen verschiedenen kleinen Spannungspegeln als Treppenfunktion erzeugt wird. Dieser Ansatz wird von den so genannten Multilevel-Umrichtern (MMC-VSC) verwendet. Je feiner die Abstufung der Spannungsstufen ist, desto kleiner ist der Anteil der Harmonischen, die durch den Schaltprozess erzeugt werden. Die grundlegende Topologie ist in Abb. 7.23 dargestellt.

Viele sog. Submodule werden in Serie geschaltet und an die AC-Sammelschiene angeschlossen. Jedes Submodul stellt eine veränderliche Spannungsstufe zur Verfügung. Durch die Möglichkeit, jedes Submodul einzeln und gezielt ansteuern zu können, wirken die beiden Umrichtermodule in jeder Phaseneinheit als steuerbare Spannungsquellen. In dieser Anordnung entspricht die Gesamtspannung der beiden Umrichtermodule jeder Phase der Gleichspannung. Die AC-Sammelschienenspannung wird durch das Verhältnis der Umrichtermodulspannungen in jeder Phaseneinheit gesteuert (Abb. 7.24).

Anstatt alle Halbleiterbauelemente jeder Phase gleichzeitig mit hoher Frequenz zu schalten, wird die gewünschte AC-Spannung durch das Abstimmen des Verhältnisses zwischen zwei Spannungsstufen erreicht. Diese Vorgehensweise erfordert weniger Schaltvorgänge pro Zeiteinheit im Vergleich zu herkömmlichen Zwei- oder Dreipunktumrichtern mit PWM. Hier ist keine Snubberbeschaltung zur Symmetrierung des Spannungsabfalls über einem Halbleiterstapel erforderlich.

In der MMC-VSC-Technologie ist jede dieser variablen Spannungsquellen mit einer identischen Anzahl aber individuell steuerbaren Submodulen ausgestattet. Jedes Submodul ist ein Zweipol, dessen Spannungszustand zwischen maximaler Modulspannung und Modulnullspannung eingestellt werden kann, wobei beide Stromrichtungen möglich sind. Abhängig von der Stromrichtung fließt der Strom

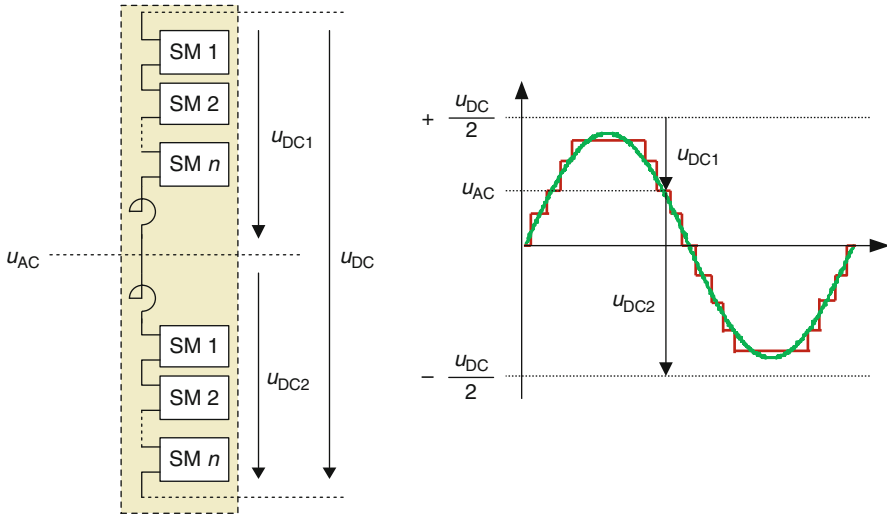


Abb. 7.24 VSC-HGÜ Multilevel-Spannungssteuerung. [12]

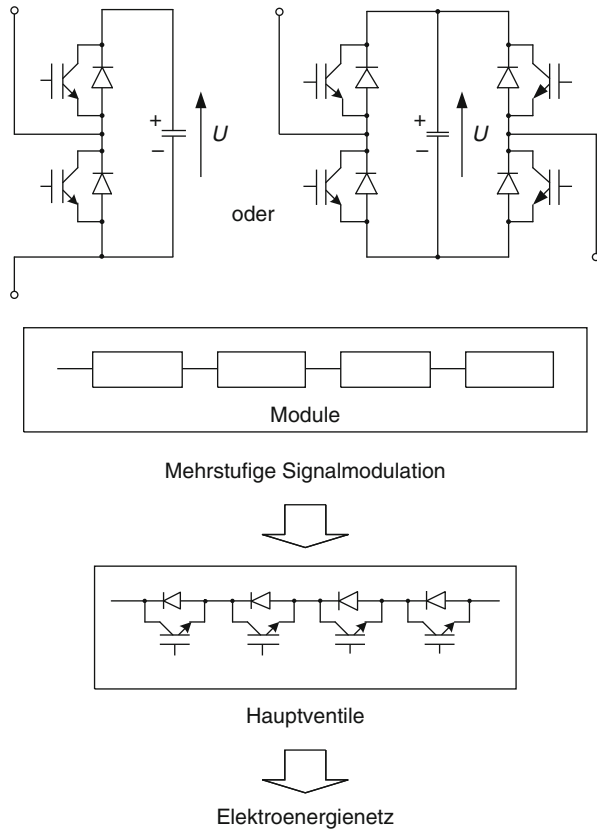
in oder aus dem Kondensator. Die Umrichterzweige verhalten sich wie steuerbare Spannungsquellen mit vielen diskreten Spannungsstufen. Dies ermöglicht es an den AC-Klemmen eine sehr gut angenäherte Sinuskurve zu einzustellen.

Jedes Submodul besteht aus einer IGBT-Halbbrücke und einer Kondensatoreinheit. Schaltet man viele Module in Serie, entsteht eine Multileveltopologie. Dabei ist es möglich jedes Untermodul eines Umrichterabzweigs (Phasenarms) individuell und gezielt zu steuern. Die Gesamtspannung der beiden Phasenarme einer Phase bei voller Durchsteuerung entspricht der Gleichspannung. Durch das Einstellen des Verhältnisses der Phasenarmspannungen in einem Phasenmodul kann die gewünschte Sinusspannung am AC-Terminal erreicht werden.

Die beschriebene MMC-Technologie kann allgemein als symmetrischer Monopol betrachtet werden. Wird an den Gleichstromkreis ein Stützkondensator als Gleichspannungsquelle angeschlossen, kann so ein FACTS-Element aufgebaut werden, da der MMC-VSC eine ideale Spannungsquelle darstellt. Werden zwei dieser symmetrischen Monopole mit einer Gleichstromleitung verbunden, entsteht eine Gleichstrom-Punkt-zu-Punkt-Verbindung, die im folgenden Kap. 8 näher betrachtet wird. Der Vorteil des modularen Umrichteraufbaus besteht darin, dass die Systemgleichspannung entsprechend der Übertragungsbedingungen und anderen Projektanforderungen frei gewählt werden kann.

Aus diesem Ansatz heraus ergibt sich durch geringere Schaltfrequenzen, durch das Nichtvorhandensein von Snubber-Schaltkreisen und durch verminderten Aufwand bei den AC-Filtern eine signifikante Verlustreduktion gegenüber der einfachen PWM-VSC-Technologie.

Abb. 7.25 Hybrides Schaltmodulkonzept des HML-VSC bestehend aus Halb- bzw. Vollbrückenelementen in einer Kettenanordnung sowie einem leistungselektronischen Schalter, der wie ein Ventil aufgebaut ist. [26]



7.2.5 Hybrider Multilevel Spannungsumrichter (HML-VSC)

Eine weitere heute verfolgte Ausführung von VSC-Umrichtern umfasst die Kombination von Halbleiterschalter und Multilevelumrichtererelemente (Halb- und Vollbrückenmodulen). Das Grundkonzept besteht darin, die Module des Multilevelumrichters zu nutzen, um die Sinuswellen der Spannung formen (beeinflussen) zu können, die von dort in das entsprechende Gleich- oder Wechselspannungsnetz eingespeist werden. Unter Verwendung des Ansatzes aus Abb. 7.25 lassen sich verschiedene praktische Umrichterkonfigurationen ableiten. Das einfachste Beispiel einphasiger AC/DC-Umwandlung ist in Abb. 7.26 dargestellt. Das Thyristorventil und die Kettenschaltung, die auch als Multilevelanordnung interpretiert werden kann, sind dabei entweder in Serie oder parallel zueinander geschaltet.

In den zwei Beispielen aus Abb. 7.26 werden die Halbleiterschalter so angeordnet, dass sie eine Vollbrücke bilden. Die Multilevelschaltung wird verwendet, um die geforderte Wellenform der Spannung entsprechend der Anforderungen des AC- bzw.

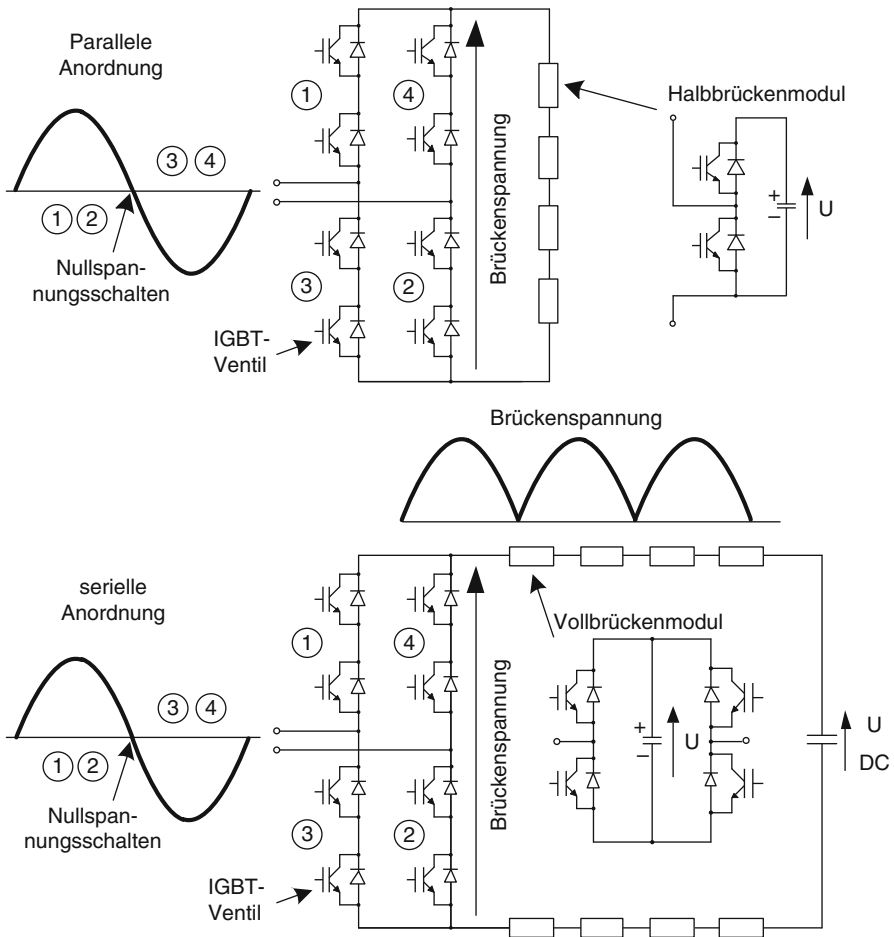


Abb. 7.26 Einphasige hybride AC/DC-Umwandlung. [26]

DC-Kreises zu erzeugen. In beiden Fällen kann ein völlig offsetfreier Sinus erzeugt werden.

Bei einer Parallelschaltung arbeitet das IGBT-Ventil in der dargestellten Konstellation als einfacher Zweipunktumrichter. Die parallel geschaltete Multilevelschaltung arbeitet als Gleichstromzwischenkreiskapazität deren Spannungsbetrag geregelt werden kann. Dieser „aktive DC-Kondensator“ kann die Gleichspannung konstant halten. Etwaige Ripple oder andere Störungen, die von der AC-Seite ungehindert auf die DC-Seite übertragen werden, können ausgeregelt werden.

Diese synthetisierte Spannungsform wird auf die AC-Seite geschaltet, indem die H-Brückenschaltung mit derselben Frequenz wie die AC-Versorgung (50 oder 60 Hz) schalten. Das Schalten erfolgt nahe dem Nulldurchgang der Spannung, weil dadurch „weiches Schalten“ der in Reihe geschalteten IGBTs bei niedriger Frequenz

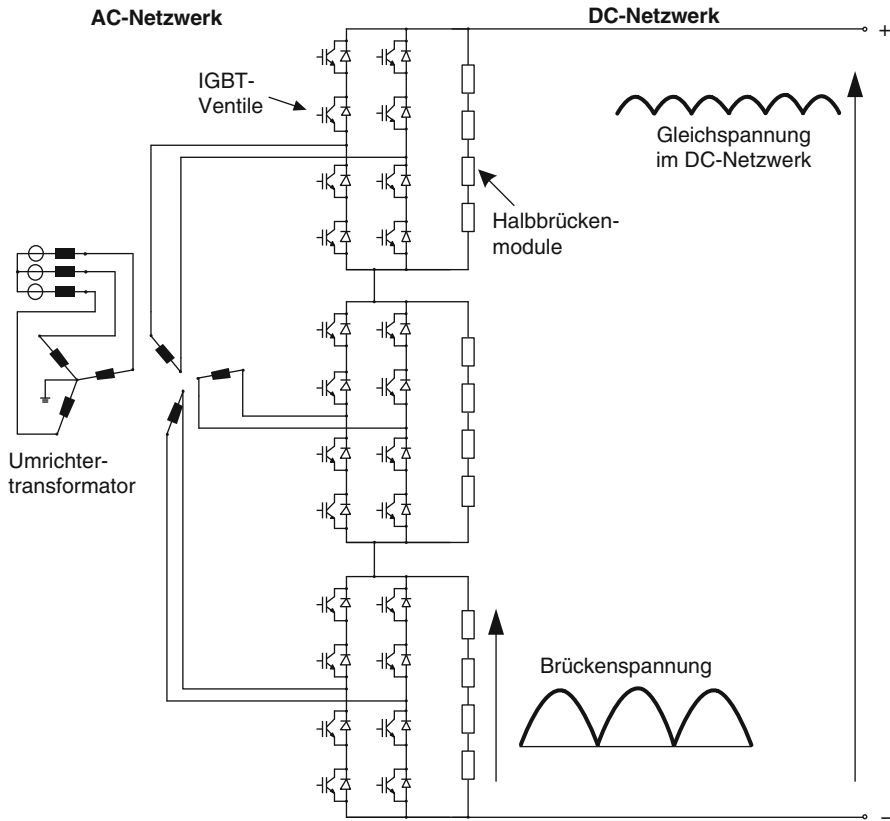


Abb. 7.27 Aufbau eines dreiphasigen VSC aus einphasigen Baugruppen. [26]

ermöglicht wird. Dies bietet minimale Schaltverluste und eine einfache dynamische Spannungsaufteilung über die in Reihe geschalteten Halbleiterschalter, die die H-Brücke bilden.

Abbildung 7.27 zeigt, wie ein dreiphasiger VSC-Kreis in Reihe geschaltet werden kann, um einen dreiphasigen Umrichter zu bilden. Dafür wird eine Serienschaltung von Halbbrücken verwendet, die parallel zu einer H-Brücke angeordnet sind. Die Halbbrücken stellen den regelbaren Zwischenkreiskondensator dar, der die konstante Gleichspannung im Gleichstromkreis zu unterschiedlichen Anteilen auf die H-Brücken aufteilen kann.

Wenn man drei Baugruppen direkt in Reihe schaltet und sie mit einem Phasenversatz von je 120° betreibt, verschwinden viele Spannungsharmonische auf der Gleichspannungsseite (z. B.: 2., 4. etc.). Die drei einphasigen Baugruppen aus Abb. 7.27 können parallel verschaltet werden, auch wenn dieser Ansatz signifikante Induktivitäten auf der Gleichspannungsseite bzw. Transformatoren zur Entkopplung der Phasen erfordert. Solch eine parallele Anordnung wäre besser für die Verwendung bei einem Umrichter.

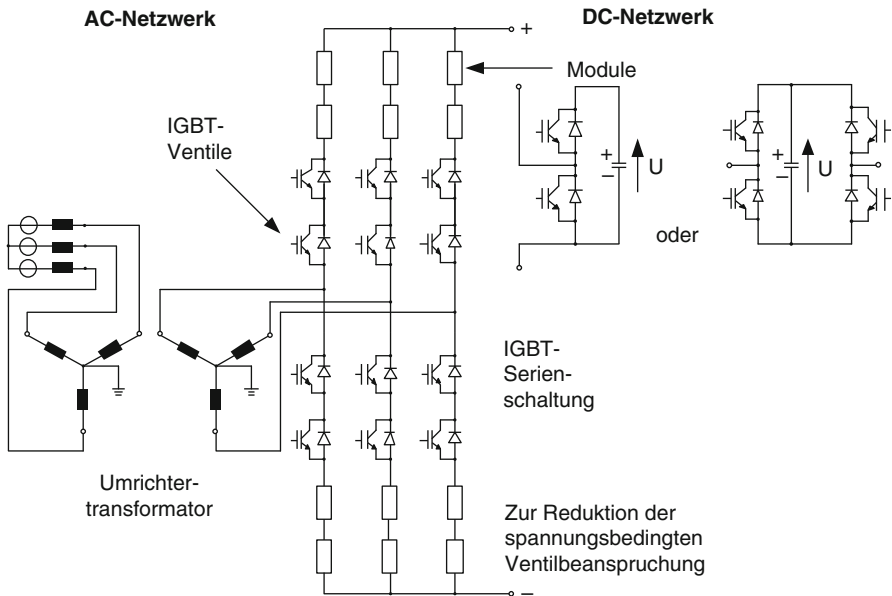


Abb. 7.28 dreiphasiger hybrider VSC. [26]

Ein in dieser Art und Weise gebauter Umrichter hat ein hohes Maß an Flexibilität, da die Multilevelumrichter die Qualität der Wellenformen auf beiden Seiten des VSC regeln können und zusätzlich noch über aktive Filtermöglichkeiten auf der Gleich- und Wechselspannungsseite verfügen. Ein weiterer Vorteil ist, dass sich die Multilevelumrichter nicht direkt im Hauptstromteil befinden, weshalb die Bauteile zum einen nicht so groß dimensioniert werden müssen und zum anderen weniger Verluste verursachen als in einigen anderen Anordnungen.

Jeder Multilevelumrichter auf der Gleichstromseite in Abb. 7.27 hat seinen eigenen Nullzustand, der gegen die anderen um je 120° verschoben ist. Falls einer dieser Multilevelumrichter Nullspannung aufweist (kurzgeschlossen ist), müssen die anderen beiden Umrichter die Spannung für den Gleichstromkreis liefern. Die Multilevelumrichter müssen entsprechend dimensioniert werden.

Der Aufbau eines VSC aus drei separaten einphasigen Umrichtern, wie es in (Abb. 7.28) gezeigt ist, erfordert den Einsatz von Transformatoren mit isolierten Sekundärwicklungen oder einem sehr großzügig dimensionierten Transformatorkern. Es kann aus Bau- und Transportgründen von Vorteil sein, drei einphasige Transformatoren zu verwenden. Es existieren noch weitere Ausführungsformen von hybriden VSC-Kreisen, die Standarddreiwicklungstransformatoren nutzen.

Bei allen Multilevelumrichtertypen ist es wichtig, dass über die Betriebsdauer die Energiebilanz im Gleichstromkreis ausgeglichen ist. Wenn diese Bedingung eingehalten wird, ist es möglich die mittlere Spannung jedes Moduls aktiv zu regeln, indem einfach die „Position“ in der erzeugten Wellenform gewechselt wird. Allgemein gibt

es bei Multilevelumrichtermodulen, die ein festes Verhältnis zwischen den Spannungsamplituden auf der DC- und AC-Seite definieren, einen festen Arbeitspunkt, in dem die ausgetauschte Nettoenergie Null ist.

Es gibt einige Methoden, um die Spannungsamplituden von DC- und AC-Seite zu entkoppeln, um dadurch die Blindleistung zu regeln, solange die Spannung in den Modulkapazitäten ausgewogen ist. Dazu werden die Durchlasszeiten der Schalter verändert. In einigen Anordnungen ist es aber auch möglich einige (oder auch alle) Modulkapazitäten zeitweise zu strategisch günstigen Zeiten innerhalb einer Periode parallel mit dem Gleichspannungsnetzwerk zu verbinden, um Spannungsabweichungen in den Kapazitäten auszugleichen.

Eine andere leistungsstarke Technik besteht darin, einige wenige Nullphasenfolgen der dritten Harmonischen der Spannung einzuführen oder Ströme direkt am VSC durch aktive Regelung der Multilevelumrichter hinzuzufügen. Von den hier beschriebenen Multilevelumrichterkreisen wird generell verlangt, dass sie während jeder Halbwelle der AC-Spannung arbeiten. Deshalb liefert jede dritte Harmonische eine direkte und nützliche Kompensationskomponente der Spannung oder des Stromes über jede Betriebshalbwelle.

7.2.6 Grundstruktur Schutz- und Leitsystem

Ein wesentlicher Bestandteil der Funktionalität und Betriebsweise eines FACTS-Elementes ist die Schutz- und Leittechnik. Ein zusätzlich in das Netz eingebundenes FACTS-Element muss konform mit den Schutzfunktionen des Gesamtsystems arbeiten und darf in keinem Fall zu einer negativen Beeinflussung der bereits installierten Betriebsmittel führen. Mit der ständigen Weiterentwicklung von Rechnerhardware bzw. Computern bietet sich für die Betriebsführung und Regelung von FACTS-Elementen softwarebasierte System an. An der Hardware bleiben nur wenige Einstellmöglichkeiten.

Als Schutz- und Leitsystem von FACTS-Elementen sind daher Systeme mit hoher funktionaler Integration und offenen Kommunikationskanälen besonders geeignet. Die Strategie des offenen Kommunikationssystems spiegelt dabei gängige standardisierte serielle und parallele Kommunikationsbusse, sowie Formate für Alarm-, Störungs- und Ereignismeldungen wieder. Eine Realisierungsmöglichkeit besteht in der Zentralisierung von Hauptsteuereinheiten, die über Busverbindungen andere Komponenten überwacht und steuert. Dabei sind I/O-Module mit dieser zentralen Einheit verbunden. Die Module werden in der Regel redundant ausgelegt (Abb. 7.29).

In diesen Systemen finden eine Reihe spezieller „Circuit Boards“ zur Realisierung verschiedener Funktionen Einsatz. Dessen Hauptsystem basiert i. d. R. auf einem unabhängigen offenen Kommunikationsbus. Für umfangreiche und/oder zeitkritische Berechnungen, Regelungs- und Steuerungsalgorithmen, etc. befinden sich in dieser Art von Systemen spezielle „Digital Signal Processor“ (DSP), die auf das Zusammenarbeiten mit den Umrichtern optimiert sind. Hier werden die übergeordneten Schutz-

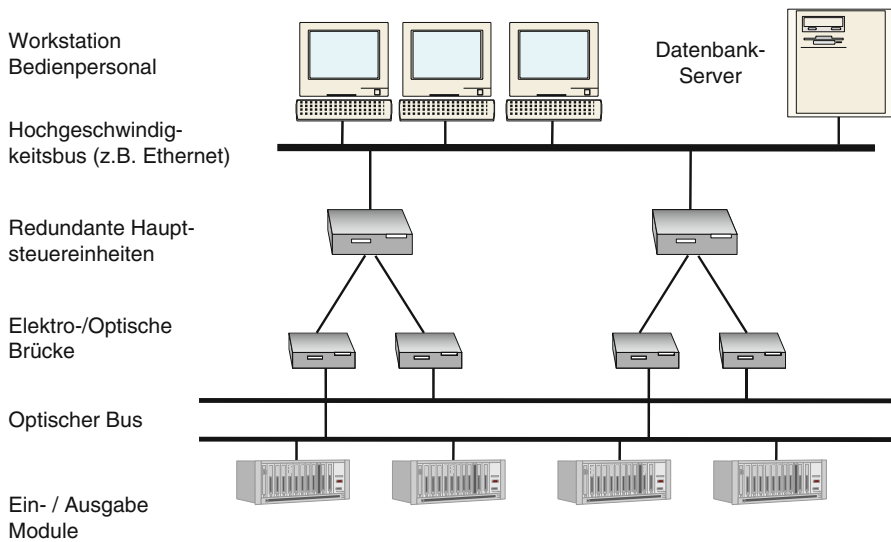


Abb. 7.29 Mögliche Struktur eines Schutz-/Leitsystem eines FACTS-Elements

und Regelungsfunktionen inklusiver Signalverarbeitung ausgeführt. Die Programmierung erfolgt typischerweise über graphische Oberflächen mit blockorientierter Eingabe. Dabei kann bereits auf Funktionsblöcke wie z. B. die dq-Transformation oder ganze Schutzalgorithmen zurückgegriffen werden. Ein spezieller Compiler übersetzt dieses System in den entsprechenden hardwareorientierten Code. Moderne Systeme erlauben sogar den Test der erstellten Schutz- und Regelungssoftware in einem Software- oder Hardwaresimulator, der in die Entwicklungsumgebung integriert ist. Eine separate Programmierung eines Simulationsprogrammes oder eines Hardwaremodells entfällt damit. Effiziente Werkzeuge zur Realisierung von Schutz- und Steuerungsfunktionen sind für FACTS-Geräte überaus wichtig. Die angewandte Leistungselektronik ist effizienter und schneller als ihre mechanischen Gegenstücke, reagiert aber auch durchaus sensibel auf Störungen. Im Falle von nahen netzseitigen Kurzschlüssen müssen die Umrichter besonders geschützt werden.

Um die notwendigen schnellen Schutzfunktionen zu realisieren, ist daher eine dezentralisierte Steuerung unbedingt erforderlich. Die Basisstruktur des MMI (**M**an **M**achine **I**nterface) eines FACTS Elementes integriert eine Vielzahl von Funktionen, unter anderem auch einen Transienten-Rekorder, GPS-Schnittstelle zur exakten Synchronisation und dezentralen Regelung nach [6], Schnittstellen zu fremden RTU (**R**emote **T**erminal **U**nit) Anschlüssen usw. (Abb. 7.30). „Station Monitoring & Control“ (SCM) besteht hauptsächlich aus den drei Elementen: der OWS (**O**perator **W**ork **S**tation), der DPI (**D**ecentralized **P**rocess **I**nterface) und dem Server, der als Datenbank zur Speicherung aller vom Controller erzeugten Events dient. Kommunikation zwischen den Elementen geschieht über das LAN (**L**ocal **A**rea **N**etwork) mit TCP/IP Protokoll unterstützten Standardverfahren. Anders als konventionelle

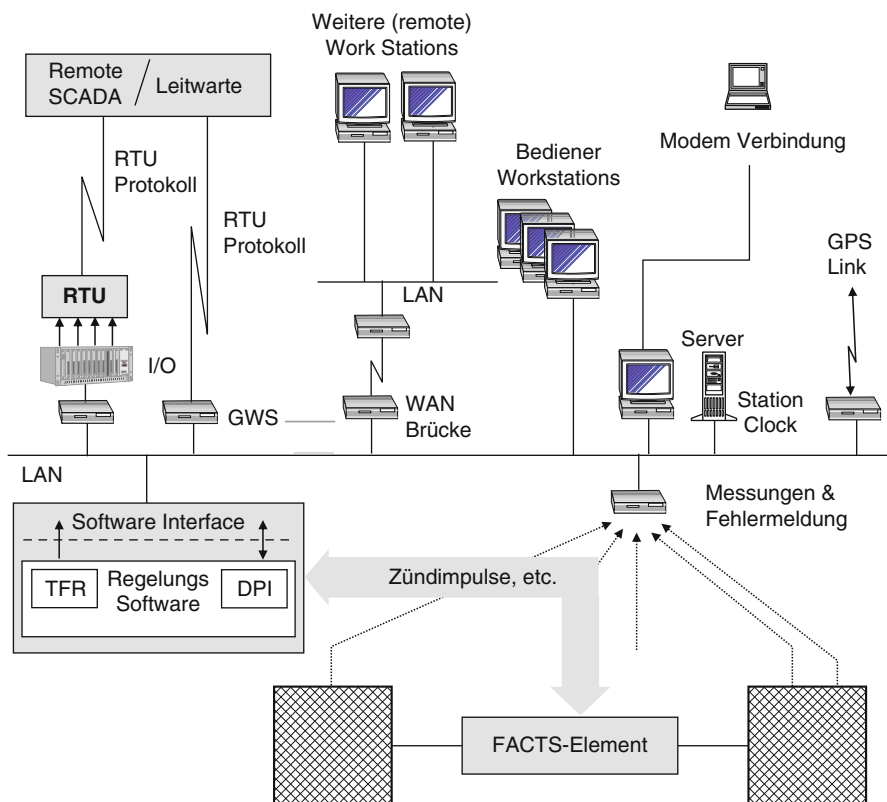


Abb. 7.30 Mögliche dezentrale leittechnische Struktur eines FACTS-Elementes

RTUs, wo Ein- und Ausgangssignale verdrahtet sind, basiert das DPI vollständig auf Software. Eine graphische Schnittstelle dient zur direkten Kommunikation zwischen der Regelung des FACTS-Elementes und der SCM. Die OWS umfasst alle notwendigen Werkzeuge zur Konfiguration und Bedienung. Weiterhin kann hier die Nachfehleranalyse anhand der vom Störschreiber aufgezeichneten und auf dem Server gespeicherten Ereignisse durchgeführt werden.

Die OWS müssen nicht Vorort platziert sein. Mit einer Erweiterung des LAN durch ein WAN (Wide Area Network) kann die Stationierung der OWS beliebig gestaltet werden. Eine Verbindung mit einer OWS kann auch über ein Modem hergestellt werden. Diese Funktion wird üblicherweise bei Wartungen und anderen Gelegenheiten eingesetzt, wo eine Fernverbindung mit dem SCM erforderlich ist. Kommunikation mit der Leitwarte oder einem Remote SCADA und dem SCM System des FACTS-Elementes wird über eine LAN-Übergangseinheit (GWS) hergestellt. Über diese Verbindung erreichen die zentral erzeugten Signale das SCM des FACTS-Elementes. Weiterhin übermittelt das SCM System über das Gateway die in der Leitwarte

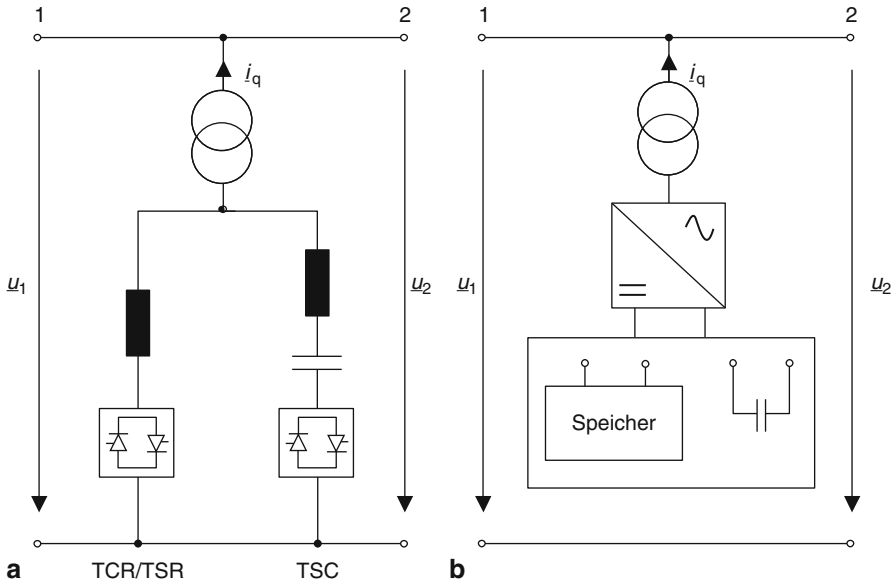


Abb. 7.31 Aufbau von Shuntkompensatoren, Statischer Blindleistungskompensator (SVC) (a), Statischer Synchronkompensator (STATCOM) (b)

erforderlichen Signale. Eine Schnittstelle zu fremden RTUs ist auch berücksichtigt. Anhand konventioneller I/O Schnittstellen kann eine fernliegendes SCADA System Zugriff zu allen Überwachungssignalen des FACTS-Elementes haben und gleichzeitig auch Befehle von letzterem empfangen. Diese Option ermöglicht unter anderem auch die Kommunikation zwischen mehreren FACTS-Elementen im gleichen Netz. Im besonderen Fall der FACTS-Element-Regelung ist zusätzlich ein erweiterter Regelungsansatz zu wählen, um eine gegenseitige negative Beeinflussung auszuschließen.

Ansätze hierzu kommen aus dem Bereich der autonomen Regelungstheorie, wie z. B. erstmals in [30] erwähnt. Wie beispielsweise in [22] näher ausgeführt besteht der Kern dieser Systemarchitektur in einer Mischung aus zentraler Koordination der im Netz installierten FACTS-Elemente in einem zeitunkritischen Zeitraster. Aus dieser Analyse ergeben sich Regelungsparameter und Regelkreisstrukturen, die dezentral verfügbar gemacht werden und im Falle einer Störung zum Tragen kommen. Unter Anwendung dieser Technologie kann eine gegenseitige negative Beeinflussung der Geräte ausgeschlossen werden.

In der Verallgemeinerung kann die Regelungsarchitektur in drei unterschiedliche Bereiche untergliedert werden:

- Umrichterregelung – Ansteuerung der Spannungsumrichter. Diese Regelung gewährleistet die Bereitstellung der gewünschten Ausgangsspannungen und Ausgangsströme sowie den Schutz der Anlage.

- Anlagenregelung – Regelung des FACTS-Elementes hinsichtlich der gewünschten Beeinflussung der Netzparameter (z. B. Pendeldämpfung, Leistungsflussregelung, Spannungsregelung, etc.)
- Koordinationsregelung – Sicherstellung des koordinierten Betriebes mehrerer FACTS-Elemente im Netz sowie Vermeidung gegenseitiger Beeinflussung von FACTS-Elementen, oder FACTS-Elemente mit anderen Regelungseinrichtungen wie z. B. Spannungsregler, PSS, Leistungs-Frequenz-Regelung.

7.3 Aufbau und stationäres Betriebsverhalten

Dieses Kapitel nimmt Bezug auf den Aufbau und die grundsätzliche Wirkungsweise der wesentlichen Vertreter der FACTS-Elemente in Shunt- und/oder Serienanwendung. Neben einer Darstellung des Aufbaus ist für Geräte mit Thyristorventilen oder -schaltern ein mathematisches Modell in Vierpolform mit einphasigem Ersatzschaltbild nach [11, 24] angegeben. Eine weitergehende Modellierung – die insbesondere Effektivwertsimulationen erlaubt – ist Gegenstand von Abschn. 7.4.

Als Grundlage für die Beschreibung des Betriebsverhaltens wird ausgehend von dem einphasigen Ersatzschaltbild die Darstellung im Wirkleistungs-Winkel-Diagramm (P- ϑ -Diagramm) gewählt. In diesem Diagramm ist die Abhängigkeit der über ein Netzelement übertragenen Wirkleistung von der Spannungs-Winkeldifferenz zwischen den Anschlusspunkten der Übertragung dargestellt (s. auch Abschn. 7.2). Die Grundlage für die Berechnung des sog. P- ϑ -Diagramms sei der Vollständigkeit halber an dieser Stelle noch einmal erwähnt:

$$p_1 = p = \frac{u_1 u_2}{x} \sin(\vartheta). \quad (7.8)$$

7.3.1 Shuntelemente – SVC und STATCOM

7.3.1.1 Aufbau

Unter dem Oberbegriff Shuntelemente sind alle FACTS-Elemente zusammengefasst, die parallel zu anderen Betriebsmitteln angeschlossen werden (s. auch [8, 17, 28]). Abbildung 7.32, 7.33, 7.34 und 7.35 zeigen Beispiele für reale Anlagen. Im Wesentlichen gibt es zwei FACTS-Elemente, die zur schnell regelbaren Shuntkompensation dienen:

- Statischer Blindleistungskompensator (**Static Var Compensator, SVC**),
- Statischer Synchronkompensator (**Static Synchronous Compensator, STATCOM**).

Grundsätzlich besteht ein SVC aus thyristorgeschalteten Kondensatoren (**Thyristor Switched Capacitor, TSC**) und thyristorgeregelten oder -geschalteten Drosselbänken

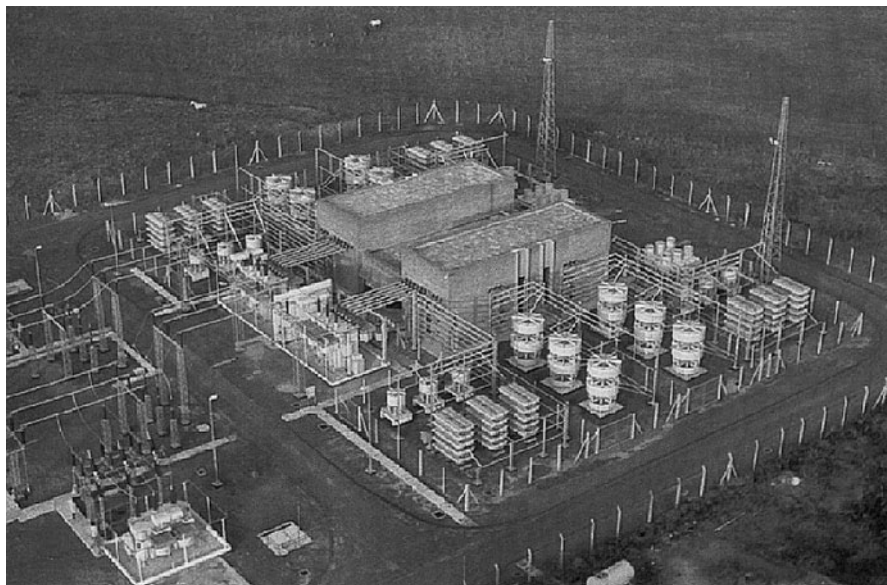


Abb. 7.32 Zweifacher SVC mit je 266 MVar induktiver und 160 MVar kapazitiver Leistung, Argentinien. (Quelle: ABB)

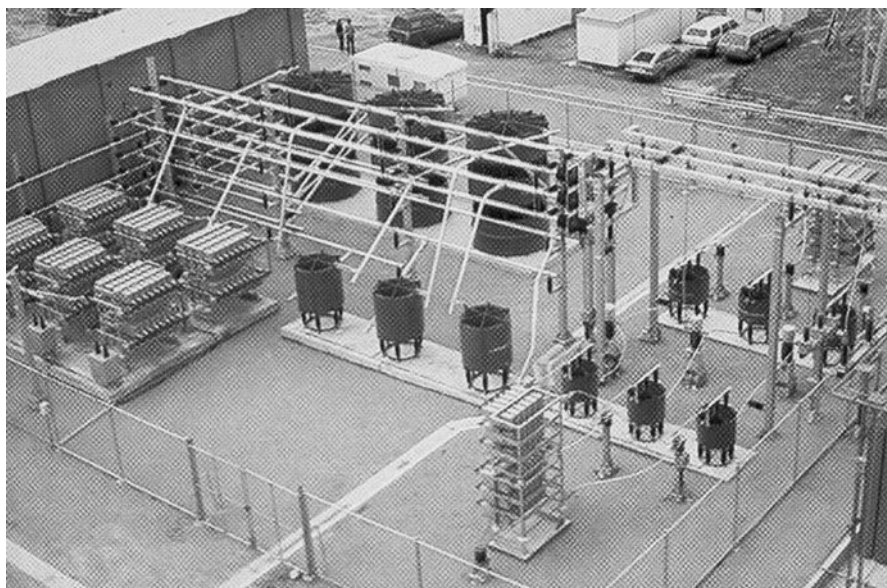


Abb. 7.33 Zweifacher SVC mit je 60 MVar induktiv und 100 MVar kapazitiver Leistung, 220-kV-Nennspannung, Australien. (Quelle: ABB)

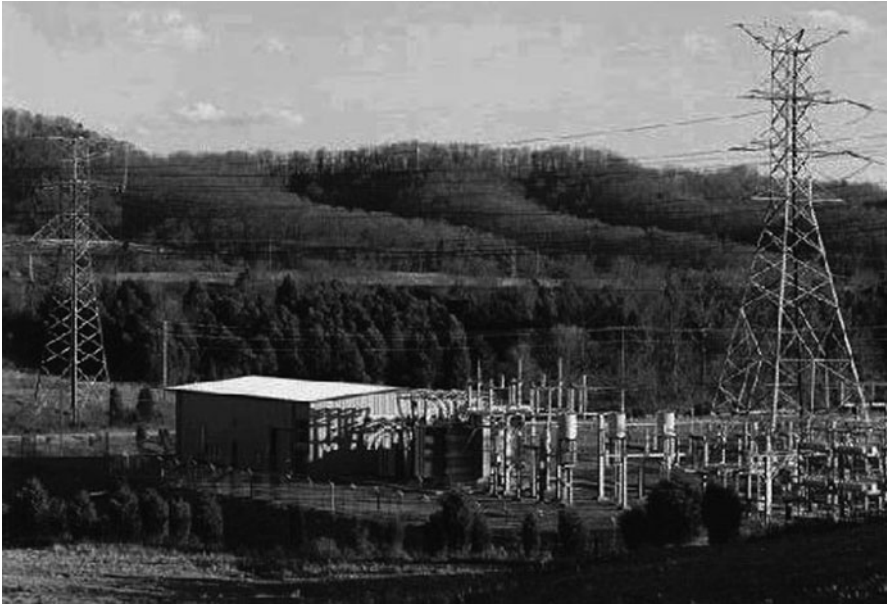


Abb. 7.34 „Sullivan“ STATCOM ± 100 MVar Leistung, 161 kV, USA. (Quelle: IEEE)

(Thyristor Controlled/Switched Reactors, TCR/TSR) (Abb. 7.31a). Durch eine koordinierte Steuerung der TCR- und TSC-Zweige wird eine kontinuierliche Variation der Blindleistungsabgabe und -aufnahme erreicht. Da die Thyristorbrücken die Anschlussspannung bestimmen, ist in der Regel ein Transformator zum Netzanschluss erforderlich. Typischerweise wird dieser so ausgeführt, dass sich die von den sekundärseitig angeschlossenen Thyristorventilen erzeugten Harmonischen gegenseitig auslöschen.

Bei realen Anlagen ist dies durch spezielle Wicklungsanordnungen realisiert. Zusätzlich kann parallel zu den in Abb. 7.31a dargestellten Komponenten eine nicht gesteuerte Kapazität zur unsymmetrischen Betriebsbereichserweiterung installiert sein. In diesem Fall kompensiert der induktive Teil des SVC einen Teil der fixen Kapazität. Der unsymmetrische Aufbau ist häufiger anzutreffen als das „symmetrische Design“. Der Grund hierfür liegt in der Tatsache, dass oftmals für die Kompensation von Industriebetrieben oder ähnlichen Verbrauchern lediglich eine Betriebsrichtung erforderlich ist.

Der Einsatz abschaltbarer Halbleiterelemente (GTO, IGCT, IGBT) ist die Grundlage für Kompensatoren auf Basis selbstgeführter Umrichter. Sie sind auf Basis von „Voltage Source Converters (VSC)“ realisiert. Wie bereits im voranstehenden Abschnitt ausgeführt, erfolgt die Blindleistungserzeugung nicht über den Spannungsabfall über kapazitive oder induktive Komponenten. D. h. diese Geräte können ohne große kapazitive oder induktive Komponenten Blindleistung bereitstellen oder aufnehmen (STATCOM, Abb. 7.31b).

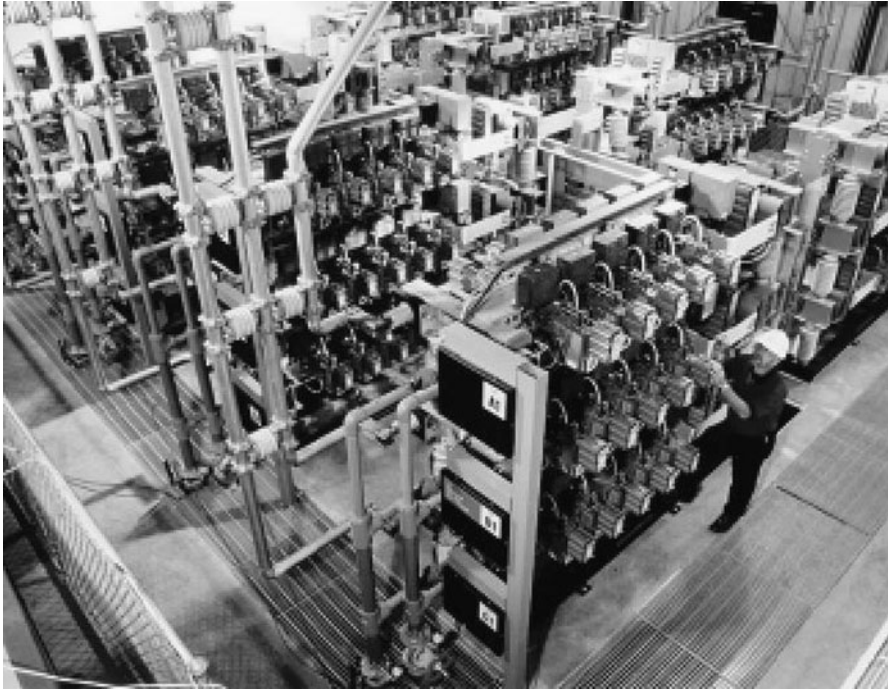


Abb. 7.35 Blick in die Umrichterhalle des „Sullivan“ STATCOM. (Quelle: SIEMENS, IEEE)

Die Blindleistungsbereitstellung erfolgt ausschließlich durch das Schaltverhalten des Umrichters. Diese Tatsache spiegelt sich auch im Platzbedarf der Anlagenausführung wider. Da neben den Umrichtern nebst erforderlicher Beschaltung lediglich einige Filtereinheiten erforderlich sind, ist der Platzbedarf dieser Anlagen geringer. Aus diesem Grund wurde durch einen Hersteller bei Verwendung von „Voltage Source Convertern“ auch erstmals die Marke „Light-Technologie“ eingeführt. Mittlerweile haben alle Hersteller von FACTS-Elementen die VSC-Technologie – unter unterschiedlichsten Markennamen – im Portfolio.

Wird zusätzlich der Gleichspannungsteil als Wirkenergiespeicher ausgeführt (z. B. Batterie), arbeitet der STATCOM als schnell regelbarer Speicher. Unabhängig von der Speicherkomponente ist im Gleichstromkreis zur Spannungshaltung eine Kapazität erforderlich, deren Betrag unmittelbar von der technologischen Auslegung der Anlage abhängt. Im symmetrischen Betrieb als reiner Blindleistungskompensator fließt über eine Periode gemittelt außer kleinen harmonischen Ausgleichsströmen kein Strom durch diese Kapazität.

7.3.1.2 Strom-/Spannungscharakteristik und Vierpolform

Die sich nachteilig auf das Verhalten eines SVC bei niedrigen Klemmenspannungen auswirkende quadratische Spannungsabhängigkeit der Blindleistungsabgabe wird bei einem STATCOM durch das Betriebsverhalten der selbstgeführten Umrichter

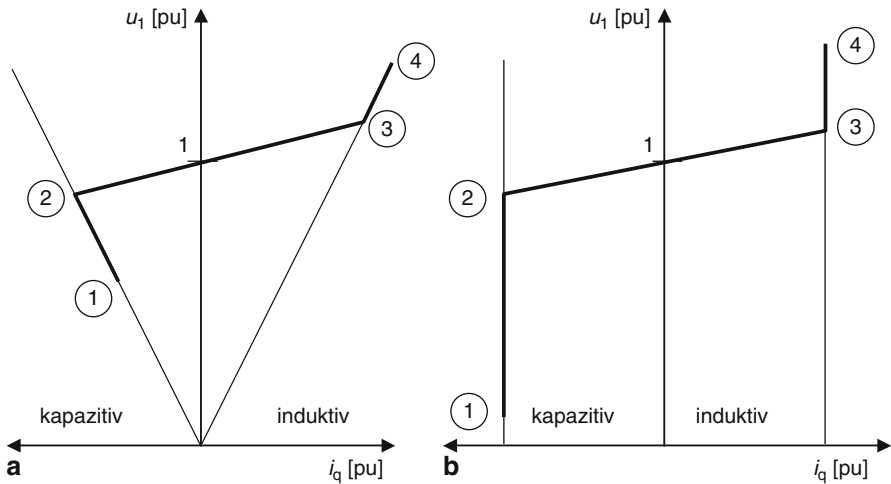


Abb. 7.36 Spannungs-/Stromcharakteristik von Shuntkompensatoren, SVC (a) und STATCOM (b)

vermieden. Hier wird nicht durch geschaltete kapazitive und induktive Komponenten (wie beim SVC), sondern auch durch die Modulation der Klemmenspannung eine Blindleistungsabgabe erzielt. Der Vergleich der Strom-/Spannungscharakteristiken (UI-Diagramm) von SVC und STATCOM verdeutlicht die betrieblichen Unterschiede (Abb. 7.36).

Zwischen den Betriebspunkten (2) und (3) sind die TCR Komponenten des SVC geregelt. Die einstellbare Steigung der Statikgerade bestimmt den Grad der durch die Injektion eines Blindstromes erwirkten Knotenspannungsbeeinflussung. Die TSC Komponenten werden zu- oder abgeschaltet, wenn die Regelung der TCR Komponenten die betrieblichen Grenzen erreicht. Im Betriebspunkt (2) sind alle TSC Komponenten ein- und TCR Komponenten abgeschaltet. Der SVC gibt kapazitiven Bemessungsblindstrom ab. Dieser Punkt entspricht im Allgemeinen einer Blindstromabgabe von 1 pu bei einer Knotenspannung von 0,95 pu. Unterhalb von Betriebspunkt (2) verhält sich der SVC wie ein kapazitives Shuntelement, bis bei Erreichen von Betriebspunkt (1) die TSC Komponenten abgeschaltet werden. In Betriebspunkt (3) sind die TCR Komponenten vollständig ein- und alle TSC ausgeschaltet, wodurch induktiver Bemessungsblindstrom abgegeben wird.

Analog zum Verhalten bei geringer Spannung unterhalb von Betriebspunkt (2) sind alle reaktiven Komponenten mit maximalem Betrag eingeschaltet, bis in Betriebspunkt (4) zur Vermeidung thermischer Überlastungen eine Abschaltung erfolgt. Gemessen an der betrieblichen Charakteristik im UI-Diagramm stellt der STATCOM eine Erweiterung der SVC Funktionalität dar. Während beim SVC außerhalb der Statikgeraden die Blindstrombereitstellung stark spannungsabhängig ist, ermöglicht der Einsatz abschaltbarer Leistungshalbleiter eine von der Spannung unabhängige Bereitstellung von Blindstrom außerhalb der Statikgeraden (2)–(3). Die Abschaltpunkte (1) und (4) ergeben sich aus den gleichen betrieblichen Randbedingungen.

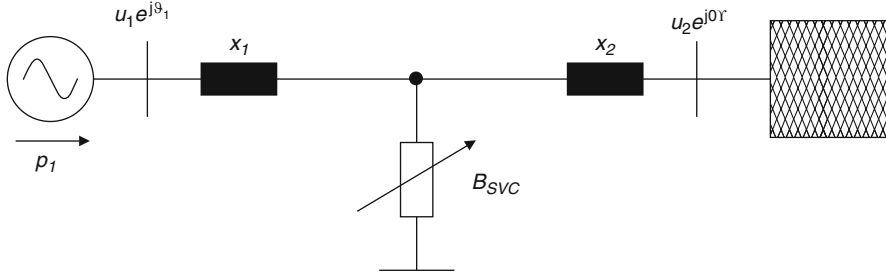


Abb. 7.37 Ersatzschaltbild einer Anordnung Generator – starres Netz mit SVC, installiert in der Mitte der Leitung sowie äquivalente Impedanzanordnung

Die allgemeine Beschreibung von Shuntelementen für die stationäre Netzbeurteilung erfolgt durch Vierpolgleichungen einer parallel zu einem Netzzweig angeschlossenen Suszeptanz, dessen Betrag durch den Schaltzustand der induktiven und kapazitiven Komponenten bestimmt wird. Für die Vierpolmatrix folgt:

$$\underline{Y} = j B_{SVC} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}. \quad (7.9)$$

Beim STATCOM ist im Rahmen der quasistationären Netzberechnung eine Modellierung als Spannungsquelle mit nachgeschalteter Reaktanz geeignet. Dabei repräsentiert der Betrag der eingepprägten Spannung den Schnittpunkt der UI-Kennlinie mit der U-Achse und der Betrag der Reaktanz die Steigung der Statikgeraden.

Die Blindleistungsgrenzen entsprechen dann ungefähr der maximalen Umrichterleistung. Eine andere Darstellungsform ist die Nachbildung als Stromquelle. In diesem Fall ist die Funktionalität der Spannungsregelung durch Shuntstromeingprägung zu modellieren.

7.3.1.3 P- ϑ -Diagramm

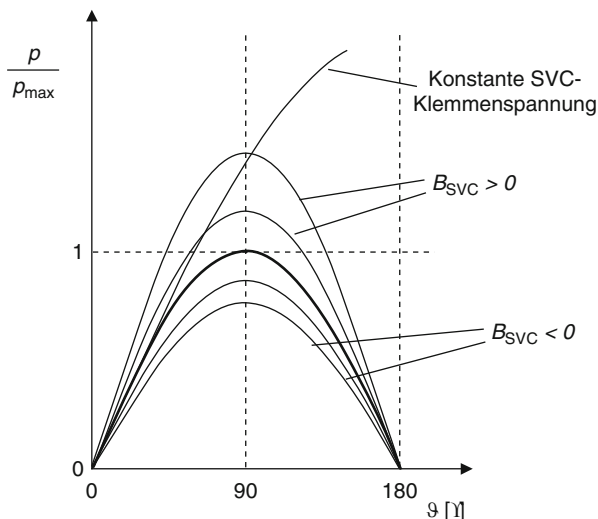
Entsprechend des technologischen Aufbaus kann der SVC im einphasigen Ersatzschaltbild über eine variable Parallelsuszeptanz nachgebildet werden. Zur Verdeutlichung des Betriebsverhaltens sei eine Einspeisung über eine Leitung in ein starres Netz betrachtet (Abb. 7.37).

Eine Diskussion des Betriebsverhaltens erfolgt anhand der Beschreibung des Einflusses des SVC auf die Wirkleistungs-Winkel-Charakteristik dieses Übertragungsmodells nach:

$$p_1 = p = \frac{u_1 u_2}{x_1 + x_2 + x_1 x_2 B_{SVC}} \sin(\vartheta). \quad (7.10)$$

Ausgehend vom Leerlaufbetrieb des SVC (keine Blindleistungseinspeisung) erfolgt ein „Aufblähen“ oder „Schrumpfen“ der Wirkleistungs-Winkel-Kurve im P- ϑ -Diagramm, ohne dass sich die Nullstellen oder das Maximum der Wirkleistungskurve

Abb. 7.38 P- ϑ -Diagramm für eine Leitung mit SVC



entlang der Winkelachse verschieben. Der SVC wirkt damit vorrangig auf die Anschlussspannungen.

Durch das Anheben oder Absenken des Maximums dieser Kurve kann zusätzlich eine leichte Übertragungswinkelreduktion bzw. -vergrößerung erfolgen. Unterschiede zu dem in Abschn. 15.1 skizzierten Betriebsverhalten liegen in der Ansteuerung und im Einbauort des SVC.

Eine ähnliche Charakteristik weist das betrachtete Beispielsystem mit SVC und aktivierter Spannungsregelung auf. Ein Ansteigen der übertragenen Leistung verursacht durch die Leitungsimpedanzen einen Spannungsabfall über der Leitung, der bei den hier vernachlässigten ohmschen Leitungselementen klein ist. Arbeitet der SVC im Spannungsregelmodus, kann diese Spannung je nach Betriebsbereich des SVC konstant gehalten werden.

Im P- ϑ -Diagramm, zeigt sich dies durch eine steilere P- ϑ -Kurve mit gleichzeitig verschobenem Maximum. Insbesondere hier wirkt der SVC verbessernd hinsichtlich der Stabilitätsgrenze dieser Leitung (Abb. 7.38). Bei Konstantregelung auf 1 pu am Anschlusspunkt des SVC ist die Leitung elektrisch gesehen nur noch halb so lang. Im Gegensatz zum SVC erfolgt die Modellierung des STATCOM – je nach Betriebsart – durch eine parallel geschaltete Spannungs- oder Stromquelle. Je nach Anschlussart des Spannungsumrichters erfolgt der Netzanschluss über eine Entkopplungsdrossel, einen normalen Abspanntransformator oder einen auf die Leistungselektronik abgestimmten Kopplungstransformator.

Da normalerweise der STATCOM in einem Stromregelungsmodus betrieben wird und die Spannungsquellencharakteristik des Umrichters zusammen mit der Kopplungsinduktivität bei entsprechender Regelung eine Stromquellencharakteristik aufweist, folgt für die Darstellung im einphasigen Ersatzschaltbild eine parallel anzuordnende Stromquelle (Abb. 7.39). In diesem Fall erfolgt über eine Variation

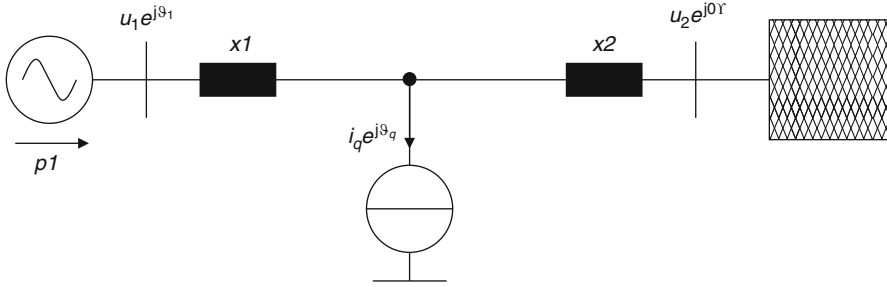
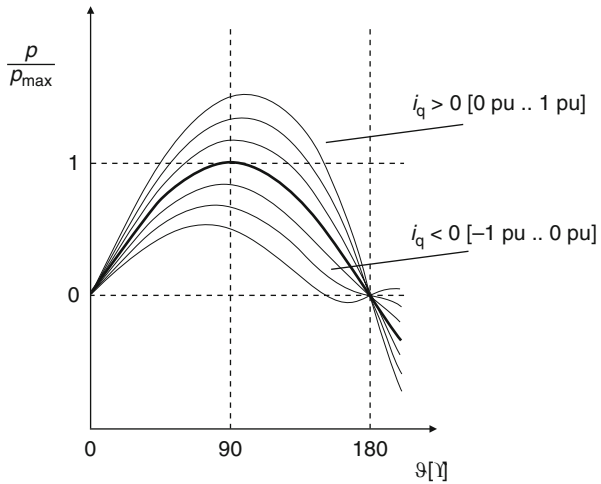


Abb. 7.39 Ersatzschaltbild einer Anordnung Generator – starres Netz mit STATCOM, installiert in der Mitte der Leitung sowie äquivalente Impedanzanordnung

Abb. 7.40 P- ϑ -Diagramm für eine Leitung mit STATCOM



der Ausgangsspannung des Umrichters eine Regelung des in das Netz eingespeisten Stroms über die Kopplungsreaktanz bzw. über den Kopplungstransformator.

Die Betrachtung des P- ϑ -Diagramms verdeutlicht die Unterschiede zum SVC. Aus der Lösung der Strom- und Spannungsgleichungen des hier zugrunde liegenden Ersatzschaltbildes folgt für die Berechnung der P- ϑ -Kurve Gl. (7.11). Die graphische Darstellung zeigt, dass durch die Shuntstrom-Einprägung eine deutliche Verzerrung der P- ϑ -Kurve bezüglich der maximal übertragbaren Leistung und des korrespondierenden Übertragungswinkels entsteht (Abb. 7.40). Insbesondere bei einer großen Shuntstrom-Einspeisung tritt dieser Effekt verstärkt auf. In diesem Fall könnte prinzipiell sogar eine Leistungsflussumkehr erreicht werden, wenn

$i_q \gg -1$ gewählt wird.

$$p_1 = p = K \frac{u_1 u_2 \sin(\vartheta)}{x_1 + x_2},$$

$$K = \left(1 + \frac{x_1 x_2 i_q}{\sqrt{u_1^2 x_2^2 + u_2^2 x_1^2 + 2 u_1 u_2 x_1 x_2 \cos(\vartheta)}} \right),$$

bzw.

$$K = \left(1 + \frac{x i_q}{2 \sqrt{u_1^2 + u_2^2 + 2 u_1 u_2 \cos(\vartheta)}} \right); x_1 = x_2 = \frac{1}{2} x. \quad (7.11)$$

Die dazu erforderliche Umrichterleistung dürfte wirtschaftlich nicht bereitgestellt werden können. Durch den größeren Einfluss auf den Übertragungswinkel erlaubt der STATCOM im Vergleich zum SVC einen größeren Beitrag zur Steigerung der übertragbaren Leistung bei gleichem Übertragungswinkel.

7.3.2 Serienelemente – TCSC und SSSC

7.3.2.1 Aufbau

Unter dem Oberbegriff Serienelemente werden alle FACTS-Elemente mit Einbau in Serie zu einem Netzelement zusammengefasst. Die elektrische Wirkung von Serienkompensationen wird über eine Serienspannungseinkopplung erreicht (s. auch Band 1 Abschn. 9.5 sowie [7, 24, 28]). Abhängig von den betrieblichen Eigenschaften wird allgemein unterschieden zwischen:

- Thyristorgeregelte Serienkompensation (**Thyristor Controlled Series Compensator**, TCSC),
- Thyristorgeregelte Serienreaktanz (**Thyristor Controlled Series Reactor**, TCSR),
- Thyristorgeschaltete Serienkompensation (**Thyristor Switched Series Compensator**, TSSC),
- Statischer Serienkompensator (**Solid State Series Compensator**, SSSC, auch **Advanced Series Compensation**, ASC).

Unterschiede in den Ausführungen von Serienkompensationen liegen in der Bereitstellung dieser Spannung durch transformatorische Serienspannungseinkopplung oder Modulation der elektrischen Länge einer Übertragungsleitung durch Beeinflussung der Längsreaktanz mit Thyristorventilen.

Der SSSC entspricht im Aufbau einem in Serie geschalteten STATCOM. Thyristorgeschaltete Serienkompensationen gleichen in ihrer Funktionalität Serienkompensationen mit mechanischen Schaltvorrichtungen. Deren kompensatorische

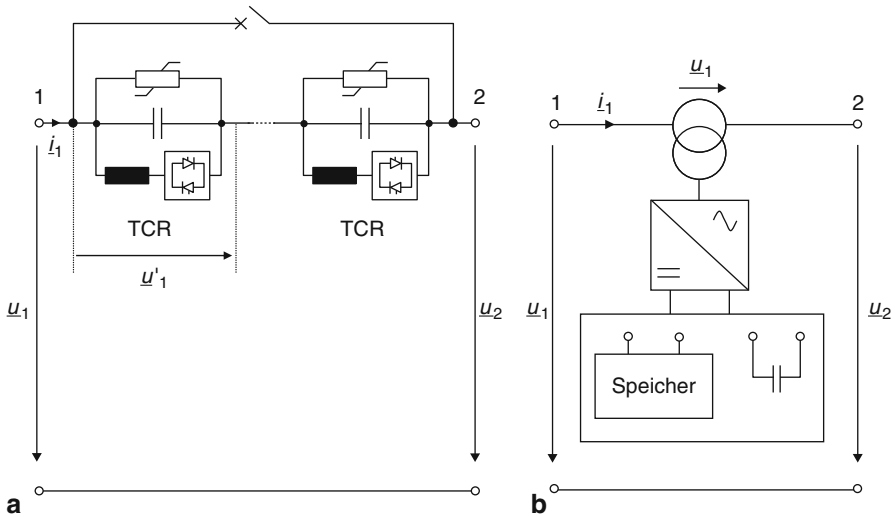


Abb. 7.41 Prinzipieller Aufbau von Serienkompensatoren, Thyristorgeregelte Serienkompensation (TCSC) (a) und Statischer Synchronkompensator (SSSC) bzw. ASC (b)

Wirkung wiederum gleicht der des TCSC. Aus diesem Grund wird hier nur der TCSC näher betrachtet. Abbildung 7.43 und 7.44 zeigen Beispiele für reale Anlagen. Der TCSC besteht aus mehreren in Serie geschalteten Modulen, die als Parallelschaltung aus TCR und Kapazität ausgeführt sind und eine kapazitive sowie induktive Kompensation ermöglichen (Abb. 7.41). Ein zusätzlicher parallel angeordneter Varistor verhindert eine Komponentenbeschädigung durch Überspannung, dient also als Schutzeinrichtung.

7.3.2.2 Strom-/Spannungscharakteristik und Vierpolform

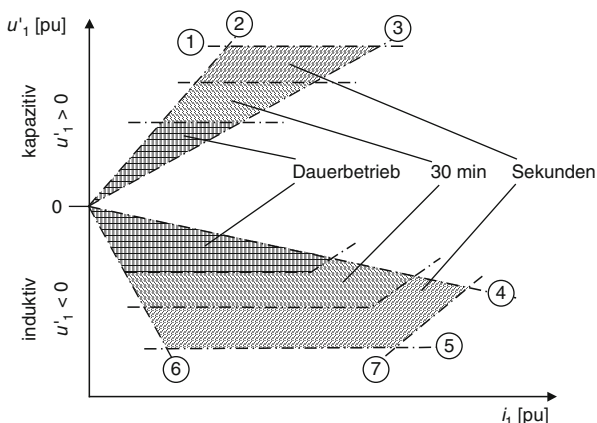
Das Betriebsverhalten eines TCSC kann anhand der Strom-/Spannungscharakteristik eines der in Serie geschalteten Module analysiert werden. Die quantitative Beschränkung des in Abb. 7.42 dargestellten Betriebsbereiches der von dem Längsstrom $\underline{i}_1$ abhängigen Serienspannung $\underline{u}'_1$ ergibt sich aus der Auslegung der Anlage.

Qualitativ wird der kapazitive Betriebsbereich bei kleinen Leitungsströmen durch die maximale Zündzeitverstellung der Thyristoransteuerung (2) beschränkt. Die kapazitive Wirkung kann bis zur maximalen Längsspannungsinjektion (1) variiert werden. Bei weiterer Vergrößerung des Stroms bestimmen die fest installierten Kapazitäten das Betriebsverhalten (3).

Durch den maximalen Zündverzug (6), den bei großen Längsströmen erreichten maximalen Thyristorstrom (7) und den thermischen Betriebsgrenzen der Thyristoreinheiten (5) ist die untere Grenze des induktiven Betriebes bestimmt.

Die induktive Wirkung des TCSC kann kontinuierlich durch Zuschalten der Induktivitäten bis zur vollständigen Durchschaltung der Thyristoren (4) vergrößert

Abb. 7.42 Strom-/
Spannungscharakteristik
eines TCSC Moduls



werden. Physikalisch wird durch die Schaltung des TCR ein Strom durch die Kapazität erzeugt, der einen zusätzlichen Spannungsabfall hervorruft und damit den Spannungsabfall über einem TCSC-Segment bewirkt.

Technologische Randbedingungen in Bezug auf die thermische Belastbarkeit des Betriebsmittels grenzen zusätzlich den dauerhaft möglichen Betriebsbereich ein. Der Betrieb von TCSC zur Pendeldämpfung und Lastflusssteuerung erfordert Serienspannungseinkopplung, die außerhalb des dargestellten Betriebsbereiches liegt. Da aber gerade hier ein großes Einsatzpotential liegt, wird ein TCSC unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten als Reihenschaltung mehrerer TCSC Module ausgeführt. Durch unterschiedliche Ansteuerung kann eine Verschiebung des Betriebsbereiches eines Moduls in Richtung der Spannungsachse erfolgen. Die Ansteuerung der einzelnen Module erfolgt dabei so, dass ein durchgängiger Betriebsbereich erreicht werden kann. Bereits der Einsatz von sechs TCSC Modulen erweitert den Betriebsbereich um nahezu die gesamte Fläche zwischen (3) und (4).

Diese Ausführung einer Serienkompensation wird über eine variable Serienimpedanz $(j \underline{x}_{\text{TCSC}})^{-1}$ modelliert. Der Betrag der Serienimpedanz ergibt sich aus dem aktuellen Betriebszustand also einem ausgewählten Punkt in dem oben genannten Betriebsbereich. Die Einstellung des Betriebspunktes erfolgt durch Verstellung der Ansteuerungswinkel der Thyristorventile. Als Vierpolmatrix für die stationäre Netzberechnung folgt

$$\underline{Y} = \frac{1}{j \underline{x}_{\text{TCSC}}} \begin{bmatrix} 1 & -1 \\ -1 & 1 \end{bmatrix}. \quad (7.12)$$

Der SSSC kann für stationäre Berechnung nur in sehr grober Näherung auf gleiche Weise modelliert werden. In diesem Fall würde der nahezu belastungsunabhängigen Charakteristik der Serienspannungseinkopplung nicht Rechnung getragen.



Abb. 7.43 TCSC, 107 MVar Blindleistung, 13,27 Ω bis 39,81 Ω Regelbereich, 500 kV, Brasilien. (Quelle: IEEE)

7.3.2.3 P- ϑ -Diagramm

Für das einphasige Ersatzschaltbild für stationäre Berechnungen stellt der TCSC eine geregelte Längsimpedanz dar. Für das Beispiel eines TCSC in der Netzsituation „Generator speist über Leitung in starres Netz“ folgt mit einem TCSC in der Mitte der Leitung die Anordnung nach Abb. 7.45. Die veränderliche Impedanz des TCSC addiert sich zu den Längsreaktanzen der Leitung, sodass für die Berechnung des P- ϑ -Diagramms folgender Ausdruck folgt:

$$p_1 = p = \frac{u_1 u_2}{x_1 + x_2 + x_{\text{TCSC}}} \sin(\vartheta). \quad (7.13)$$

Da der TCSC direkt auf die Längsimpedanz der Übertragungsstrecke wirkt, ist der Einfluss auf die übertragene Leistung erheblich größer als bei den zuvor dargestellten Shuntelementen. Mit zunehmender negativer Längsimpedanz nimmt der Kompensationsgrad der Leitung zu (Abb. 7.47). Wie aus der Leistungsgleichung zu entnehmen ist, unterliegt die Beziehung zwischen übertragener Leistung und geregelter Längsimpedanz keinem linearen, sondern einem hyperbolischen Zusammenhang.

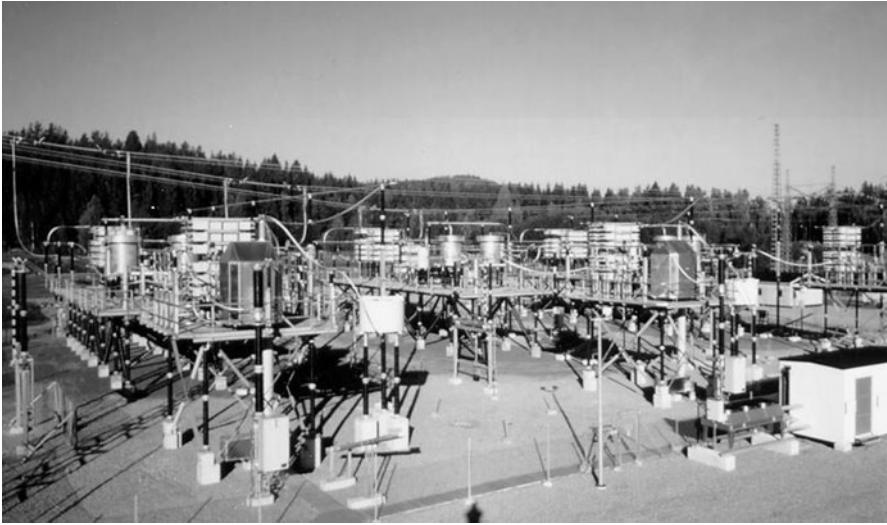


Abb. 7.44 TCSC, 21,9 Ω /Phase Nennreaktanz (statisch), 18,25 Ω /Phase Reaktanz der Kapazitäten, 1,5 kA Nennstrom, 2,025 kA Überlaststrom (20 min), 2,25 kA Überlaststrom (10 min), 400 kV, Schweden. (Quelle: ABB)

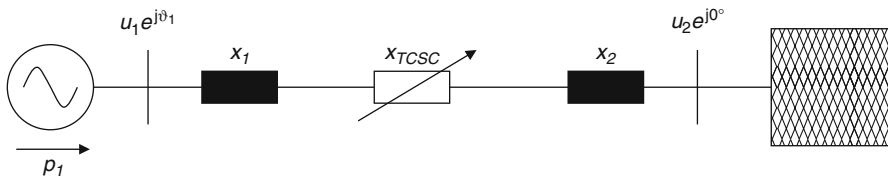


Abb. 7.45 Ersatzschaltbild einer Anordnung Generator – starres Netz mit TCSC, installiert in der Mitte der Leitung sowie äquivalente Impedanzanordnung

Für den SSSC erscheint im Ersatzschaltbild eine geregelte Serienspannungsquelle, da dieses Betriebsmittel mit selbstgeführten Umrichtern ausgestattet ist und somit eine vom Betrag des Leitungsstroms nahezu unabhängige Serienspannung eingekoppelt werden kann (Abb. 7.46). Da der SSSC in der Regel ohne Energiespeicher ausgeführt wird, muss die eingeprägte Serienspannung senkrecht auf dem Leitungsstrom stehen. Anderenfalls würde der SSSC Wirkleistung an das Netz abgeben bzw. vom Netz aufnehmen. Für die Berechnung des P - ϑ -Diagramms ergibt sich in Analogie zum STATCOM der nachstehend angegebene Ausdruck. Bei Betrachtung des Faktors K fällt die Ähnlichkeit der Wirkung eines SSSC zum STATCOM auf.

Im P - ϑ -Diagramm zeigt die Beschreibung des SSSC einen zur Kurvenschar des STATCOM gespiegelten Verlauf auf. In diesem Fall ist die Verzerrung der P - ϑ -Kurve im Bereich 0° bis 90° stärker ausgeprägt. Technisch gesehen birgt dies keine Vorteile für die Leistungsflussregelung in sich (Abb. 7.48).

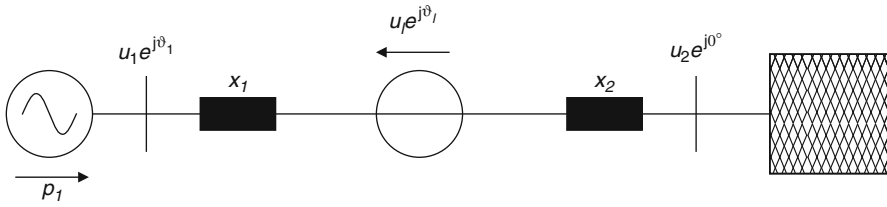


Abb. 7.46 Ersatzschaltbild einer Anordnung Generator – starres Netz mit SSSC, installiert in der Mitte der Leitung sowie äquivalente Impedanzanordnung

Abb. 7.47 P- ϑ -Diagramm für eine Leitung mit TCSC

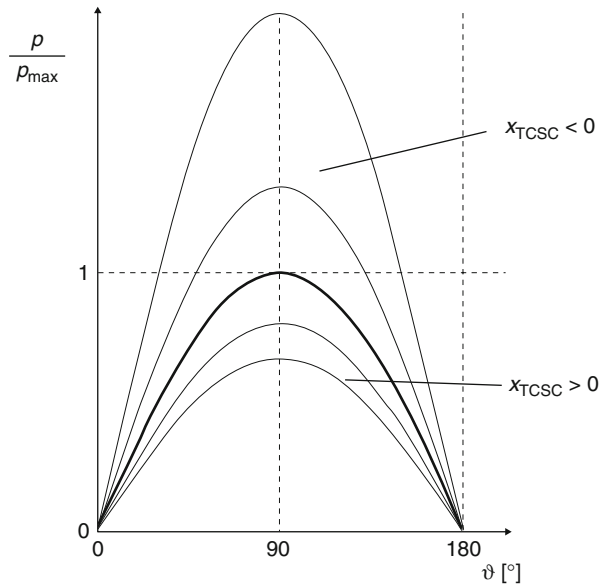
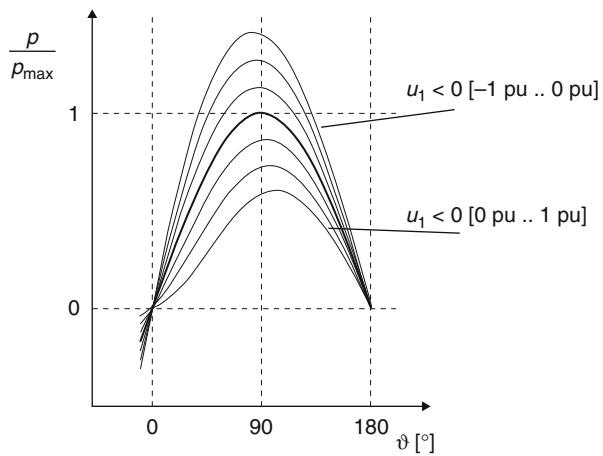


Abb. 7.48 P- ϑ -Diagramm für eine Leitung mit SSSC



$$p_1 = p = K \frac{u_1 u_2 \sin(\vartheta)}{x_1 + x_2}$$

$$K = \left(1 - \frac{u_1}{\sqrt{u_1^2 + u_2^2 - 2 u_1 u_2 \cos(\vartheta)}} \right) \quad (7.14)$$

Im Vergleich zum TCSC ist das Verhältnis zwischen eingprägter Serienspannung und korrespondierender Leistungsflussänderung nahezu linear, sodass sich diese Geräte insbesondere zum Einsatz auf kurzen Leitungen eignen. Dieses Einsatzpotential entsteht beispielsweise dann, wenn in vermaschten Netzen mit kleiner durchschnittlicher Stromkreislänge lokale Übertragungsengpässe entstehen.

7.3.3 Parallel-serielle Elemente – PAR und UPFC

7.3.3.1 Aufbau

Unter dem Oberbegriff parallel-serielle Elemente werden alle Betriebsmittel zusammengefasst, die eine elektrische Komponente sowohl im Shunt- als auch im Serienzweig aufweisen (vgl. [9, 10, 24, 28] sowie [2, 3]) für die stationäre Modellierung). Wesentliche Betriebsmittel dieser Ausführung sind:

- der Phasenwinkelregler (**Phase Angle Regulator**, PAR),
- der spezielle Phasenwinkelregler (**Quadrature Boosting Transformer**, QBT),
- der universale Lastflussregler (**Unified Power Flow Controller**, UPFC).

Bei einem PAR erfolgt die Regelung der Phase des Längsspannungsabfalls durch die transformatorische Einkopplung einer Zusatzspannung, die durch einen Erregungstransformator mit leistungselektronischen Schaltern erzeugt wird. Das Teilungsverhältnis der Sekundärwindungszahlen und die eingesetzten Thyristorschalter bestimmen die Anzahl der diskreten Schaltstufen. Hinsichtlich der elektrischen Wirkung ist der PAR mit konventionellen Schrägreglern vergleichbar. Der QBT weist einen ähnlichen Aufbau auf. Unterschiede zum PAR liegen in den Verschaltungsmöglichkeiten der Wicklungen, was im Vergleich zum PAR einen eingeschränkten Betriebsbereich zur Folge hat.

Als Kombination eines statischen Synchronkompensators und einer statischen Serienkompensation stellt der UPFC eine grundsätzlich neue Konzeption eines regelbaren Betriebsmittels dar, das neben schrägregelnden auch shuntkompensierende Eigenschaften aufweist. Ähnlich dem PAR und QBT besteht ein UPFC aus einem Erregungstransformator im Shunt- und einem Zusatztransformator im Serienzweig. Beide Transformatoren sind über eine Umrichterschaltung mit Gleichstromzwischenkreis gekoppelt. Durch den Gleichstromzwischenkreis wird ein Wirkleistungsaustausch zwischen Erreger- und Zusatztransformator gewährleistet, wodurch die

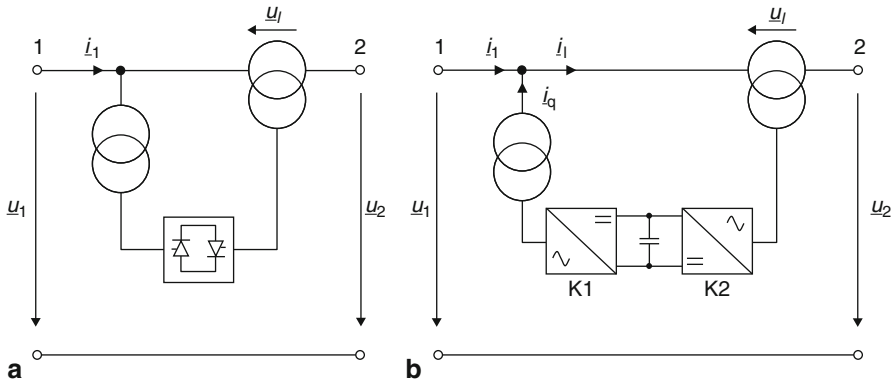


Abb. 7.49 Aufbau parallel-serieller Komponenten Phasenwinkelregler (a) und universaler Lastflussregler (b)

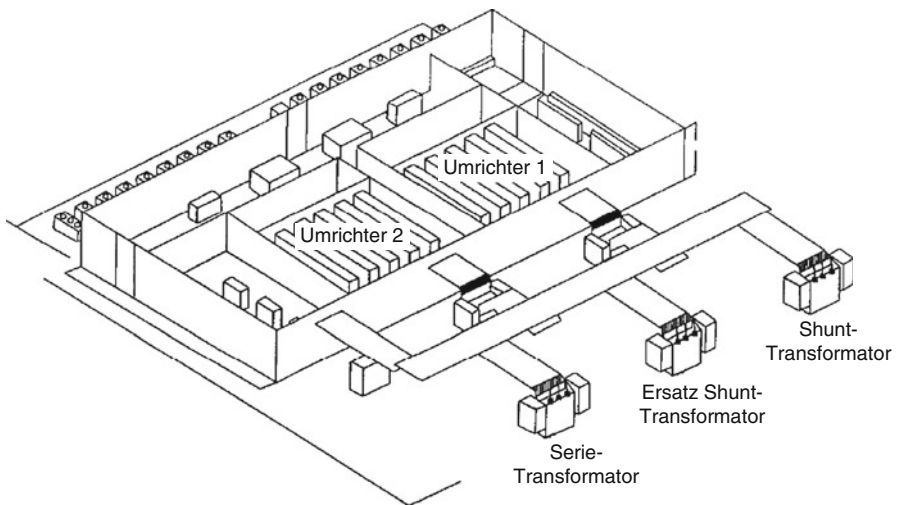


Abb. 7.50 Prinzipieller Aufbau des ersten UPFC, „Inez Substation“, 160 MVA Shuntelement, 160-MVA-Serienelement, 138-kV, USA. (Quelle: CIGRE)

Phasenlage des Längsspannungsabfalls geregelt werden kann (Abb. 7.49 für den Aufbau und Abb. 7.50 sowie Abb. 7.51 als Beispiel einer realen Anlage).

Der Einsatz abschaltbarer Leistungshalbleiter im Umrichterzweig ermöglicht die Beeinflussung der Beträge der Quer- und Längsspannung über gleichzeitiges Einspeisen von positiver und negativer Blindleistung in den Shunt- und Serienzweig. Durch diese Eigenschaften ist hauptsächlich die eingekoppelte Serienspannung nach Betrag und Phase regelbar. In Bezug auf eine ausgeglichene Wirkleistungsbilanz des

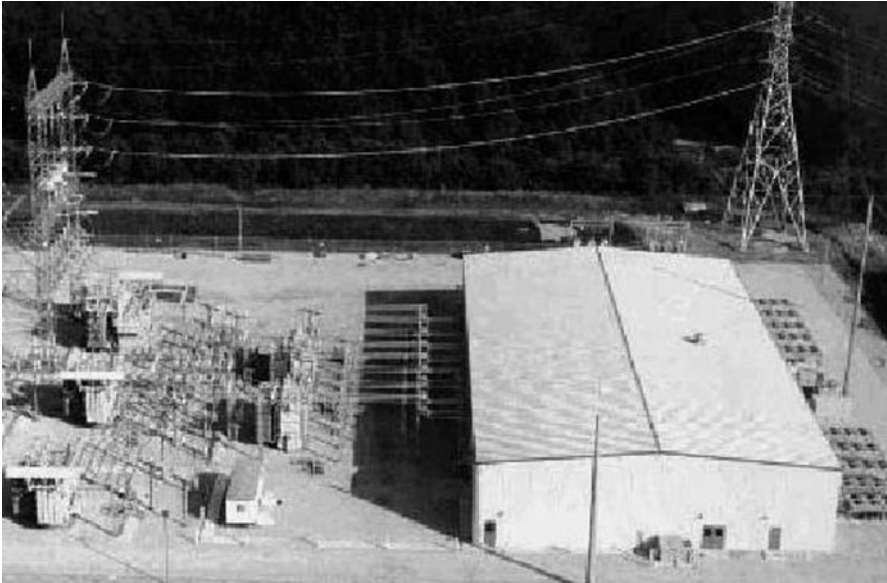


Abb. 7.51 Außenansicht des „Inez Substation“ UPFC. (Quelle: IEEE)

UPFC kann nur die aus dem Shuntzweig entnommene Wirkleistung über Umrichter K2 in den Längszweig eingespeist werden, da der UPFC normalerweise ohne zusätzlichen Speicher im Gleichstromkreis ausgeführt wird.

7.3.3.2 Strom-/Spannungscharakteristik und Vierpolform

Der Umrichter K1 ermöglicht unabhängig von der Wirkleistungsaufnahme eine Beeinflussung des Blindstroms i_q im Shuntzweig, wodurch der UPFC zusätzlich als Shuntkompensator wirkt. Eine entkoppelte Regelung der elektrischen Größen i_q und u_1 ermöglicht somit gleichzeitig shuntkompensierende und schrägregelnde beziehungsweise serienkompensierende Eigenschaften des UPFC (Abb. 7.52).

Aufgrund der kompensierenden und schrägregelnden Eigenschaften ist ein Ansatz für das quasistationäre UPFC Modell eine Kombination aus gesteuerten Quellen und einer regelbaren Admittanz (Abb. 7.53). Weitere, hier nicht weiter betrachtete, Ansätze verfolgen für die Lastflussrechnung eine Modellierung über Strom- und Spannungsquellen. Diese Ansätze weisen eine höhere Genauigkeit auf, erfordern aber eine Anpassung der Lastflussalgorithmen.

Zur Berücksichtigung der Eigenschaft, die Blindstromabgabe des Shuntzweiges ohne Spannungsabhängigkeit zu regeln, ist in der quasistationären Netzberechnung zusätzlich ein Anschluss als spannungsgeregelter Knoten zu modellieren. Unter weiterer Berücksichtigung der regelbaren Shuntadmittanz Y_q ergibt sich für die quasistationäre Beschreibung eine unsymmetrische Vierpolmatrix Gl. (7.17). Wird die

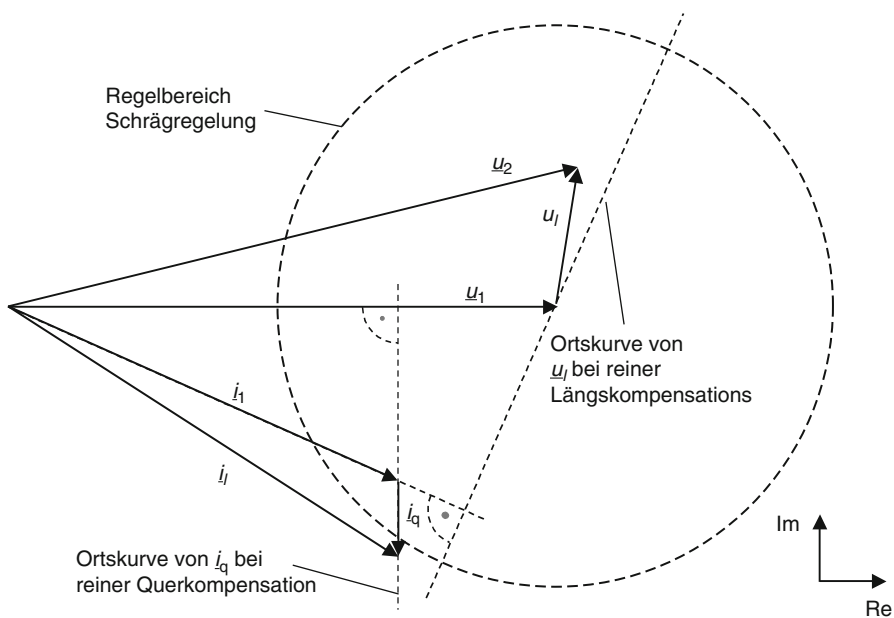


Abb. 7.52 Betriebsdiagramm UPFC

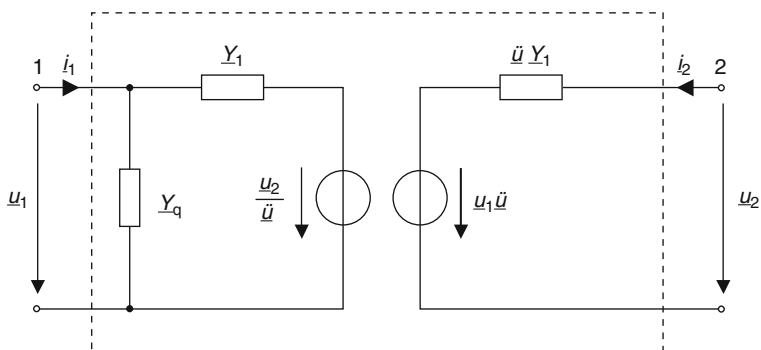


Abb. 7.53 Quasistationäres Modell eines Leistungsflussreglers

Shuntadmittanz identisch Null gesetzt, entspricht diese Gl. der unsymmetrischen Vierpolmatrix eines PAR.

$$\underline{Y} = \underline{Y}_1 \begin{bmatrix} \frac{Y_q}{Y_1} + \frac{1}{\ddot{u}^2} & -\frac{1}{\ddot{u}} e^{j\theta_{i,j}} \\ -\frac{1}{\ddot{u}} e^{-j\theta_{i,j}} & 1 \end{bmatrix}; \quad \text{mit } \ddot{u} = \ddot{u} e^{j\theta_{i,j}}. \quad (7.15)$$

Die Modellbeschreibung in Vierpolform aus der Kombination eines shuntkompensierenden und schrägregelnden Betriebsmittels bietet gegenüber der Modellierung als gesteuerte Quellen im Serien- und Shuntzweig den Vorteil, dass das Modell unmittelbar in der stationären Netzberechnung berücksichtigt werden kann. Darüber hinaus tritt hier das bestehende Problem der verbotenen Betriebsbereiche für Stellgrößen im Modellsystem nicht auf (vgl. [20]).

Diese verbotenen Bereiche entstehen, weil es Betriebsmitteln aufgrund der Wirkleistungsbilanz nicht möglich ist, den komplexen Längsspannungszeiger beliebig einzuprägen. Durch die Modellierung über gesteuerte Quellen im Serien- und Shuntzweig wird diese Schwierigkeit implizit berücksichtigt, da sich die komplexe Längsspannung betriebspunkt- und stellgrößenabhängig einstellt. Die Grenzen dieses Modells liegen bei der Betrachtung von extremen Netzverhältnissen, bei denen der UPFC über den Shuntteil einen großen Wirkstrom aus dem Netz entnimmt, um etwa die Wirkleistungsabgabe durch den Serienteil zu decken. In diesem Fall kann der eingeprägte Shuntstrom einen derart großen Spannungsabfall verursachen, dass die Regelungsaufgabe durch den Serienteil nicht mehr wahrgenommen werden kann. Da bei Phasenwinkelregeltransformatoren keine Ströme eingepreßt werden, tritt dieses Problem dort nicht auf. Aus den komplexen Leistungsgleichungen eines allgemeinen Vierpols folgt unmittelbar das Steuergesetz für Stellgrößen dieses Modells:

$$\begin{aligned}\theta_{i,j} &= \theta_i - \theta_j - \arctan \left[\frac{p_{i,j}}{q_{i,j} + u_j^2 Y_l} \right], \\ \ddot{u} &= \frac{u_i u_j Y_l}{\sqrt{p_{i,j} + (q_{i,j} + u_j^2 Y_l)^2}}.\end{aligned}\quad (7.16)$$

Eine Beeinflussung der Klemmenspannung wird durch geeignete Wahl der Shuntadmittanz $\underline{Y}_q$ realisiert. Unter Berücksichtigung des Betriebsdiagramms erfolgt die Formulierung der Stellgrößenbegrenzungen. Einen linearen Zusammenhang zwischen komplexem Übersetzungsverhältnis und komplexem Knotenspannungsquotient vorausgesetzt, sorgt die Stellgrößenbeschränkung dafür, dass der komplexe Spannungszeiger $\underline{u}_1$ den durch einen Kreis beschränkten Betriebsbereich nicht verlässt. Aus den trigonometrischen Zusammenhängen folgt:

$$\begin{aligned}\theta_{i,j}^{\min, \max} &= \pm \arcsin(u_l), \\ \ddot{u}^{\min, \max} &= \frac{1}{1 - \ddot{u}^2} \left[\cos(\theta_{i,j}) \pm \sqrt{\cos^2(\theta_{i,j}) + u_l^2 - 1} \right].\end{aligned}\quad (7.17)$$

7.3.3.3 P- ϑ -Diagramm

Ein anderer Modellierungsansatz umfasst die Nachbildung der Hauptkomponenten über Strom- und Spannungsquellen. Dieser Ansatz wird im Folgenden zur Analyse des Betriebsverhaltens angewendet. Im Ersatzschaltbild (Abb. 7.54a) zur

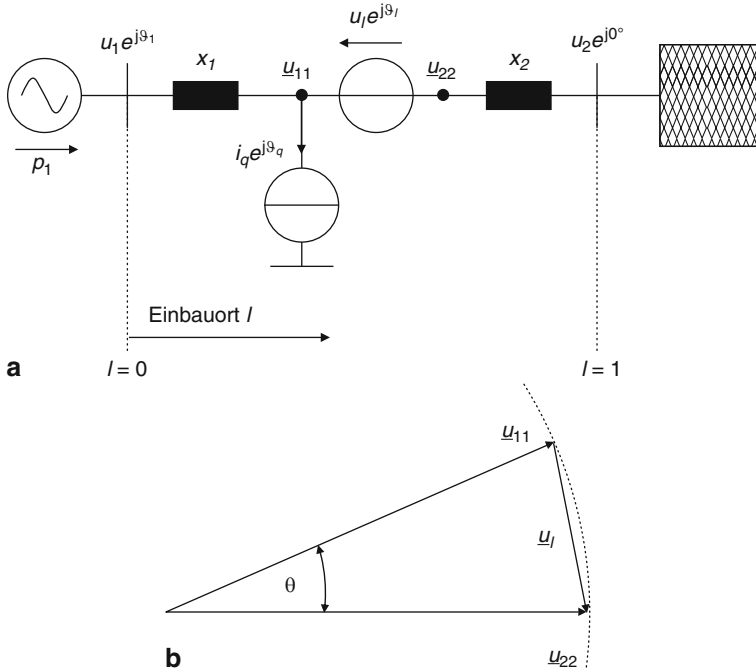


Abb. 7.54 **a** Ersatzschaltbild einer Anordnung Generator – starres Netz mit PAR, QBT oder UPFC, installiert bei der Leitungslänge l sowie äquivalente Impedanzanordnung. **b** Zeigerdiagramm der Spannung am Anfang und Ende des PAR sowie eingprägte Zusatzspannung

Bestimmung des Wirkleistungs-Winkel-Verhaltens erscheinen alle drei Betriebsmittel als gekoppelte Shuntstrom- und Serienspannungsquelle. Die Unterschiede zwischen den drei Betriebsmitteln liegen im elektrischen Verhalten dieser Quellen.

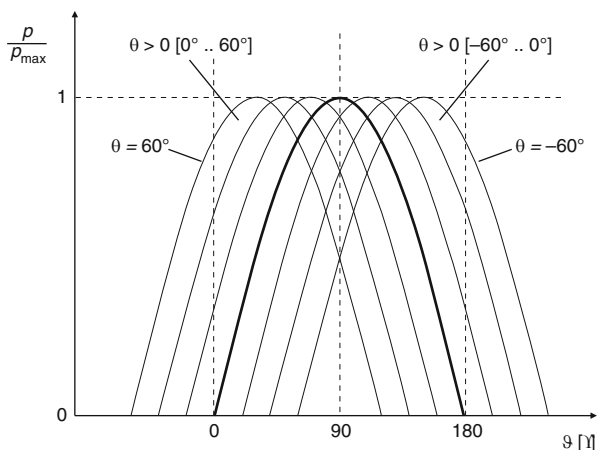
Um den Einfluss des Einbauortes, insbesondere beim QBT, näher untersuchen zu können, ist eine zusätzliche Variable eingeführt worden. Diese repräsentiert den Einbauort des FACTS-Elementes auf der Leitung relativ zur Leitungslänge, sodass gilt:

$$\begin{aligned} x_1 &= lx \\ x_2 &= (1 - l)x \end{aligned} \quad (7.18)$$

Der hier beschriebene PAR wirkt als idealer Phasenwinkelregler und prägt somit eine Zusatzspannung ein, die lediglich eine Phasenverschiebung zwischen den Spannungen am Anfang und Ende dieses Betriebsmittels bewirkt (Abb. 7.54). Da der PAR auf die Winkeldifferenz wirkt, folgt für die Berechnung des P- ϑ -Diagramms unmittelbar folgender Ausdruck:

$$p_1 = p = \frac{u_1 u_2}{x_1 + x_2} \sin(\vartheta + \theta) \quad (7.19)$$

Abb. 7.55 P- ϑ -Diagramm einer Leitung mit PAR



Der Einfluss der Einprägung eines Zusatzwinkels besteht demnach nur in der Verschiebung der P- ϑ -Kurve entlang der Winkelachse. Mit dieser Eigenschaft eignet sich der PAR vor allem zur Verringerung der Winkeldifferenz über einer Leitung und damit zu einer Verbesserung der statischen Winkelstabilität (Abb. 7.55). Außerdem trägt der PAR mit dieser Eigenschaft zu einer Vergrößerung der maximal übertragbaren Wirkleistung bei, wenn die limitierende Größe der maximale Übertragungswinkel ist. Durch Regelung entlang der Leistungsachse ist über die Winkeldifferenz eine unmittelbare Regelung der Wirkleistungsflüsse wie bei jedem konventionellen Schrägregler gegeben.

An dieser Stelle sei nochmals darauf hingewiesen, dass der von der vom Spannungsbetrag nahezu entkoppelten Zusammenhang zwischen Übertragungswinkel und Wirkleistungsfluss nur in Netzen mit kleinem R/X-Verhältnis Gültigkeit besitzt. In Netzen mit großem R/X-Verhältnis wird bei einer Winkeländerung der Blindleistungsfluss mitunter in gleicher Größenordnung verändert. Diesem Phänomen ist insbesondere in 16–2/3-Hz-Bahnnetzen Rechnung zu tragen. Aufgrund der geringeren Betriebsfrequenz liegen oftmals in der Übertragungsebene R/X-Verhältnisse von nahe eins vor. Bei derartigen Netzverhältnissen führt eine reine Phasenwinkelregelung nicht nur zur Verschiebung der Wirkleistungsflüsse. Blindleistungsflüsse werden in nahezu gleichem Masse geändert. Bei R/X-Verhältnissen nahe eins ist eine Entkopplung zwischen Blindleistung und Übertragungswinkel bzw. Wirkleistung und Spannungsdifferenz nicht mehr gegeben. Eine entkoppelte Wirk-/Blindleistungsregelung erfordert in diesem Fall die Einkopplung einer Spannung, die nicht nur den Übertragungswinkel sondern auch die Spannungsdifferenz zwischen den Anschlusspunkten beeinflusst.

Der QBT ist ein reiner Querregler. Die eingekoppelte Zusatzspannung steht senkrecht auf der Spannung am Anfang des Betriebsmittels (Abb. 7.56). Dadurch erfolgt nicht nur eine Phasendrehung dieses Spannungsvektors, sondern auch eine kleine Betragsveränderung, so dass die Blindleistungsflüsse bei diesem Regeleingriff ebenfalls mit beeinflusst werden. Die Bereitstellung einer Zusatzspannung senkrecht zur

Abb. 7.56 Zeigerdiagramm der Spannung am Anfang und Ende des QBT sowie eingekoppelte Zusatzspannung senkrecht zur Anfangsspannung

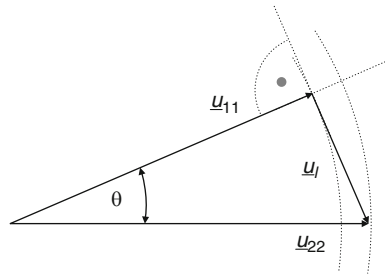
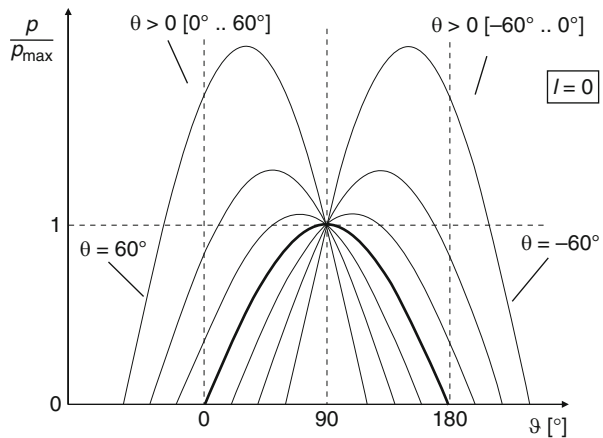


Abb. 7.57 P- ϑ -Diagramm einer Leitung mit QBT, eingebaut am speisenden Generator ($l=0$)



Anschlussspannung bedeutet technologisch einen geringeren Aufwand, sodass der QBT je nach Netzverhältnissen eine wirtschaftliche Alternative zum PAR darstellt.

Für die Berechnung der P- ϑ -Charakteristik des QBT ergibt sich nach Auflösen der Strom-, Spannungs- und Leistungsgleichungen folgender Ausdruck:

$$\begin{aligned}
 p_1 = p &= \frac{u_1 u_2 \sin(\vartheta + \theta) \cos(\theta)}{x_1 + x_2 \cos^2(\theta)} \\
 &= \frac{u_1 u_2 \sin(\vartheta + \theta) \cos(\theta)}{\cos^2(\theta) + l_x (1 - \cos^2(\theta))} \quad (7.20)
 \end{aligned}$$

Diese Darstellung verdeutlicht die Abhängigkeit des Betriebsverhaltens des QBT vom Einbauort. Ist der QBT direkt am speisenden Generator eingebaut, ist bei extremen Zusatzwinkeln eine starke Überhöhung der maximal übertragbaren Leistung die Folge (Abb. 7.57).

Bei einem Einbau in der Mitte der Leitung tritt diese Überhöhung nicht mehr auf. Die Umhüllende der Kurvenschar zeigt einen annähernd sinusförmigen Verlauf, sodass an diesem Einbauort der QBT zu einer nahezu idealen Vergrößerung des Betriebsbereiches beitragen könnte (Abb. 7.58). Abhängig von der übertragenen Leistung wäre hier eine kontinuierliche Anpassung des Winkels der Zusatzspannung erforderlich.

Abb. 7.58 P- ϑ -Diagramm einer Leitung mit QBT, eingebaut in der Mitte der Leitung ($l=0.5$)

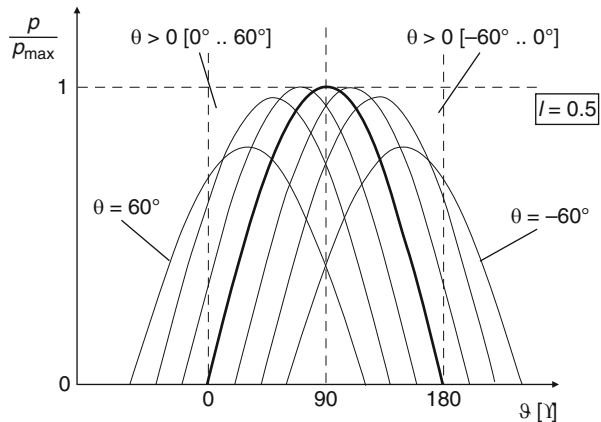
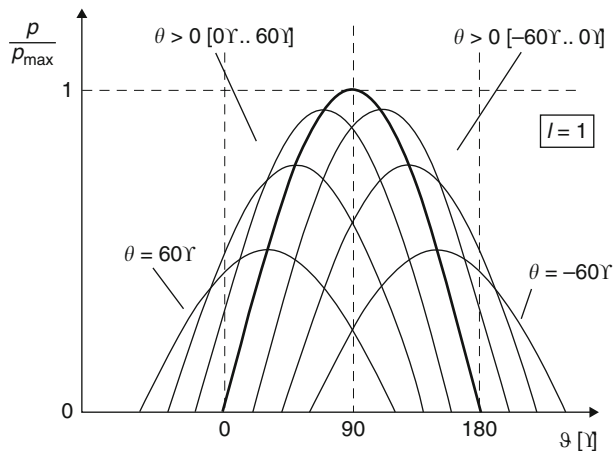


Abb. 7.59 P- ϑ -Diagramm einer Leitung mit UPFC, eingebaut in der Mitte der Leitung ($l=0.5$)



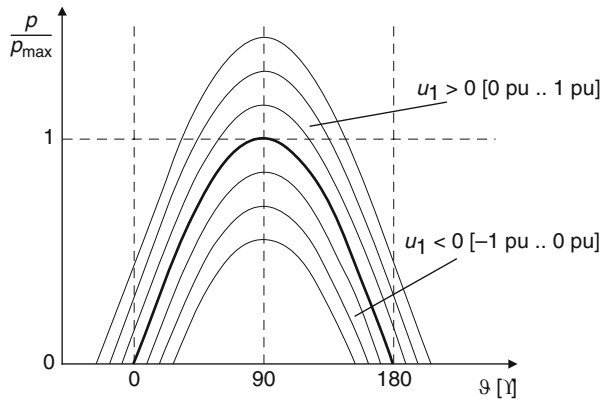
Am wenigsten effektiv arbeitet der QBT direkt am starren Netz. Dies ist gleichzusetzen mit einer starren Spannungsquelle ohne Impedanz, ähnelt also Einsatzorten mit sehr großer Kurzschlussleistung. Der Einfluss des QBT auf die Übertragungscharakteristik ist hier am wenigsten ausgeprägt (Abb. 7.60).

Selbst große Zusatzwinkel führen nur zu einer vergleichsweise geringen Beeinflussung der Wirkleistung. Bzgl. des Betriebsverhaltens erweist sich als besonders ungünstig die starke Verringerung der maximal übertragbaren Leistung bei Variation des Zusatzwinkels in positive und auch negative Richtung.

Der UPFC verfügt über weitaus mehr Freiheitsgrade in der Regelung. Bei koordiniertem Einsatz von Shuntstromquelle und Serienspannungsquelle werden die Übertragungsparameter nahezu unabhängig von der aktuellen Leitungsbelastung geregelt. Dieses Verhalten spiegelt sich in der mathematischen Beschreibung der P- ϑ -Charakteristik wider:

$$p_1 = \frac{u_1 u_2}{x_1 + x_2} \sin(\vartheta) + \frac{u_2 u_1}{x_1 + x_2} \quad (7.21)$$

Abb. 7.60 $P-\vartheta$ -Diagramm einer Leitung mit QBT, eingebaut am zu speisenden Netz ($l=1$)



Bei idealem Betrieb bewirkt der UPFC eine Skalierung der Übertragungscharakteristik. Die $P-\vartheta$ -Kurve wird abhängig von der eingekoppelten Längsspannung skaliert. Im Vergleich zu den FACTS-Elementen PAR und QBT weist der UPFC die beste Betriebscharakteristik auf (Abb. 7.59).

7.3.4 Anwendung im Netz

7.3.4.1 Abschätzung der Leistungsbemessung aus Netzsicht

Die Dimensionierung von FACTS-Elementen hinsichtlich der zur bemessenden Leistung hängt stark von der Netzumgebung ab. Für eine erste Abschätzung der Baugröße reicht hingegen eine grobe Abschätzung im Rahmen eines einfachen Modells aus. Die Aufgabe der Leistungsflussregelung bezieht sich auf die Regelung eines Stromes in einer Übertragungsleitung – hier durch Einspeisung einer Serienspannung. Die Größe der Serienspannung und das Maximum des zu regelnden Stromes geben Auskunft über die ungefähre Baugröße der zu installierenden Einrichtungen.

Wird in der Anwendung zur Leistungsflussregelung von einem UPFC ausgegangen, besteht die erste Abschätzung der Baugröße in der Dimensionierung von Shunt- und Serienumrichter; beide in erster Näherung als Strom- bzw. Spannungsquelle modellierbar (vgl. Abb. 7.61 sowie [23]). Die hier angegebenen Abschätzungen dienen der groben Festlegung der Baugröße. Sie bezieht sich auf den ersten Schritt der Anlagenauslegung. Nach Festlegung der Umrichterleistungen sind detaillierte Berechnungen erforderlich, die sich voranging auf die leistungselektronische Topologie beziehen. Dies schließt unter anderem eine Auslegung der magnetischen Kreise für die Netzankepfung, die Festlegung und Optimierung des Steuerverfahrens sowie die Dimensionierung des Geräteschutzes ein. Da für diese Schritte wesentlich detailliertere Modelle mit Abbildung des leistungselektronischen Systems zur Momentanwertsimulation erforderlich sind, kann hier nicht darauf eingegangen werden. Dieser Abschnitt zielt vielmehr auf den ersten Schritt der Dimensionierung unter

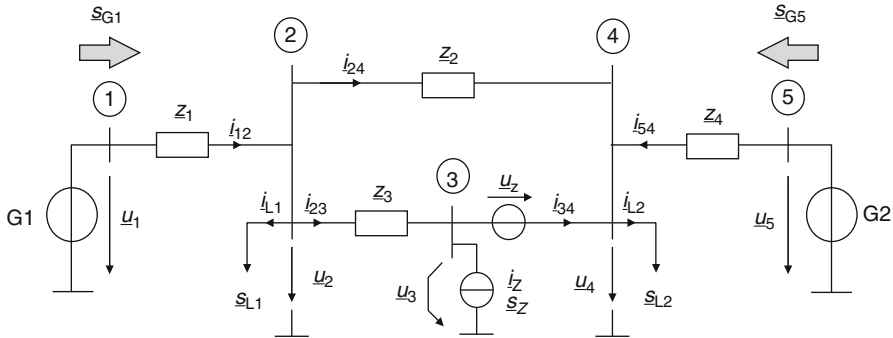


Abb. 7.61 Einphasiges Ersatzschaltbild des betrachteten Modellsystems

der Fragestellung, wie viel Leistung über ein Serienelement eines UPFC eingespeist werden muss, damit ein bestimmter Betrag von Leistungsfluss geregelt werden kann.

Die durch den Serienumrichter eingespeiste Spannung, multipliziert mit dem maximalen Leitungsstrom, ergibt die ungefähre Bauleistung des Serienumrichters. Die für die Regelung erforderliche Einspeisung von Wirkleistung wird durch den Shuntumrichter gedeckt, ebenso wie die Verluste der leistungselektronischen und anderen Komponenten. So kann aus der Abschätzung der einzuspeisenden Serienspannung und dem erforderlichen Regelungsbereich sowohl die Shunt- als auch die Serienumrichterleistung abgeschätzt werden. Ist zusätzlich zur Leistungsflussregelung eine Regelung der Sammelschienenspannung durch Blindleistungseinspeisung erforderlich, muss dies entsprechend berücksichtigt werden. Der Schwerpunkt dieses Abschnittes liegt auf der analytischen Herleitung eines Gleichungssystems zur ersten Abschätzung der zu installierenden Umrichterleistung bei einem UPFC, der ausschl. zur Leistungsflussregelung eingesetzt wird.

Die Größe des durch eine Serienspannungseinspeisung geregelten Leistungsflusses über eine Leitung hängt vom Betrag der eingekoppelten Spannung und von den Impedanzverhältnissen im Netz ab. Wird im ersten Schritt die Nichtlinearität der Netzimpedanzen (z. B. durch Schräg regler oder hysteresegeregelte Kompensationen) vernachlässigt, kann jede Netzsituation auf zwei Einspeisungen mit Doppelleitung, von der eine geregelt ist, reduziert werden (vgl. Abb. 7.61). Dieses Modellsystem stellt die Grundlage der analytischen Betrachtungen dar. Bei dieser erfolgt zunächst eine allgemeine Beschreibung des Systems über Strom- und Spannungsgleichungen. Im zweiten Schritt erfolgt eine Diskussion des erhaltenen Modells vor dem Hintergrund unterschiedlicher Systemrandbedingungen. Zwei Beispiele verdeutlichen die Anwendung der Gleichungen.

7.3.4.2 Analytische Lösung des Modellsystems

Die analytische Lösung erfolgt unter der Annahme, dass die durch Generator G1 eingespeiste Leistung s_{G1} konstant ist und die Spannung am entsprechenden Knotenpunkt ebenfalls auf einen konstanten Wert u_1 geregelt wird. Ebenfalls als bekannt

angenommen sei die eingekoppelte Serienspannung $\underline{u}_z$. Es wird davon ausgegangen, dass die am Knoten 3 abgenommene Leistung s_z ausschließlich zur Deckung des Wirkleistungsbedarfes der Serienspannungsquelle sowie der Deckung der Geräteverluste entnommen wird. Die Berechnung orientiert sich an der Herleitung von Gleichungen zur Diskussion und Untersuchung der folgenden Fragestellungen und Randbedingungen:

- Wie groß ist die in den Pfad zwischen Knoten 2 und Knoten 4 kommutierte Wirkleistung in Abhängigkeit von der eingekoppelten Serienspannung?
- Welche Phasenlage der Serienspannung $\underline{u}_z$ ist erforderlich, damit eine vom Blindleistungsfluss entkoppelte Wirkleistungsflussregelung vorgenommen werden kann?
- Welchen Einfluss haben unterschiedliche Netzsituationen auf den Berechnungsvorgang?
- Sind bei Einstellung der gewünschten Leistungsflüsse die Betriebsgrenzen an allen Netzknoten und Übertragungselementen eingehalten? Für Netzknoten gilt die Einhaltung des vorgegebenen Spannungsbandes (z. B. 0.9–1.1 pu). Bei Übertragungselementen ist auf den maximal zulässigen Strom und Winkeldifferenz zu achten.

In der Berechnung muss zusätzlich einigen technischen Sachverhalten implizit Rechnung getragen werden. Durch die eingeprägte Zusatzspannung $\underline{u}_z$ erfolgt eine Wirkleistungsabgabe an das Netz. Diese Wirkleistungsabgabe ist durch den Shuntumrichter zu decken. Der Shuntumrichter prägt daher zur Deckung der Wirkleistungsabgabe einen Strom in das Netz ein. Dieser Strom verursacht eine zusätzliche Belastung der angeschlossenen Übertragungselemente, insbesondere der Leitung zwischen Knoten 2 und Knoten 3. Ein zusätzlicher Spannungsabfall ist die Folge. Die Spannung an Knoten 3 ist daher mitunter niedriger oder höher als im Falle der Vernachlässigung des Einflusses des Shuntumrichters. Durch den zusätzlichen Strom kann die Wirkung der eingekoppelten Serienspannung vermindert werden. Der Shuntumrichter muss bei minimaler Knotenspannung den erforderlichen Stromfluss zur Deckung des Wirkleistungsbedarfes des Serienumrichters gewährleisten. Die zu installierende Leistung des Shuntumrichters berechnet sich aus maximalem Shuntstrom und maximaler Knotenspannung. Da diese Größen bei reinem Wirkleistungsbetrieb i. d. R. nicht gleichzeitig auftreten, ist die zu installierende Leistung normalerweise größer als die tatsächlich in den verschiedenen Betriebspunkten abgegebene bzw. aufgenommene Leistung. Sie stellt vielmehr eine Rechengröße zur Charakterisierung des Umrichters dar.

Ausgangspunkt für die Berechnung sind die im Folgenden angegebenen Strom- und Spannungsgleichungen des Modellsystems in Abb. 7.61:

$$\underline{i}_{L1} = \frac{s^*_{L1}}{\underline{u}_2^*}, \quad (7.22)$$

$$\underline{i}_{L2} = \frac{s^*_{L2}}{\underline{u}_4^*}, \quad (7.23)$$

$$\underline{i}_{12} = \frac{\underline{s}_{G1}^*}{\underline{u}_1^*}, \quad (7.24)$$

$$\underline{i}_{24} = \underline{i}_{12} - \underline{i}_{L1} - \underline{i}_{23}, \quad (7.25)$$

$$\underline{i}_{23} = \frac{\underline{z}_2}{\underline{z}_2 + \underline{z}_3} (\underline{i}_{12} - \underline{i}_{L1}) - \frac{\underline{u}_z}{\underline{z}_2 + \underline{z}_3}, \quad (7.26)$$

$$\underline{i}_{54} = -\underline{i}_{24} - \underline{i}_{34} + \underline{i}_{L2}, \quad (7.27)$$

$$\underline{u}_2 = \underline{u}_1 - \underline{i}_{12} \underline{z}_2, \quad (7.28)$$

$$\underline{u}_3 = \underline{u}_2 - \underline{i}_{23} \underline{z}_3, \quad (7.29)$$

$$\underline{u}_4 = \underline{u}_2 - \underline{i}_{24} \underline{z}_2, \quad (7.30)$$

$$\underline{u}_5 = \underline{u}_4 + \underline{i}_{54} \underline{z}_4. \quad (7.31)$$

Damit eine Abschätzung der zu installierenden Leistung möglich ist, sollte die tatsächlich in Knoten 4 eingespeiste Leistung bekannt sein. Weil mit oben genannten Gleichungen das Modellsystem berechnet werden kann, ist hier lediglich die Angabe des Leitungsstroms $\underline{i}_{34}$ als Funktion der Knotenspannung $\underline{u}_3$, des Leitungsstrom $\underline{i}_{23}$ und der Serienspannung $\underline{u}_z$ erforderlich.

$$\underline{i}_{34} = f(\underline{u}_3; \underline{i}_{23}; \underline{u}_z). \quad (7.32)$$

Dazu ist zunächst der von dem Shuntumrichter eingepreßte Strom zu berechnen, da dieser sich in dem betrachteten Modell dem Leitungsstrom überlagert. Da eine Zerlegung der Größen in Real- und Imaginärteil erforderlich ist, wird folgende Konvention eingeführt:

$$\underline{x} = x_W + j x_B. \quad (7.33)$$

Mit einem Umrichterwirkungsgrad von $\eta_U < 1$ muss mit dem Shuntumrichter dem Netz folgende Wirkleistung entnommen werden:

$$|p_{SH}| = \frac{u_{ZW} i_{34W} + u_{ZB} i_{34B}}{\eta_U} \quad (7.34)$$

Unter Berücksichtigung der Spannung am Anschlusspunkt des Shuntumrichters ergibt sich für den Shuntstrom $\underline{i}_z$:

$$\underline{i}_z = \frac{u_{ZW} i_{34W} + u_{ZB} i_{34B}}{\eta_U \underline{u}_3^*}. \quad (7.35)$$

Mit den Knotengleichungen für den Strom und mit der Zerlegung in Polarkoordinaten, wie z. B.

$$\underline{i}_z = i_z e^{j\varphi_{iz}}. \quad (7.36)$$

kann der Strom $\underline{i}_{34}$ berechnet werden. Damit ist das zu Grunde liegende Modellsystem vollständig beschrieben. Spezielle Fälle des Modellsystems resultieren aus den unterschiedlichen Netzsituationen, die im folgenden näher diskutiert werden.

7.3.4.3 Verbundkupplung – große Kurzschlussleistungen

Sind die Kurzschlussleistungen beider Verbundpartner (G1 und G2) groß, aber doch unterschiedlich, können die die Kurzschlussleistung repräsentierenden Impedanzen vernachlässigt werden:

$$\underline{z}_1 \rightarrow 0; \underline{z}_4 \rightarrow 0. \quad (7.37)$$

An der grundsätzlichen Berechnung des Modells ändert sich nichts; lediglich die Spannungen an den Sammelschienen 2 und 4 entsprechen denen der die Ersatznetze repräsentierenden Spannungsquellen:

$$\underline{u}_2 \equiv \underline{u}_1. \quad (7.38)$$

$$\underline{u}_5 \equiv \underline{u}_4. \quad (7.39)$$

Sind die Kurzschlussleistungen beider Verbundpartner groß, aber nicht unterschiedlich, können die die Kurzschlussleistung repräsentierenden Impedanzen ebenfalls vernachlässigt werden. Da die Kurzschlussleistungen gleich groß sind, ist auch von einer Konstanz der Spannungen $\underline{u}_1$ und $\underline{u}_5$ auszugehen. In diesem Fall ändert sich die Berechnung, da hier von nicht konstanten Spannungen an den Knoten 2 und 4 ausgegangen wurde. Ist die Spannung hier als konstant anzunehmen, muss dies entsprechend im Ansatz berücksichtigt werden.

7.3.4.4 Identische Leitungen

Im Fall identischer Übertragungsleitung sind die Impedanzen ebenfalls gleich:

$$\underline{z}_2 = \underline{z}_3 = \underline{z} \quad (7.40)$$

Dieser Fall tritt i. d. R. dann auf, wenn eine Doppelleitung vorliegt und eine der Leitungen zwecks gleichmäßiger Auslastung kompensiert wird. Dass eine Netzreduktion zu einer identischen Parallelimpedanz führt, ist die Ausnahme.

Ist aufgrund der Kurzschlussleistungsverhältnisse noch zusätzlich von der Vereinfachung nach Gl. (7.37) auszugehen und wird $\underline{u}_1$ als eingepreßt angenommen, vereinfacht sich der Ausdruck zur Berechnung des Leitungsstroms vor dem Shuntteil des installierten Reglers zu:

$$\underline{i}_{23} = \frac{1}{2} (\underline{i}_{12} - \underline{i}_{L1}) - \frac{1}{2} \frac{\underline{u}_z}{\underline{z}} \quad (7.41)$$

Die von Erzeugung G1 abgegebene und über den unteren Zweig übertragene Leistung berechnet sich dann nach:

$$\underline{s}_{23}^* = \underline{u}_2^* \underline{i}_{23}, \quad (7.42)$$

$$\underline{s}_{23}^* = \frac{1}{2}(\underline{i}_{12} - \underline{i}_{L1})\underline{u}_2^* - \frac{1}{2}\frac{\underline{u}_z}{\underline{z}}\underline{u}_2^*, \quad (7.43)$$

$$\underline{s}_{23}^* = \frac{1}{2}\underline{s}_{G1}^* - \frac{1}{2}\underline{s}_{L1}^* - \frac{1}{2}\frac{\underline{u}_z}{\underline{z}}\underline{u}_2^*. \quad (7.44)$$

Wird zusätzlich die Spannung an Knoten 2 als Referenzspannung definiert:

$$\underline{u}_2 \stackrel{!}{=} 1 \text{ pu } e^{j0^0} \left(U_B e^{j0^0} \right), \quad (7.45)$$

vereinfacht sich die Berechnung des Leistungsflusses über die geregelte Leitung zusätzlich zu:

$$\underline{s}_{23}^* = \frac{1}{2}\underline{s}_{12}^* - \frac{1}{2}\frac{\underline{u}_z}{\underline{z}} \quad (7.46)$$

Darüber hinaus folgt aus diesem Zusammenhang eine Bedingung für die Phasenlage der eingeprägte Zusatzspannung $\underline{u}_z$ für entkoppelte Wirk- und Blindleistungsregelung. Die Phasenlage der Zusatzspannung muss dem Winkel der Leitungsimpedanz $\underline{z}$ (hier: $\underline{z} = \underline{z}_1 + \underline{z}_2$) entsprechen. Nur dann wird der Realteil der übertragenen Leistung, also $\text{Re} \{ \underline{s}_{23} \} = p_{23}$ und damit die übertragene Wirkleistung unabhängig von der übertragenen Blindleistung beeinflusst. Ist die Phasenlage der eingekoppelten Spannung dazu um $\pi/2$ versetzt, wird nur die übertragene Blindleistung, also $\text{Im} \{ \underline{s}_{23} \} = q_{23}$ verändert.

Genauere Auskunft über die Sensitivität der übertragenen Scheinleistung bezüglich einer Änderung der Zusatzspannung liefert folgende Sensitivitätsbetrachtung:

$$\left. \frac{\partial \underline{s}_{23}^*}{\partial |\underline{u}_z|} \right|_{\underline{u}_z = \underline{u}_z^{(0)}} \Delta u_z = -\frac{1}{2} \frac{e^{j/\underline{u}_z^{(0)}}}{\underline{z}} \Delta u_z. \quad (7.47)$$

Unter Berücksichtigung der Grundbelastung (=Belastung ohne Regelungseingriffe, Index „Base“) folgt für die Verschiebung der Leistungsflüsse:

$$\underline{s}_{23}^* \big|_{\underline{u}_z=0} = \frac{1}{2}\underline{s}_{12}^* = \underline{s}_{\text{Base}}^*. \quad (7.48)$$

Für die Leistungsflüsse in Abhängigkeit von der Zusatzspannung bei konstanter Knotenspannung an Knoten 2 folgt dann:

$$\underline{s}_{23}^* = \underline{s}_{\text{Base}}^* - \frac{1}{2} \frac{\underline{u}_z}{\underline{z}} \bigg|_{u_2=1 \text{ pu}}. \quad (7.49)$$

Aus diesem Zusammenhang ist unmittelbar ableitbar, dass eine maximale Zunahme des Leistungsflusses $|\underline{s}_{23}|$ genau dann erreicht werden kann, wenn die Phase der Zusatzspannung so eingestellt wird, dass folgender Ausdruck gilt:

$$\angle \underline{s}_{\text{Base}}^* = \angle \frac{\underline{u}_z}{\underline{z}} + \pi. \quad (7.50)$$

Ist diese Bedingung erfüllt, lässt sich die Gleichung wie folgt umschreiben:

$$s_{23} e^{j(\angle s_{23}^* - \angle s_{\text{Base}}^*)} = s_{\text{Base}} + \frac{u_z}{2z}. \quad (7.51)$$

Die Betrachtung dieser Netzsituation macht den Einfluss des R/X-Verhältnisses auf die Auslegung des Serienumrichters deutlich. Zur reinen Wirkleistungsflussregelung muss die eingekoppelte Zusatzspannung eine Phasenlage aufweisen, die dem Winkel der Leitungsimpedanz entspricht. Bei kleinen R/X-Verhältnissen (z. B. $R/X = 0.1$) dominiert der Blindanteil der Netzimpedanz. Der Leitungsstrom hat idealer Weise einen kleinen Blindanteil. Folglich muss die Serienspannung nahezu senkrecht auf dem Leitungsstrom stehen. In diesem Fall erfolgt über den Serienumrichter nur eine kleine Wirkleistungsabgabe. Die entkoppelte Wirk-/Blindleistungsflussregelung erfolgt nahezu ausschließlich über die Einspeisung von Blindleistung durch den Serienumrichter. Die Dimensionierung des Shuntumrichters fällt entsprechend klein aus.

In Netzen mit großem R/X-Verhältnis (z. B. $R/X = 1$) und kleinem Blindstromanteil im Leitungsstrom ist für die entkoppelte Wirk-/Blindleistungsflussregelung die Einspeisung eines größeren Wirkleistungsanteils durch den Serienumrichter erforderlich. Bei $R/X = 1$ könnte dann – je nach Leitungsstrom – der Fall auftreten, dass die eingespeiste Wirkleistung in der gleichen Größenordnung liegt, wie die eingespeiste Blindleistung. Die Dimension des Shuntumrichters ist in diesem Fall deutlich größer als in Netzen mit kleinen R/X-Verhältnissen.

Dieser Zusammenhang verdeutlicht zusätzlich, dass in Systemen mit kleinen R/X-Verhältnissen eine konventionelle Serienkompensation zur Wirkleistungsflussregelung weniger effektiv ist. Hier würde unerwünschter Weise der Blindleistungsfluss in gleichem Masse wie der Wirkleistungsfluss beeinflusst werden.

7.3.4.5 Unterschiedliche Leitungen

Unter Annahme hoher Kurzschlussleistungen gilt hier ebenfalls:

$$\underline{z}_1 \rightarrow 0; \underline{z}_4 \rightarrow 0. \quad (7.52)$$

Darüber hinaus sei angenommen, dass nur die Spannung an Knoten 1 bzw. 2 eingepreiste Referenzspannung (1 pu; 0°) sei und die Leitungen unterschiedliche Impedanzen haben:

$$\underline{z}_2 \neq \underline{z}_3. \quad (7.53)$$

Mit der zentralen Stromgleichung nach Gl. (7.26)

$$i_{23} = \frac{\underline{z}_2}{\underline{z}_2 + \underline{z}_3} (i_{12} - i_{L1}) - \frac{u_z}{\underline{z}_2 + \underline{z}_3}, \quad (7.54)$$

und unter Verwendung des Ausdrucks für die Berechnung der Scheinleistung über die geregelte Leitung folgt:

$$s_{23}^* = \frac{\underline{z}_2}{\underline{z}_2 + \underline{z}_3} (s_{G1}^* - s_{L1}^*) - \frac{u_z}{\underline{z}_2 + \underline{z}_3}. \quad (7.55)$$

Unter der Annahme, dass das R/X-Verhältnis sehr klein ist

$$\operatorname{Re} \{z_2\} \ll \operatorname{Im} \{z_2\} \text{ sowie } \operatorname{Re} \{z_3\} \ll \operatorname{Im} \{z_3\}, \quad (7.56)$$

folgt für den Scheinleistungsfluss:

$$\underline{s}_{23}^* = \frac{z_2}{z_2 + z_3} (\underline{s}_{G1}^* - \underline{s}_{L1}^*) - \frac{\underline{u}_z}{jz_2 + jz_3},$$

mit $z_2 \approx |z_2|$ und $z_3 \approx |z_3|$. (7.57)

Unter Berücksichtigung der Grundbelastung der Leitung

$$\underline{s}_{\text{Base}}^* = \underline{s}_{23}^*|_{\underline{u}_z=0} = \frac{z_2}{z_2 + z_3} (\underline{s}_{G1}^* - \underline{s}_{L1}^*), \quad (7.58)$$

kann der Leistungsfluss über die Leitung in Abhängigkeit von der Zusatzspannung und der Grundbelastung angegeben werden:

$$\underline{s}_{23}^* = \underline{s}_{\text{Base}}^* - \frac{\underline{u}_z}{jz_2 + jz_3}. \quad (7.59)$$

Analog zu dem zuvor betrachteten Fall ergibt sich auch hier eine maximale Änderung der Leistungsflüsse, wenn die Phasenlage der Zusatzspannung in einem bestimmten Verhältnis zur übertragenen Wirk- und Blindleistung steht und die R- sowie X-Anteile der Leitungsreaktanzen Berücksichtigung finden:

$$\angle \frac{\underline{u}_z}{z_2 + z_3} = \angle \underline{s}_{\text{Base}}^* + \pi. \quad (7.60)$$

Für den Betrag des Scheinleistungsflusses über die geregelte Leitung folgt für diesen Fall dann unmittelbar:

$$s_{23} e^{j(\angle \underline{s}_{23}^* - \angle \underline{s}_{\text{Base}}^*)} = s_{\text{Base}} + \frac{\underline{u}_z}{z_2 + z_3}. \quad (7.61)$$

$$\frac{s_{23}}{s_{\text{Base}}} = 1 + \frac{\underline{u}_z}{(z_2 + z_3) s_{\text{Base}}}. \quad (7.62)$$

Analog zum vorherigen Fall verdeutlicht die Analyse die starke Abhängigkeit von Betrag und Phase der einzukoppelnden Zusatzspannung von den Netzverhältnissen. Auch hier gelten die zuvor beschriebenen Zusammenhänge zwischen einzuspeisender Wirk- bzw. Blindleistung durch den Serienumrichter.

7.3.4.6 Leistungsflussregelung auf einer 380-kV-Doppelleitung

Für dieses Beispiel sei eine Doppelleitung mit den folgenden technischen Parametern angenommen:

$$U_N = 380 \text{ kV},$$

$$\begin{aligned}
Z_B &= 1444 \, \Omega, \\
S_B &= 100 \text{ MVA}, \\
Z &= (0,03 \, \Omega + j0,26 \, \Omega) 100 \text{ km/km}, \\
|Z| &= 26,17 \, \Omega.
\end{aligned} \tag{7.63}$$

Für die normierte Leitungsimpedanz gilt dann:

$$|z| [\text{pu}] = 0,018123 \tag{7.64}$$

Von einer Last am Ende der Doppelleitung wird die Nennleistung einer der beiden Leitungen abgenommen. Die Nennleistung beträgt $S_N = 590 \text{ MVA}$. Aus diesen Angaben können unmittelbar für einige Serienspannungsbeträge die Leistungsflüsse über die geregelte Leitung berechnet werden:

$$s_{23}^* \Big|_{u_z=0} = \frac{1}{2} \frac{590 \text{ MVA}}{100 \text{ MVA}} = 2,95 = s_{\text{Base}} \tag{7.65}$$

$$\frac{|s_{23}^*|}{s_{\text{Base}}} = 1 + \frac{|u_z|}{0,1069} = 1 + 9,35 |u_z| \tag{7.66}$$

$$\frac{|s_{23}^*|}{s_{\text{Base}}} \Big|_{u_z=0,05} = 1,467; \quad \frac{|s_{23}^*|}{s_{\text{Base}}} \Big|_{u_z=0,1} = 1,935; \quad \frac{|s_{23}^*|}{s_{\text{Base}}} \Big|_{u_z=0,15} = 2,4 \tag{7.67}$$

7.3.4.7 Regelung mit unterschiedlichen Spannungsebenen

Eine häufige Motivation für den Einsatz leistungsflussregelnder Betriebsmittel ist die Kommutierung eines Leistungsflusses auf einen Pfad geringerer Verluste. Dieser Fall liegt vor, wenn Leitungen unterschiedlicher Nennspannungen parallel betrieben werden und stellt die Grundlage dieses Beispiels dar. Bei der untersuchten Netzsituation sind zwei Leitungen mit den Nennspannungen 380 und 500 kV parallel geschaltet. Am Ende dieses Netzausschnittes wird eine Leistung von 570 MVA abgenommen. Die für die Umspannung auf 500 kV erforderlichen Transformatoren werden durch ihre Streureaktanz repräsentiert. Mit den technischen Parametern:

$$U_N = 500 \text{ kV}; \quad Z_B = 2500 \, \Omega; \quad S_B = 100 \text{ MVA}. \tag{7.68}$$

Für die Transformatorreaktanzen und Leitungen sei angenommen:

$$X_{T1} = u_k \frac{U_N^2}{S_N} = 87,87 \, \Omega = X_{T2} \tag{7.69}$$

$$X_L = (0,022 + j 0,23) 100 \, \Omega \text{ km/km} = (2,2 + j 23) \, \Omega \tag{7.70}$$

$$|z_{\text{gesl}}| = \left| \frac{j2 X_{T1} + X_L}{Z_B} \right| = 0,0795 \text{ pu} |_{500 \text{ kV}} \tag{7.71}$$

$$|z_{\text{ges}2}| = 0.018123 \text{ pu } |_{380 \text{ kV}} = 0.01047 \text{ pu } |_{500 \text{ kV}} \quad (7.72)$$

Für die Leistungsflüsse folgt dann für verschiedene Arbeitspunkte:

$$s_{\text{Base}} = 5.0367 \text{ pu} \quad (7.73)$$

$$\frac{|s_{23}^*|}{s_{\text{Base}}} = 1 + 2,2 |u_z|; \quad \frac{|s_{23}^*|}{s_{\text{Base}}} \bigg|_{u_z=0,05} = 1,11; \quad (7.74)$$

$$\frac{|s_{23}^*|}{s_{\text{Base}}} \bigg|_{u_z=0,1} = 1,22; \quad \frac{|s_{23}^*|}{s_{\text{Base}}} \bigg|_{u_z=0,15} = 1,33. \quad (7.75)$$

7.3.4.8 Verallgemeinerung

Aus den Modellgleichungen für das hier betrachtete Modell folgt, dass der Betrag einer Leistungsflussänderung aufgrund einer Regelung über Serienspannungseinkopplung nur von der Impedanz in der von der Regelung betroffenen Masche und der Zusatzspannung abhängt (vgl. Gl. (7.26)). Darüber hinaus erlaubt das Modell eine Abschätzung der einzukoppelnden Serienspannung. Soll beispielsweise auf Leitung 2–3 eine Leistungsflussänderung von $\Delta s = \Delta p + j\Delta q$ erreicht werden, muss die einzukoppelnde Spannung über die Stromänderung in dieser Leitung bestimmt werden:

$$\underline{i}_{23}^{(\Delta s)} = \underline{i}_{23} + \Delta \underline{i}_{23} = \underline{i}_{23} + \frac{(\Delta p + j\Delta q)^*}{|u_2| e^{-j\angle u_2}} \quad (7.76)$$

$$\Delta \underline{i}_{23} = \frac{(\Delta p + j\Delta q)^*}{|u_2| e^{-j\angle u_2}} = \frac{\Delta u_z}{z_2 + z_3} \quad (7.77)$$

$$\Delta u_z = \frac{(\Delta p + j\Delta q)^*}{|u_2| e^{-j\angle u_2}} (z_2 + z_3) \quad (7.78)$$

Mit diesem zusammengefassten Ergebnis und den zuvor beschriebenen Beispielen lässt das betrachtete Modellsystem einige Rückschlüsse auf das allgemeine Systemverhalten zu.

Der Betrag der einzukoppelnden Spannung für eine Leistungsflussänderung hängt nicht vom Belastungszustand ab, sondern voranging von den Impedanzverhältnissen im Netz. Der Betrag der einzukoppelnden Spannung für eine Leistungsflussänderung hängt zusätzlich von der Spannung der Sammelschiene ab, an der der Regler angeschlossen ist. Dieser Zusammenhang bedeutet auch, dass mit einer Shunt-Q-Regelung eines UPFC bei richtigem Einbauort eine Sammelschienen-Spannungsregelung vorgenommen werden kann, um den Effekt der Querspannungseinkopplung zu vergrößern (konstant zu halten). Dies ist nur an Einbauorten kleiner Kurzschlussleistung sinnvoll.

Der Betrag der einzukoppelnden Spannung für eine Leistungsflussänderung hängt von der Leitungslänge der geregelten Leitung ($\underline{z}_3$) und vom Vermaschungsgrad, also von der der geregelten Leitung parallel geschalteten Impedanz ($\underline{z}_2$) ab. Die Berechnung der Zusatzspannung nach Gl. (7.78) kann nicht angewendet werden, wenn die Leiter-Erdkapazitäten nicht vernachlässigt werden können, also z. B. ein Kabelnetz betrachtet wird. Gleichung (7.78) gilt nicht, wenn die „externe“ Impedanz nichtlinear ist, also z. B. mehrere Schrägeregler im Netz installiert sind. Die dabei unsymmetrisch werdende Impedanz $\underline{z}_2$ kann über eine Impedanz mit Serienspannungsquelle nachgebildet werden. Alternativ kann auch eine Berechnung mit Kettenmatrizen erfolgen. In diesem Fall ist die Kettenmatrix des Parallelpfades unsymmetrisch und verhält sich wie ein Gyrator.

Aufgrund der Annahme, dass die von Generator G1 abgegebene Scheinleistung konstant ist, decken sich die Stromänderungen nach Gl. (7.26) nicht genau mit den Ergebnissen einer konventionellen Leistungsflussberechnung. Aufgrund der Leistungsflusskommutierung erfolgt auch eine Änderung der Blindflüsse. Der erhöhte/verminderte Bedarf an Blindleistung wird von beiden Einspeisungen gedeckt. Für die grobe Abschätzung der einzukoppelnden Zusatzspannung gilt dann in erster Abschätzung:

$$\Delta \underline{s} \approx 0,9 \frac{-\Delta \underline{u}_z}{\sum \underline{z}_{\text{Masche}}} [\text{pu}]. \quad (7.79)$$

Sollte die Spannung an den Sammelschienen (hier 2) kleiner als 0.9 pu werden, so ist der Faktor 0,9 entsprechend zu korrigieren.

7.4 Integration in die Lastflussgleichungen

7.4.1 Vorbemerkung

Während konventionelle Phasenwinkelregler einfach über komplexe Übersetzungsverhältnisse abgebildet werden können und Thyristorbasierte FACTS-Elemente über variable Shunt- und Serienimpedanzen in die Knotenadmittanzmatrix Eingang finden, sollten die auf VSC basierenden FACTS-Elemente gesondert behandelt werden. Stellvertretend für alle anderen Betriebsmittel, die eine gesonderte Modellierung für die stationäre Lastflussberechnung erfordern, wird genau diese Klasse von Betriebsmitteln hier genauer betrachtet.

Für eine möglichst präzise Abbildung im Rahmen der stationären Systemanalyse elektrischer Energiesysteme ist eine auf die Standardverfahren der Leistungsflussberechnung zugeschnittene Modellierung dieser Betriebsmitteltypen erforderlich. In diesem Kapitel wird das sog. Knoteninjektionsverfahren vorgestellt. Bei diesem werden die Funktionen eines oder mehrerer Netzregler auf die Standardgleichungen der Newton-Raphson-Leistungsflussberechnung abgebildet.

Stellvertretend für alle Netzregler soll hier der UPFC beispielhaft betrachtet werden. Wie beschrieben vereint der UPFC alle Netzregelungsfunktionen in einem

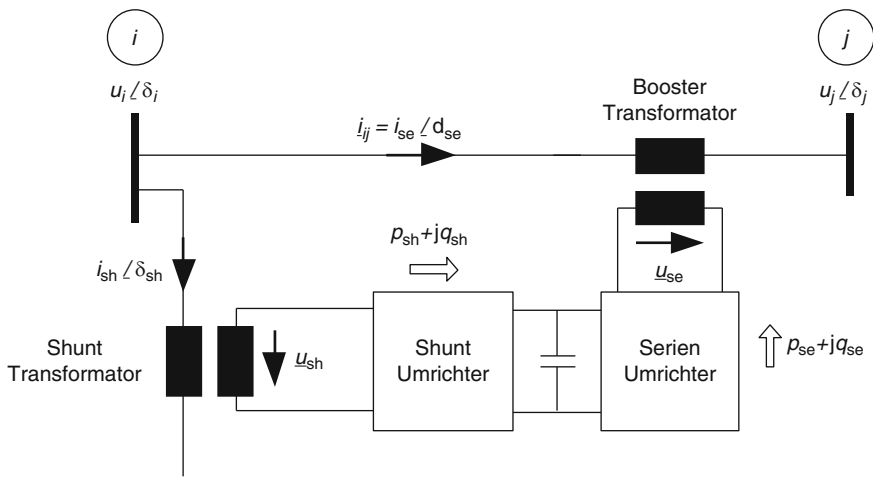


Abb. 7.62 Unified Power Flow Controller, installiert zwischen zwei Knoten im Netz

Betriebsmittel und eignet sich daher besonders, um die beiden Verfahren zur Modellbildung darzustellen. Im Folgenden wird ein allgemeines Modell des UPFC nach Abb. 7.62 betrachtet.

Diese Serienspannungseinkopplung erlaubt eine Regelung der Spannungsdifferenz zwischen den Anschlusspunkten nach Betrag und Phase. Die Bereitstellung einer Spannung des Shunt-Umrichters bedingt einen Stromfluss zwischen dem Netzknoten und den Klemmen den Umrichterklappen. Dieser Shuntstrom hängt nach Betrag und Phase von der komplexen Spannungsdifferenz zwischen Netzknoten und Umrichterklappen sowie der zwischengeschalteten Impedanz des Shunt-Transformators ab. Mit Blick auf die Diskussion der Modellierung der Regelungseinrichtungen in der Leistungsflussberechnung werden die im Folgenden aufgelisteten Vereinfachungen gemacht:

- Shunt- und Serien-Transformator werden als ideal betrachtet; d. h. keine Wirk- und Blindverluste. Beim Rechnen mit bezogenen Größen wird das Übersetzungsverhältnis zu eins angenommen.
- Shunt- und Serien-Umrichter sind verlustlos; d. h. die vom Shunt-Umrichter aufgenommene Wirkleistung wird vom Serien-Umrichter wieder abgegeben und umgekehrt.
- Beide Umrichter werden als ideale Spannungs- bzw. Stromquellen betrachtet. Dies impliziert für den Shunt-Umrichter einen Betriebsmodus, in dem durch geeignete Vorgabe der Shuntspannung eine Shuntstromregelung vorliegt.
- Der Gleichstromkreis hat keine nennenswerte Speicherkapazität.

Mit diesen Vereinfachungen reduziert sich der UPFC auf eine Shuntstromquelle und eine Serienspannungsquelle gemäß Abb. 7.63. Alle ohmschen und induktiven Elemente werden dem Nachbarzweig zugeschlagen, der hier nicht dargestellt ist. Die Kopplung der Quellen untereinander erfolgt über die Wirkleistungsbedingung,

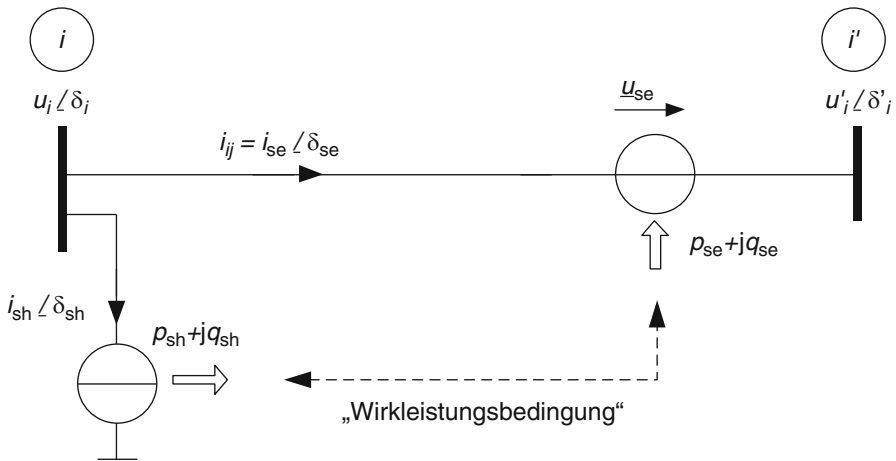
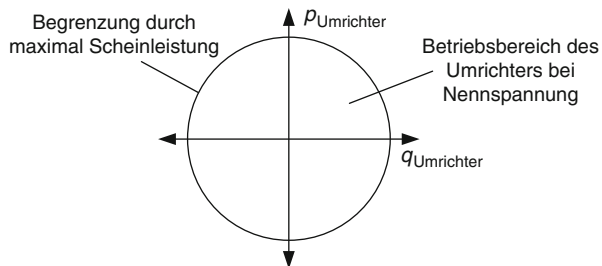


Abb. 7.63 Vereinfachtes Modell eines UPFC

Abb. 7.64 Betriebsbereich eines selbstgeführten Spannungsumrichters im Vierquadrantenbetrieb bei Nennspannung



d. h. das der UPFC genau den Betrag an Wirkleistung über einen der beiden Umrichter an das Netz abgeben muss, wie er über den anderen Umrichter aufnimmt. Jeder Umrichter für sich unterliegt weiterhin einer Begrenzung durch die maximale Scheinleistung, die er abgeben bzw. aufnehmen kann.

Diese Scheinleistungsbedingung gibt den Betriebsbereich bei Vierquadrantenbetrieb (Abb. 7.64) vor, der für die folgenden Untersuchungen als Unabhängig von den Spannungsverhältnissen am Einbauort betrachtet werden soll, was eine weitere Vereinfachung darstellt.

Beide Umrichter können als ideale Strom- bzw. Spannungsquelle betrachtet werden, die einer Begrenzung hinsichtlich der maximal abgebbaren bzw. aufnehmbaren Scheinleistung unterliegen. Das Leistungsverhalten hinsichtlich aufgenommenen bzw. abgegebenen Wirk- und Blindleistung für beide Umrichter des UPFC lässt sich über Gl. (7.80) vollständig beschreiben.

Ein üblicher Betriebsmodus besteht darin, dass über den Serien-Umrichter eine Zusatzspannung eingeprägt wird, um einen bestimmten Wirkleistungs- und Blindleistungsfluss auf dem zu regelnden Netzelement zu erhalten. In diesem Fall muss der Shunt-Umrichter genau den Betrag an Wirkleistung aus dem Netz entnehmen,

den der Serien-Umrichter einspeist.

$$\begin{aligned}
 \underline{s}_{\text{sh}} &= p_{\text{sh}} + \mathrm{j}q_{\text{sh}} = \underline{u}_i \underline{i}_{\text{sh}}^* \\
 \underline{s}_{\text{se}} &= p_{\text{se}} + \mathrm{j}q_{\text{se}} = \underline{u}_{\text{se}} \underline{i}_{ij}^* \\
 s_{\text{sh}} &= \sqrt{p_{\text{sh}}^2 + q_{\text{sh}}^2} \leq s_{\text{sh,max}} \\
 s_{\text{se}} &= \sqrt{p_{\text{se}}^2 + q_{\text{se}}^2} \leq s_{\text{se,max}} \\
 p_{\text{sh}} &= p_{\text{se}}
 \end{aligned} \tag{7.80}$$

Aufgrund des Vierquadrantenbetriebs besteht dann shuntseitig noch die Möglichkeit der Blindleistungseinspeisung/-entnahme bis zur Scheinleistungsgrenze des Umrichters. Gl. (7.81) beschreibt die daraus resultierende Begrenzung der Blindleistungseinspeisung durch den Shunt-Umrichter.

Vorgabe: $\underline{u}_{\text{se}}$

$$\begin{aligned}
 \Rightarrow p_{\text{sh}} &= p_{\text{se}} = \operatorname{Re} \left\{ \underline{u}_{\text{se}} \underline{i}_{ij}^* \right\} \\
 \Rightarrow -\sqrt{s_{\text{sh,max}}^2 - p_{\text{sh}}^2} &\leq q_{\text{sh}} \leq \sqrt{s_{\text{sh,max}}^2 - p_{\text{sh}}^2}
 \end{aligned} \tag{7.81}$$

Während die vom Serien-Umrichter eingespeiste Blindleistung nur von der maximalen Serien-Umrichter-Scheinleistung abhängig ist, unterliegt die maximal einspeisbare Wirkleistung auch der der maximalen Scheinleistung des Shunt-Umrichters:

Vorgabe: $\underline{u}_{\text{se}}$

$$\begin{aligned}
 \Rightarrow p_{\text{sh}} &= p_{\text{se}} = \operatorname{Re} \left\{ \underline{u}_{\text{se}} \underline{i}_{ij}^* \right\} \\
 \Rightarrow |p_{\text{se,max}}| &\leq \min(s_{\text{se,max}}, s_{\text{sh,max}})
 \end{aligned} \tag{7.82}$$

Unter Berücksichtigung dieser vereinfachten Darstellung des Umrichterhaltens wird nun offensichtlich, dass sich aus dem Modell des UPFC, Beschreibungen für alle FACTS-Elemente auf Basis selbstgeführter Umrichter ableiten lassen. Tab. 7.1 gibt eine Übersicht über die zu berücksichtigenden Leistungsbegrenzungen der entsprechenden Elemente.

7.4.2 Knoteninjektionsverfahren

Die Grundidee des Knoteninjektionsverfahrens besteht darin, die durch Netzregler eingespeisten Beträge für Wirk- und Blindleistung über äquivalente Leistungseinspeisungen an den Knoten vorzunehmen, zwischen denen der Netzregler eingebaut ist. Im Folgenden wird diese Methode am Beispiel eines UPFC hergeleitet. Dieses Verfahren kann auch für andere Arten von Netzreglern zur Anwendung kommen. Dies

Tab. 7.1 Zusammenfassung der Leistungsbegrenzungen für alle Typen von FACTS-Elementen auf Basis von Spannungsumrichtern

Betriebsmittel	$P_{sh,max}$	$Q_{sh,max}$	$P_{se,max}$	$Q_{se,max}$
Unified Power Flow Controller im Betriebsmodus „Serienspannungseinprägung“	$S_{sh,max}$	Gl. (7.81)	Gl. (7.82)	$\sqrt{s_{se,max}^2 - p_{se}^2}$
Static Var Compensator (STATCOM) Modell: Shuntstromquelle	0	$S_{sh,max}$		
Static Synchronous Series Compensator (SSSC) Modell: Serienspannungsquelle			0	$S_{se,max}$

gilt nicht nur für FACTS-Elemente sondern auch für konventionelle Schrägregler, sofern sie ein ähnliches Betriebsverhalten im quasistationären Betrieb aufweisen.

Im ersten Schritt wird zunächst der Serien-Umrichter in einem Modell gemäß Abb. 7.63 betrachtet. Der Einfachheit halber werden die ohmschen Elemente vernachlässigt. Alle induktiven Komponenten sind in einer Längsreaktanz zusammengefasst (Abb. 7.65).

Über geeignete Ansteuerung der Serienspannungsquelle, kann die Spannung am Hilfsknoten i' nach Betrag und Phase frei geregelt werden (Abb. 7.66).

Die Zusatzspannung kann in Abhängigkeit von der Knotenspannung an Knoten i angegeben werden:

$$\underline{u}_{se} = r \underline{u}_i e^{j\gamma}, \quad 0 \leq r \leq r_{max}, \quad 0 \leq \gamma \leq 2\pi \quad (7.83)$$

Der Beitrag der Serienspannungsquelle zu dem Leistungsfluss auf der Leitung muss in einen Knotenstrombeitrag umgewandelt werden. Unter Anwendung der Netzwerktheorie erfolgt dazu die Umwandlung dieser Spannungsquelle in eine Stromquelle mit paralleler Admittanz zwischen den Anschlussknoten i und j (Abb. 7.67).

Der eingeprägte äquivalente Strom und die äquivalente Paralleladmittanz ergeben sich wie folgt:

$$x_S = x_{ij} = \frac{1}{b_S}; \quad r_{ij} \ll x_{ij}$$

$$\underline{i}_S = -j b_S \underline{u}_{se} \quad (7.84)$$

In dieser Darstellung liefert die Stromquelle einen direkten Beitrag zum Nettoknotenstrom an den angeschlossenen Knoten und – unter Berücksichtigung der Knotenspannungen – einen Beitrag zur Nettoknotenscheinleistung wie folgt:

$$\underline{s}_{iS} = \underline{u}_i (-\underline{i}_S)^*$$

$$\underline{s}_{jS} = \underline{u}_j (\underline{i}_S)^* \quad (7.85)$$

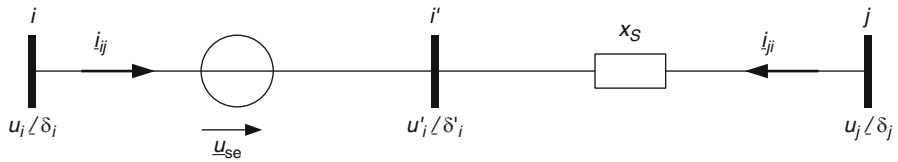


Abb. 7.65 Darstellung eines Netzreglers mit serieller Spannungseinkopplung

Abb. 7.66 Prinzip der Serienspannungseinkopplung zur Veränderung des Spannungsabfalls über dem Netzweig nach Betrag und Phase

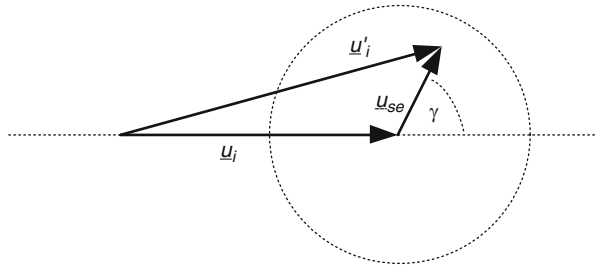
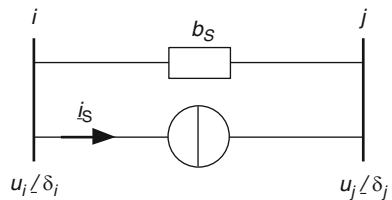


Abb. 7.67 Äquivalente Darstellung des Netzreglers mit Stromquelle im Parallelzweig



Diese Knotenleistungsinjektion in Knoten i kann nun unter Verwendung der nach Gl. (7.83) eingeführten Parameter für die Serienspannung umgeschrieben werden zu:

$$\begin{aligned} \underline{s}_{iS} &= \underline{u}_i (j b_s r \underline{u}_i e^{j\gamma})^* \\ &= -b_s r \underline{u}_i^2 \sin \gamma - j b_s r \underline{u}_i^2 \cos \gamma \end{aligned} \quad (7.86)$$

Mit der Zusammenfassung der Winkeldifferenz der Knotenspannungen

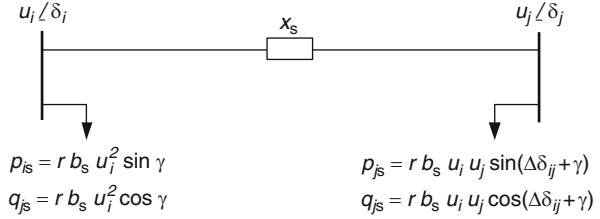
$$\Delta \delta_{ij} = \delta_i - \delta_j \quad (7.87)$$

folgt für die in Knoten j injizierte Leistung:

$$\begin{aligned} \underline{s}_{jS} &= \underline{u}_j (-j b_s r \underline{u}_i e^{j\gamma})^* \\ &= b_s r \underline{u}_i \underline{u}_j \sin(\Delta \delta_{ij} + \gamma) + j b_s r \underline{u}_i \underline{u}_j \cos(\Delta \delta_{ij} + \gamma) \end{aligned} \quad (7.88)$$

Damit steht ein allgemeines Modell einer Serienspannungsquelle zur Verfügung, in dem die Wirkung der Serienspannung über zwei zusätzliche, von Betrag und Phase der Serienspannung abhängige, zusätzliche Knotenlasten (also Nettoknotenleistungen) nachgebildet wird (vgl. Abb. 7.68).

Abb. 7.68 Modellierung der Serienspannungsquelle über zusätzliche Knotenlasten



Es sei darauf hingewiesen, dass die zusätzlichen Nettoknotenleistungen immer noch von den komplexen Knotenspannungen abhängig sind. In dieser Form wird implizit angenommen, dass die Serienspannungsquelle Wirkleistung in das Netz einspeisen kann. Dies ist in der Realität nur dann der Fall, wenn eine entsprechende Speichervorrichtung angebracht ist oder die Serienspannungsquelle (wie Fall des UPFC) durch eine andere Vorrichtung (wie dem Shunt-Umrichter) mit Wirkleistung versorgt wird. Wird dieses Modell für Netzregler verwendet, die nicht in der Lage sind Wirkleistung in einen Netzzweig einzuspeisen, ist dieser Tatsache durch geeignete Wahl der Parameter r und γ Rechnung zu tragen.

Da die Shuntstromquelle bereits einen Nettoknotenstrom injiziert, ist in der Modellierung lediglich die Abhängigkeit des Shuntstroms von der durch die Serienspannungsquelle abgegebenen Wirkleistung zu berücksichtigen.

Mit den zuvor gemachten Annahmen sind die Umrichter als verlustlos zu betrachten. Die vom Serien-Umrichter eingespeiste Wirkleistung muss folglich vom Shunt-Umrichter aus dem Netz entnommen werden. Die vom Serien-Umrichter abgegebene Wirkleistung wird dem Knoten, an dem der Shunt-Umrichter angeschlossen ist (hier: Knoten i), als Nettoknotenwirkleistung zusätzlich entnommen. Die seriell eingespeiste Wirkleistung berechnet sich nach:

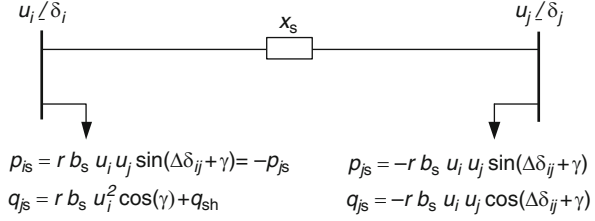
$$\begin{aligned}
 p_{se} &= \operatorname{Re} \left\{ \underline{u}_{se} \underline{i}_{ij}^* \right\} = \operatorname{Re} \left\{ r e^{j\gamma} \underline{u}_i \left(\frac{\underline{u}_i' - \underline{u}_j}{j x_s} \right) \right\} \\
 &= b_s r u_i u_j \sin(\Delta\delta_{ij} + \gamma) - r b_s u_i^2 \sin(\gamma)
 \end{aligned} \quad (7.89)$$

Die von Shunt-Umrichter abgegebene Wirkleistung ist frei einstellbar und unterliegt nur den in Gl. (7.81) formulierten Randbedingungen. Geht man also davon aus, dass die dort eingespeiste Blindleistung einen allgemeinen Wert von q_{sh} hat, kann die Nettoknotenwirk- und Blindleistung an Knoten i unter Berücksichtigung der Shuntstromquelle wie folgt angegeben werden:

$$\begin{aligned}
 p_{iS} &= r b_s u_i u_j \sin(\Delta\delta_{ij} + \gamma) = -p_{jS} \\
 q_{iS} &= r b_s u_i^2 \cos(\gamma) + q_{sh}
 \end{aligned} \quad (7.90)$$

In dieser Darstellung ergibt die Summe der an den Knoten injizierten Wirkleistungen null. Dies genügt der Forderung, dass der UPFC Wirkleistungsneutral sein muss, da

Abb. 7.69 Vollständiges Modell eines UPFC unter Anwendung des Knoteninjektionsverfahrens im Serien-Umrichter geführten Betriebsmodus für die Shunt-Umrichter-Wirkleistungsentnahme



er über keinerlei Speichermöglichkeiten verfügt. Werden die Umrichterverluste mit berücksichtigt herrscht keine ausgeglichene Wirkleistungsbilanz mehr. In diesem Fall muss die Summe der Nettoknotenwirkleistungen einen negativen Wert ergeben. Mit den um den Beitrag des Shunt-Umrichters ergänzten Nettoknotenleistungen liegt nun ein allgemeines Modell für einen UPFC für die stationäre Netzberechnung vor (vgl. Abb. 7.69).

7.4.3 Integration in Newton Raphson Verfahren

Ausgangspunkt für die folgenden Überlegungen sind die linearisierten Leistungsflussgleichungen für die Newton-Raphson-Berechnung in Polarkoordinaten (Gl. (7.91)). Der Einfachheit halber wird die Darstellung in polarer Form gewählt. Das Verfahren lässt sich auch auf die Darstellung in kartesischen Koordinaten anwenden.

$$\begin{bmatrix} \Delta p \\ \Delta q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial p}{\partial \delta} & \frac{\partial p}{\partial u} \\ \frac{\partial q}{\partial \delta} & \frac{\partial q}{\partial u} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta u \end{bmatrix} \quad (7.91)$$

Teilt man nun die Jacobimatrix in vier Teilmatrizen auf, so folgt:

$$\begin{bmatrix} \Delta p \\ \Delta q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta u \end{bmatrix} \quad (7.92)$$

Für die Integration der Modellgleichungen des UPFC sind nun die partiellen Ableitungen zu den einzelnen Matrixelemente der Untermatrizen ohne UPFC-Modell (Exponent 0) hinzuzuaddieren (Gl. (7.93–7.96)).

$$\begin{aligned}
 H_{i,i} &= H_{i,i}^0 + \frac{\partial p_{is}}{\partial \delta_i} = H_{i,i}^0 + r b_s u_i u_j \cos(\Delta\delta_{ij} + \gamma) = H_{i,i}^0 - q_{js} \\
 H_{i,j} &= H_{i,j}^0 + \frac{\partial p_{is}}{\partial \delta_j} = H_{i,j}^0 - r b_s u_i u_j \cos(\Delta\delta_{ij} + \gamma) = H_{i,j}^0 + q_{js} \\
 H_{j,i} &= H_{j,i}^0 + \frac{\partial p_{js}}{\partial \delta_i} = H_{j,i}^0 - r b_s u_i u_j \cos(\Delta\delta_{ij} + \gamma) = H_{j,i}^0 + q_{js} \\
 H_{j,j} &= H_{j,j}^0 + \frac{\partial p_{js}}{\partial \delta_j} = H_{j,j}^0 + r b_s u_i u_j \cos(\Delta\delta_{ij} + \gamma) = H_{j,j}^0 - q_{js} \quad (7.93)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
N_{i,i} &= N_{i,i}^0 + \frac{\partial p_{iS}}{\partial u_i} = N_{i,i}^0 + r b_S u_j \sin(\Delta\delta_{ij} + \gamma) \\
N_{i,j} &= N_{i,j}^0 + \frac{\partial p_{iS}}{\partial u_j} = N_{i,j}^0 + r b_S u_i \sin(\Delta\delta_{ij} + \gamma) \\
N_{j,i} &= N_{j,i}^0 + \frac{\partial p_{jS}}{\partial u_i} = N_{j,i}^0 - r b_S u_j \sin(\Delta\delta_{ij} + \gamma) \\
N_{j,j} &= N_{j,j}^0 + \frac{\partial p_{jS}}{\partial u_j} = N_{j,j}^0 - r b_S u_i \sin(\Delta\delta_{ij} + \gamma)
\end{aligned} \tag{7.94}$$

$$\begin{aligned}
M_{i,i} &= M_{i,i}^0 + \frac{\partial q_{iS}}{\partial \delta_i} = M_{i,i}^0 \\
M_{i,j} &= M_{i,j}^0 + \frac{\partial q_{iS}}{\partial \delta_j} = M_{i,j}^0 \\
M_{j,i} &= M_{j,i}^0 + \frac{\partial q_{jS}}{\partial \delta_i} = M_{j,i}^0 + r b_S u_i u_j \sin(\Delta\delta_{ij} + \gamma) \\
&= M_{j,i}^0 - p_{jS} \\
M_{j,j} &= M_{j,j}^0 + \frac{\partial q_{jS}}{\partial \delta_j} = M_{j,j}^0 - r b_S u_i u_j \sin(\Delta\delta_{ij} + \gamma) \\
&= M_{j,j}^0 + p_{jS}
\end{aligned} \tag{7.95}$$

$$\begin{aligned}
L_{i,i} &= L_{i,i}^0 + \frac{\partial q_{iS}}{\partial u_i} = L_{i,i}^0 + 2 r b_S u_i \cos(\gamma) \\
L_{i,j} &= L_{i,j}^0 + \frac{\partial q_{iS}}{\partial u_j} = L_{i,j}^0 \\
L_{j,i} &= L_{j,i}^0 + \frac{\partial q_{jS}}{\partial u_i} = L_{j,i}^0 - r b_S u_j \cos(\Delta\delta_{ij} + \gamma) \\
L_{j,j} &= L_{j,j}^0 + \frac{\partial q_{jS}}{\partial u_j} = L_{j,j}^0 - r b_S u_i \cos(\Delta\delta_{ij} + \gamma)
\end{aligned} \tag{7.96}$$

Bei der partiellen Differentiation der Modellgleichungen verschwindet der frei wählbare Blindleistungsanteil des Shuntumrichters. Da dieser allgemein als konstant angenommen wurde (also weder spannungsabhängig noch winkelabhängig), ist der Betrag dieses Wertes wie eine entsprechende Blindlast fester Größe in der Iteration zu berücksichtigen.

Während der Iteration zur Lösung der Netzgleichungen ist darauf zu achten, dass die Betriebsgrenzen der Umrichter nicht verletzt werden. Hier bietet sich das gleiche Verfahren an, das auch bei PU-Knoten hinsichtlich der Blindleistungsgrenzen von Generatoren zum Einsatz kommt.

7.5 Modellierung für die Effektivwertsimulation

Die Beschreibung des dynamischen Verhaltens erfolgt über algebraische Gleichungen sowie lineare und nichtlineare Differentialgleichungen. Die den Kurz- und Mittelzeitbereich beeinflussende Betriebsmitteldynamik wird stark von dem eingesetzten Regelungssystem (Betriebsmittelregelung) bestimmt. Dessen Ausführung variiert von Anwendung zu Anwendung. Aus diesem Grund wird hier eine allgemeine Struktur der Regelungssysteme und Systemmodelle angegeben. Dabei wird besonderer Wert auf die Koordination der Variablen gelegt, um eine möglichst gute Abbildung der Realität zu erzielen.

Die Modellierung umfasst alle Betriebsmittel, die Shunt- und/oder Serienkomponenten aufweisen. Abgeleitet werden die Modellgleichungen von den FACTS-Elementen mit selbstgeführten Umrichtern, also Spannungsumrichtern. Stellvertretend für diese Technologie sind der **Static Synchronous Compensator (STATCOM)** als Shuntelement, der **Static Synchronous Series Compensator (SSSC)** und der **Unified Power Flow Controller (UPFC)** als Betriebsmittel mit Shunt- und Serienkomponente. Basis der hier beschriebenen Modellierung ist die Ansteuerung von Serien- und Shuntspannungs- und -stromquellen. Die modellhafte Eigenschaft der Strom- bzw. Spannungsquelle folgt aus dem Verhalten der selbstgeführten Umrichter. Gleichzeitig kann bei leichten Veränderungen in der Modellstruktur auch das Verhalten thyristorgeschalteter Elemente nachgebildet werden. Die hierzu erforderlichen Änderungen beziehen sich auf das Spannungs- und Stromverhalten der Quellen, da Elemente wie z. B. SVC und TCSC auf Basis von Impedanzänderungen arbeiten. Weiterhin sind Änderungen an den Begrenzungsfunktionen vorzunehmen, da die Betriebsbereichsbeschränkung selbstgeführter Umrichter sich von der fremdgeführter Einheiten unterscheidet. Da das Verhalten dieser Betriebsmittel bereits in Abschn. 1.1.3 sowie Ansätze zur Modellbildung und Regelung in Abschn. 4.3.1 bis 4.3.3 angegeben sind, wird an dieser Stelle auf eine ausführliche Betrachtung dieser FACTS-Elemente verzichtet.

Alle hier vorgestellten Ansätze basieren auf einer komplexen Darstellung der Netzgrößen (Effektivwertzeiger). In der praktischen Realisierung stehen diese natürlich nicht zur Verfügung, sondern müssen durch eine entsprechende Messdatenaufbereitung gewonnen werden. Üblicherweise erfolgt dazu eine RST- $\alpha\beta$ -dq-Transformation. Deren Ergebnis sind Netzgrößen als stehende Zeiger in komplexer Darstellung. Dieser Schritt wird hier der Einfachheit halber ausgelassen. Die Berechnungen beziehen sich dennoch auf komplexe Netzgrößen, deren Bereitstellung durch eine Messwertverarbeitung vorausgesetzt wird.

7.5.1 Shuntelemente – STATCOM

Selbstgeführte Umrichter verhalten sich elektrisch wie nahezu ideale Spannungsquellen. Bei entsprechender Regelung der Ausgangsspannung ist ein Betrieb als Stromquelle in einer Shuntanwendung ebenfalls möglich. Das Modell umfasst

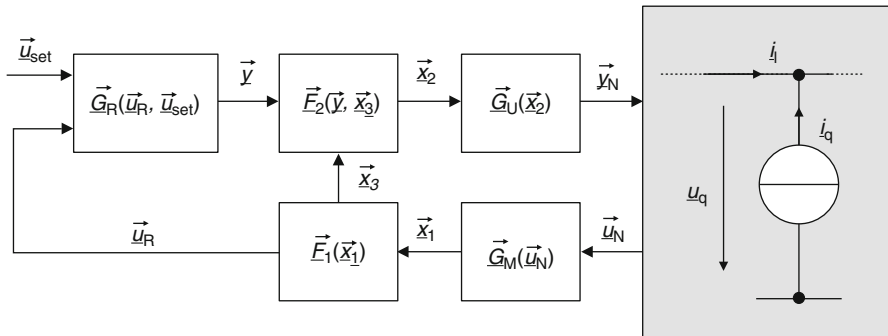


Abb. 7.70 Modell eines Shuntelementes mit selbstgeführtem Umrichter, modelliert als Stromquelle

dementsprechend eine den Betriebsgrenzen des Umrichters entsprechende Shuntspannungsquelle in Serie zu einer Streureaktanz des Netzanschlusstransformators oder in Serie zu der Entkopplungsdrossel im Falle eines transformatorlosen Netzanschlusses. Die Eigenschaft des spannungsgeregelten Netzknotens ist dann die Folge der Variation des in den Knoten eingespeisten Blindstroms. Dieser wird durch Regelung der vom Stromrichter erzeugten Ausgangsspannung gegenüber der Knotenspannung geregelt. Die Spannungsregelung am Anschlussknoten erfolgt also durch die Variation des eingespeisten Blindstroms. Dieser verursacht an den Netzreaktanzen einen Spannungsabfall, der zu dem durch den Leitungsstrom verursachten Längsspannungsabfall mit- oder gegenläufig ist.

Physisch speist der Umrichter Blindleistung zur Deckung der durch den Energietransport erforderlichen Blindleistung ins Netz und hebt auf diese Weise das Spannungsniveau in der Umgebung um den Anschlussort an (s. dazu auch Abschn. 4.3.2). Aufgrund dieses Zusammenhanges wirkt die gesamte Anordnung wie eine geregelte Stromquelle und wird daher auch als solche in der nachstehend angegebenen Modellierung betrachtet (Abb. 7.70). Der Eingangsgrößenvektor für den Regelkreis wird aus den Netzgrößen ermittelt und an das Modell der Messeinrichtung übergeben. Diese mitunter nichtlineare Übertragungsfunktion beschreibt das Verhalten der Messwertaufbereitung für den Regelkreis. Bei der Effektivwertsimulation hat diese Komponente einen unwesentlichen Einfluss und wird vernachlässigt:

$$\vec{G}_M(\vec{u}_N) = \mathbf{E}; \quad \vec{x}_1 = \vec{u}_N,$$

mit $\vec{u}_N$: Eingangsgrößenvektor und

$$\vec{G}_M(\vec{u}_N) : \text{Reglerfunktional.} \quad (7.97)$$

Das Funktional $\vec{F}_1$ bildet die aufbereiteten Messgrößen auf die Eingangsgrößen des Betriebsmittelreglers mit der Übertragungsfunktion $\vec{G}_R$ ab. Hier sind die Messgrößen Längsstrom $\vec{i}_l$ und Knotenspannung $\vec{u}_q$ erforderlich:

$$\vec{x}_1 = \begin{bmatrix} \vec{u}_q \\ \vec{i}_l \end{bmatrix}. \quad (7.98)$$

Außerdem wird in diesem Modell der für die phasenrichtige Einkopplung des Knotenstromes erforderliche Spannungswinkel abgeleitet:

$$\vec{x}_3 = x_3 = \left[\angle \underline{u}_q \right]. \quad (7.99)$$

Aus der Ausgangsgröße der Betriebsmittelregelung und dem mitgekoppelten Spannungswinkel wird über $\underline{F}_2$ der Sollwert des einzuprägenden komplexen Knotenstroms $\underline{i}_q$ bestimmt. Dieser wird – nach Real- und Imaginärteil aufgeteilt – in den komplexen Netzgleichungen berücksichtigt.

$$\vec{y}_N = \begin{bmatrix} \text{Re} \{ \underline{i}_q \} \\ \text{Im} \{ \underline{i}_q \} \end{bmatrix}. \quad (7.100)$$

Zwischengeschaltet ist die Übertragungsfunktion des Umrichters nebst der unterlagerten Spannungsregelung, die das Verhalten der Stromquelle erst ermöglicht. Dieses Verhalten kann im einfachsten Fall als Verzögerungsglied erster Ordnung mit Zeitkonstanten im Bereich von einigen 10 ms modelliert werden:

$$\begin{aligned} \text{allgemein : } \vec{G}_U : \vec{x}_2 &\rightarrow \vec{y}_N, \\ \text{vereinfacht : } \vec{G}_U (\vec{x}_2) &= \frac{1}{1 + T_U s}. \end{aligned} \quad (7.101)$$

Shuntelemente ohne Energiespeicher, wie der STATCOM, injizieren ausschließlich Blindleistung. In einfachsten Fall stellt $\underline{F}_1$ die Eingangsgrößen für die eigentliche Regelung den Spannungsbetrag am Einsatzort zur Verfügung. Damit folgt unmittelbar für dieses Funktional:

$$\begin{bmatrix} \vec{u}_R \\ \vec{x}_3 \end{bmatrix} = \vec{F}_1 \left(\begin{bmatrix} \underline{u}_q \\ \underline{i}_1 \end{bmatrix} \right) = \begin{bmatrix} u_q \\ \angle \underline{u}_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} u_R \\ x_3 \end{bmatrix} \quad (7.102)$$

Bei einfacher Spannungsregelung enthält der Sollwertvektor den Sollwert der Knotenspannung. Aus dieser wird die Eingangsgröße für das Reglerfunktional gebildet. Die Differenz zwischen dem Spannungsbetrag und dem durch die Spannungs-/Blindleistungscoordination im Netz vorgegebenen Referenzwert ist das Eingangssignal für den Betriebsmittelregler:

$$\vec{u}_{\text{set}} = u_{q,\text{soll}}; \quad \Delta u_q = u_{q,\text{soll}} - u_R \quad (7.103)$$

Bei ausführlicher Betrachtung sind im Sollwertvektor alle für die Regelung erforderlichen und von der Betriebsführung veränderlichen Größen zu berücksichtigen. Darunter fallen insbesondere die Vorgabe der Blindleistungsstatik für den Kompensationsbetrieb sowie allgemeine Anpassungen der Regelungsparameter an Veränderungen im Energiesystem. Eine einfache Ausführung des Reglers enthält zwei Glieder mit je proportionalem und integralem Charakter:

$$\vec{G}_R (\vec{u}_R, \vec{u}_{\text{set}}) \Leftrightarrow G_R (s) = \frac{i_{q,\text{soll}} (s)}{\Delta u_q (s)} = K_N \left[\frac{K_P}{1 + s T_P} + \frac{1}{s T_I} \right] \quad (7.104)$$

Die Begrenzung der Stellgröße erfolgt über $\underline{F}_2$. Die Parameter der Begrenzung ergeben sich aus den Parametern der Stromrichter, insbesondere derer Leistungscharakteristik. Für den hier angegebenen Fall der Blindleistungskompensation zur Knotenspannungsregelung folgt:

$$\underline{\vec{F}}_2(i_{q,\text{soll}}, \angle \underline{u}_q) = \begin{bmatrix} \mathbf{L}(i_{q,\text{soll}}(s)) \cos(\angle \underline{u}_q + \alpha(t)) \\ \mathbf{L}(i_{q,\text{soll}}(s)) \sin(\angle \underline{u}_q + \alpha(t)) \end{bmatrix} = \underline{\vec{x}}_2, \quad (7.105)$$

mit der Begrenzung: $\mathbf{L}(x) = \begin{cases} x_{\min} & \forall & x < x_{\min} \\ x & \forall & x_{\min} \leq x \leq x_{\max} \\ x_{\max} & \forall & x > x_{\max} \end{cases}$,

und der relativen Winkelvorgabe für den Blindleistungskompensationsbetrieb mit der Winkeleinstellung $\alpha(t) = \text{const} = \pi/2$.

Je nach Regelungsstrategie ist es erforderlich die Phase des einzuprägenden Stroms, dessen Betrag durch die Betriebsmittelregelung als Stellgröße vorgegeben wird, über den Parameter α in Abhängigkeit von dem Spannungswinkel der Spannung $\underline{u}_q$ einzustellen.

Bei einer lokalen Spannungsregelung durch Blindleistungsinjektion ist der komplexe Knotenstrom orthogonal zu der komplexen Knotenspannung zu bilden. In der Praxis wird diese Phasenverschiebung über die Stromrichtersteuerung erreicht. Bei vollständiger Modellierung des Gleichstromzwischenkreises erfolgt bei einigen Realisierungen weiterhin über diese Stellgröße eine Regelung der Gleichspannung des Zwischenkreiskondensators.

Kleine Abweichungen von der $\pi/2$ -Vorgabe des Stromversatzes gegenüber der Knotenspannung führen zu einem Wirkenergieaustausch zwischen Gleichstromkreis des Kompensators und Netz. Eingespeicherte oder ausgespeicherte Energie beeinflussen direkt die Zwischenkreisspannung. Abhängig vom verwendeten Bezugssystem entfällt der Faktor drei bei der Energieberechnung:

$$W_{\text{DC}} = \frac{1}{2} C_{\text{DC}} u_{\text{DC}}^2 \quad \text{und} \quad p_{\text{shunt}} = \text{Re} \left\{ \underline{u}_q \underline{i}_q^* \right\},$$

$$\Delta u_{\text{DC}} = \sqrt{u_{\text{DC},0}^2 - \frac{2}{C_{\text{DC}}} \int_0^T 3 \text{Re} \left\{ \underline{u}_q \underline{i}_q^* \right\} dt}. \quad (7.106)$$

Dieser Zusammenhang stellt eine Vereinfachung dar. Umrichterverluste und andere Energiesenken sind nicht berücksichtigt. Über eine zeitlich veränderliche Phasenverschiebung zwischen $\underline{u}_q$ und $\underline{i}_q$ erlaubt dieses Modell auch die Beschreibung von Energiespeichern, die über selbstgeführte Umrichter an das Netz angeschlossen sind. In diesem Fall ist neben einer Berücksichtigung der Energiebilanz der Speichereinheit – abhängig von der aus- bzw. eingespeicherten Wirkenergie – der Phasenwinkel des eingepprägten Knotenstromes relativ zur Knotenspannung zu verändern. Das Speichermanagement ist ebenfalls in den Funktionen entsprechend zu berücksichtigen.

7.5.2 Serienelemente – SSSC

Die Modellstruktur des Serienelementes mit selbstgeführtem Stromrichter ist ähnlich derer des Shuntelementes. Der Unterschied besteht in der Ausgangsgrößeneinkopplung in das Netz. Die Ausgangsspannung des Gerätes wird hier direkt in das Netz eingekoppelt. Die Ausführung als Serienkompensator (SSSC) speist über die Serienspannungsquelle Blindleistung in das Netz. Da die dazu einzukoppelnde Spannung senkrecht zum Leitungsstrom stehen muss, erwirkt diese Spannungseinkopplung eine Phasenverschiebung zwischen den Spannungen am Anfang und Ende der betrachteten Übertragungsstrecke; dies insbesondere dann, wenn ein R/X-Verhältnis nahe null vorliegt. Bei realen Ausführungen erfolgt die Zusatzspannungseinkopplung mittels Booster-Transformator. Dessen Streureaktanz liegt in Serie zum Strompfad und addiert sich zu den Reaktanzen der Übertragungsleitung oder des Kabels.

Der Einfachheit halber ist diese Streureaktanz hier nicht berücksichtigt; sollte aber zumindest in den Netzgleichungen Berücksichtigung finden. Bei zukünftigen Ausführungen ist aufgrund der kontinuierlich steigenden Leistungsfähigkeit der eingesetzten Halbleiterbauelemente bezüglich Sperrspannung und Abschaltstrom mit einer transformatorlosen Lösung zu rechnen (s. dazu auch [7.24]). In diesem Fall entfällt die Modellierung der Streureaktanzen.

Eine allgemeinere Modellierung über eine zeitvariante Serienspannungsquelle bietet den Vorteil, dass sich alle Serienelemente auf diese Weise beschreiben lassen. Die konstruktiv bedingten Unterschiede hinsichtlich Betriebsbereich und Schaltverhalten werden in der Ansteuerung der Serienspannungsquelle berücksichtigt. Hinsichtlich der Integration in die Netzgleichungen bietet diese Modellstruktur den Vorteil einer für alle Serienelemente einheitlichen Vorgehensweise.

Analog zu dem für die Shuntelemente eingeführten Modell wird der Eingangsgrößenvektor aus den Netzgrößen ermittelt und an das Modell der Messeinrichtung übergeben. Diese ebenfalls im allgemeinen Fall als nichtlinear anzunehmende Übertragungsfunktion $\underline{G}_M$ beschreibt das Verhalten der Messwertaufbereitung für den Regelkreis. Bei der Effektivwertsimulation hat diese Komponente ebenfalls einen unwesentlichen Einfluss und wird vernachlässigt:

$$\underline{\vec{G}}_M(\underline{\vec{u}}_N) = \mathbf{E}; \quad \underline{\vec{x}}_1 = \underline{\vec{u}}_N. \quad (7.107)$$

Analog zum Modell des Shuntelementes bildet das Funktional $\underline{F}_1$ die aufbereiteten Messgrößen auf die Eingangsgrößen des Betriebsmittelreglers (Übertragungsfunktion $\underline{G}_R$) ab. Hier sind die Messgrößen Längsstrom $\underline{i}_1$ und Knotenspannung $\underline{u}_q$ erforderlich (Abb. 7.71). Eine Leistungsflussregelung bedingt die in Gl. (7.99) dargestellten Eingangsgrößen.

$$\underline{\vec{x}}_1 = \begin{bmatrix} \underline{u}_q \\ \underline{i}_1 \end{bmatrix}. \quad (7.108)$$

Für die phasenrichtige Einkopplung der Zusatzspannung muss aus dem Eingangsvektor der Winkel des Leitungsstroms abgeleitet werden:

$$\underline{\vec{x}}_3 = x_3 = [\angle \underline{i}_1] \quad (7.109)$$

zwei Glieder mit je proportionalem und integralem Charakter:

$$\vec{G}_R(\vec{u}_R, \vec{u}_{\text{set}}) \Leftrightarrow G_R(s) = \frac{u_{1,\text{soll}}(s)}{\Delta p_{ij}(s)} = K_N \left[\frac{K_P}{1 + sT_P} + \frac{1}{sT_I} \right] \quad (7.113)$$

Die Ausgangsgröße der Leistungsflussregelung wird als Stellgröße mit dem Winkel des Stroms $\underline{i}_1$ auf $\underline{E}_2$ geschaltet, um die einzuprägende komplexe Serienspannung zu bestimmen. Dies erfordert die Bestimmung der Phasendrehung unter Berücksichtigung des Stellbereiches des Umrichters nach Gl. (7.105). Die so berechnete einzukoppelnde komplexe Serienspannung muss unter Berücksichtigung der elektrischen Wirkung einer Serienkomponente ohne Speichereinheit senkrecht auf dem Längsstrom $\underline{i}_1$ stehen.

Es kann nur Blindleistung abgegeben werden. In der Praxis wird dies beispielsweise durch eine Änderung der Phasenlage des Pulsmusters bei Pulsweitenmodulation vorgenommen. Dadurch erfolgt über die einzukoppelnde Spannung ein Energieaustausch zwischen Netz und Umrichterzwischenkreis, um beispielsweise die Zwischenkreisspannung zu regeln. Analog zum Shuntelement folgt zur Beschreibung dieses Vorganges unter Vernachlässigung aller Verluste allgemein der Zusammenhang in Gl. (7.114).

Je nach Bezugssystem ist hier der Tatsache Rechnung zu tragen, dass Energie aus einem dreiphasigen Wechselstromsystem in ein Gleichstromsystem übertragen wird. Das hier angegebene Modell eignet sich grundsätzlich auch zur allgemeinen Beschreibung von Serienkomponenten mit Energiespeichereinheit. Diese wird mittelbar oder unmittelbar an den Zwischenkreis angeschlossen. Anwendungsgebiete solcher Ausführungen liegen vor allem im Bereich der Verbesserung der Versorgungsqualität bezüglich der Kompensation von kurzzeitigen Spannungseinbrüchen. Bei dieser Anwendung wird ein Spannungseinbruch im Netz durch die additiv überlagerte Serienspannung kompensiert, so dass ein angeschlossener Verbraucher von einem Netzfehler unberührt bleibt.

$$\vec{F}_2(u_{1,\text{soll}}, \angle \underline{i}_1) = \begin{bmatrix} \mathbf{L}(u_1(s)) \cos(\angle \vec{u}_{1,\text{soll}} + \alpha(t)) \\ \mathbf{L}(u_1(s)) \sin(\angle \vec{u}_{1,\text{soll}} + \alpha(t)) \end{bmatrix},$$

$$\text{mit der Begrenzung } \mathbf{L}(x) = \begin{cases} x_{\min} & \forall & x < x_{\min} \\ x & \forall & x_{\min} \leq x \leq x_{\max} \\ x_{\max} & \forall & x > x_{\max} \end{cases}, \quad (7.114)$$

und der relativen Winkelvorgabe $\alpha(t) = \text{const.} = \pi/2$.

$$W_{\text{DC}} = \frac{1}{2} C_{\text{DC}} u_{\text{DC}}^2 \text{ und } p_{\text{shunt}} = \text{Re} \left\{ \underline{u}_{\text{q}} \underline{i}_{\text{q}}^* \right\},$$

$$\Delta u_{\text{DC}} = \sqrt{u_{\text{DC},0}^2 - \frac{2}{C_{\text{DC}}} \int_0^T 3 \text{Re} \left\{ \underline{u}_{\text{q}} \underline{i}_{\text{q}}^* \right\} dt}. \quad (7.115)$$

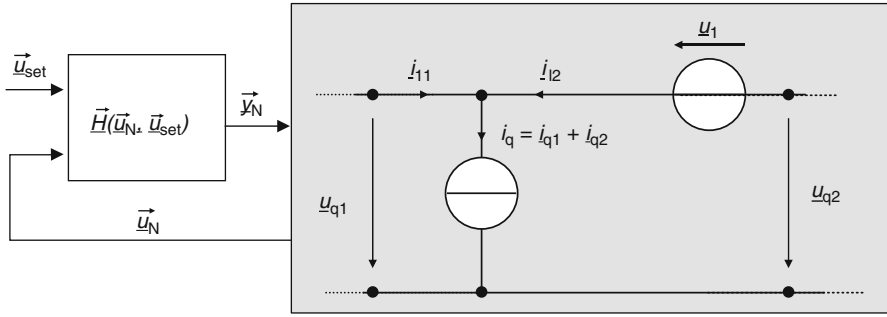


Abb. 7.72 Modell eines FACTS-Elementes mit Shunt- und Serienelement mit Reglerfunktional und Netzeinkopplung

Typischerweise werden Speicher in der genannten Anwendung als Kondensatorspeicher ausgeführt, da die bereitzustellenden Energiemengen verhältnismäßig klein und Antwortzeiten im ms-Bereich erforderlich sind. Typische Kompensationszeiten für diese Anwendung liegen im Bereich einiger 100 ms (s. auch Abschn. 15.7). Ist über einen längeren Zeitraum eine vom Winkel des Leitungsstroms unabhängige Spannungseinkopplung erforderlich, wird der Gleichstromkreis durch einen Shuntumrichter gespeist. Dieses Anlagenkonzept findet wiederum in der Hoch- und Höchstspannungsebene für universelle Leistungsflussregelung (UPFC) Anwendung.

7.5.3 Parallel-Serielle-Elemente – UPFC

Das Gerätekonzept des UPFC entsteht durch die Zusammenschaltung des Shuntelementes STATCOM und des Serienelementes SSSC auf der Gleichstromseite. Diese Zusammenschaltung ermöglicht einen Wirkleistungstransfer durch den Gleichstromzwischenkreis. Wirkleistung kann über das Shuntelement aus dem Netz entnommen und über das Serienelement wieder an das Netz abgegeben werden – und umgekehrt. Dies erhöht die Freiheitsgrade des Betriebes erheblich, da entweder die Phasenlage der Serienspannung oder die des Shuntstroms unabhängig von den Netzgrößen gewählt werden. Das Modell ergibt sich aus der Zusammenschaltung der Modelle für Shunt- und Serienelemente nach Abb. 7.72 und Abb. 7.73. Entkoppelt vom Reglerfunktional wird durch die Funktionale $\underline{F}_{1-3}$ die Aufbereitung der Messwerte für die Regelkreise und die phasenrichtige Einkopplung der Ausgangsgrößen sichergestellt. Bei der Anwendung dieses Betriebsmittelmodells müssen lediglich die Reglerübertragungsfunktionen spezifiziert werden; die Modellstruktur bleibt davon unbeeinflusst. Hinsichtlich der Messwertaufbereitung und der Aufschaltung der Ausgangsgrößen auf das Netz unterscheidet sich das UPFC-Modell nicht von dem Shunt- und Serienelement-Modell. Wie bei Shunt- und Serienelement ergibt sich unter Vernachlässigung des Einflusses der Messwertaufbereitung:

$$\vec{G}_M(\vec{u}_N) = \mathbf{E}; \quad \vec{x}_1 = \vec{u}_N. \quad (7.116)$$

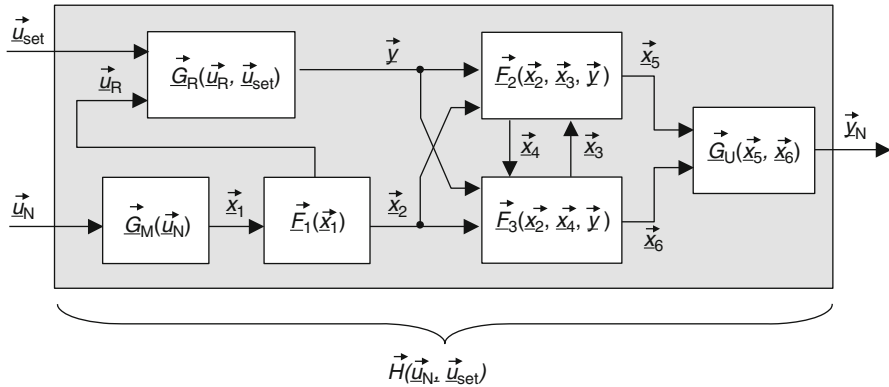


Abb. 7.73 Modell der Regelung eines UPFC – Hauptkomponenten

Da der UPFC neben einer entkoppelten Wirk- und Blindleistungsregelung auf der Leitung auch die Möglichkeit der Spannungsregelung durch den Shuntumrichter bietet, wird der Eingangsvektor nach Gl. (7.108) gewählt. Über das Funktional $\underline{F}_1$ erfolgt die Berechnung der Eingangssignale für die Regler sowie der Signale für die Ausgangsgrößenbestimmung aus den verfügbaren Messgrößen (vgl. Gl. (7.109)). Der Eingangsvektor für die eigentliche Regelung umfasst die aktuellen Wirk- und Blindleistungsflüsse auf der Leitung sowie die Knotenspannung.

$$\vec{x}_1 = \vec{u}_N = \begin{bmatrix} u_{q1} \\ i_{11} \\ i_{12} \end{bmatrix}. \quad (7.117)$$

Die vierte Komponente des Eingangsvektors u_R ist ein Signal d , das der überlagerten Dämpfungsregelung zugeführt wird. Im einfachsten Fall kann hier der Wirkleistungsfluss über das Element gewählt werden. Der eigentliche Regelkreis besteht aus einer Regelung für die Leistungsflüsse und die Knotenspannungen (Normalregelung) sowie einer überlagerten Komponenten für Dämpfungsregelung. Daher folgt für den Vektor der Sollwertvorgaben der Ausdruck in Gl. (7.110).

$$\underline{\vec{F}}_1(\vec{x}_1) = \begin{bmatrix} \text{Re} \left\{ \underline{u}_{q1} \underline{i}_{11}^* \right\} \\ \text{Im} \left\{ \underline{u}_{q1} \underline{i}_{11}^* \right\} \\ \underline{u}_{q1} \\ \underline{\vec{d}} \\ \text{---} \\ i_{11} \\ i_{12} \\ \underline{\angle u}_{q1} \\ \underline{\angle i}_{11} \\ \underline{\angle i}_{12} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} p_{12} \\ q_{12} \\ \underline{u}_{q1} \\ \underline{\vec{d}} \\ \text{---} \\ i_{11} \\ i_{12} \\ \underline{\angle u}_{q1} \\ \underline{\angle i}_{11} \\ \underline{\angle i}_{12} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{\vec{u}}_R \\ \text{---} \\ \underline{\vec{x}}_2 \end{bmatrix}. \quad (7.118)$$

$$\vec{u}_{\text{set}} = \vec{u}_{\text{set}} = \begin{bmatrix} \Delta p_{12} \\ \Delta q_{12} \\ \Delta u_{q1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} p_{12,\text{soll}} - p_{12} \\ q_{12,\text{soll}} - q_{12} \\ u_{q1,\text{soll}} - u_{q1} \end{bmatrix}. \quad (7.119)$$

Unter Berücksichtigung der Definition des Eingangsvektors kann die Normalregelung über eine Matrix mit den Reglerübertragungsfunktionen in der Hauptdiagonalen dargestellt werden. Eine zweite Komponente sorgt für die Überlagerung des Dämpfungssignals, das mit Faktoren gewichtet zu den Normalregelungs-Signalen addiert wird (Gl. (120)). Eine Zusammenfassung der beiden Ausdrücke ermöglicht eine kompaktere Darstellung mit einer Regelungsmatrix $\mathbf{M}$.

$$\begin{aligned} \vec{y} = & \begin{bmatrix} G_P(s) & 0 & 0 & 0 \\ 0 & G_Q(s) & 0 & 0 \\ 0 & 0 & G_U(s) & 0 \end{bmatrix} \vec{u}_R \\ & + \begin{bmatrix} K_{D1} \\ K_{D2} \\ K_{D3} \end{bmatrix} ([0 \ 0 \ 0 \ G_D(s)] \vec{u}_R). \end{aligned} \quad (7.120)$$

Für praktische Implementierungen, beispielsweise in ein blockorientiertes Simulationssystem, ist diese Darstellung aufgrund der erhöhten Anzahl von Zustandsgrößen ungünstiger:

$$\vec{y} = \vec{y} = \begin{bmatrix} G_P(s) & 0 & 0 & K_{D1} G_D(s) \\ 0 & G_Q(s) & 0 & K_{D2} G_D(s) \\ 0 & 0 & G_U(s) & K_{D3} G_D(s) \end{bmatrix} \vec{u}_R = \mathbf{M} \vec{u}_R. \quad (7.121)$$

Im einfachsten Fall sind Regler mit proportional integralem Verhalten einzusetzen. Für die Übertragungsfunktionen der Regelung der Wirk- und Blindleistungsflüsse sowie der Knotenspannung folgt Gl. (7.107).

Zur Dämpfung dynamischer Vorgänge kann eine unterlagerte Dämpfungsregelung eingeführt werden, die durch Modulation der Stellgrößen der Spannungs-, Wirkleistungs- und Blindleistungsregelung wirkt (s. Matrix $\mathbf{M}$). Die einfachste Ausführung stellt eine Übertragungsfunktion mit gezielter Phasen- und Verstärkungsanhebung dar. Daher wird hier eine Kombination von Lead-/Lag-Gliedern mit vorgeschaltetem Filter eingesetzt, deren Ausgangsgröße e über $\mathbf{M}$ und die Verteilungsfaktoren K_{D1} bis K_{D3} den anderen Regelkreisen überlagert wird. Als Eingangsgröße dient die zuvor selektierte Größe d . Verfahren zur Parametrierung von Übertragungsfunktionen dieser Struktur sind das Frequenzkennlinien- und Wurzelortungsverfahren. Bei der Anwendung des Frequenzkennlinienverfahrens werden die Zeitkonstanten und Verstärkungsfaktoren so eingestellt, dass der Dämpfungsregler die Phasenverschiebung zwischen Einkopplung der Stellgröße und dem Generator-Turbosatz kompensiert. Das Wurzelortungsverfahren ermöglicht eine Analyse der mit der Schwingungsbewegung korrespondierenden Eigenwerte.

$$G_P(s) = \frac{y_P(s)}{\Delta p_{1,2}(s)} = \frac{K_P}{1 + sT_P} + \frac{K_{P2}}{sT_{P2}},$$

$$\begin{aligned}
 G_Q(s) &= \frac{y_Q(s)}{\Delta q_{1,2}(s)} = \frac{K_Q}{1 + sT_Q} + \frac{K_{Q2}}{sT_{Q2}}, \\
 G_U(s) &= \frac{y_U(s)}{\Delta u_{q1}(s)} = \frac{K_U}{1 + sT_U} + \frac{K_{U2}}{sT_{U2}}.
 \end{aligned} \tag{7.122}$$

$$G_D(s) = \frac{e(s)}{d(s)} = \frac{K_{DR}s}{1 + sT_{UW}} \frac{(1 + sT_{D1})(1 + sT_{D3})}{(1 + sT_{D2})(1 + sT_{D4})}. \tag{7.123}$$

Eine Realisierung der Ausgangsgrößenweiterleitung für die Regelungen basiert auf der Beeinflussung des Wirkleistungsflusses durch den Imaginärteil der Serienspannung und der Beeinflussung des Blindleistungsflusses durch den Realteil der Serienspannung. Als dritter Freiheitsgrad steht die Regelung des Shuntstroms zur Verfügung. Diese Vorgehensweise korrespondiert mit der in der Praxis eingesetzten Regelung der d- und q-Komponente der entsprechenden Netzgrößen. Der Ausgangsgrößenvektor des Reglers ergibt sich dann zu:

$$\begin{aligned}
 \underline{\bar{y}} &= \begin{bmatrix} \operatorname{Re}\{\underline{u}_1\}_{\text{soll}} \\ \operatorname{Im}\{\underline{u}_1\}_{\text{soll}} \\ i_{q1,\text{soll}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_P(s) + e(s) \\ y_Q(s) + e(s) \\ y_U(s) + e(s) \end{bmatrix}, \\
 \text{mit } \underline{u}_{1,\text{soll}} &= \operatorname{Re}\{u_1\}_{\text{soll}} + j\operatorname{Im}\{u_1\}_{\text{soll}}.
 \end{aligned} \tag{7.124}$$

Der Wirkleistungsregler beeinflusst den Imaginärteil, der Blindleistungsregler den Realteil der Spannung $\underline{u}_{1,\text{soll}}$, die nach einer Phasendrehung und Begrenzung über $\underline{F}_2$ als Zusatzspannung $\underline{u}_1$ in den Serienzweig eingeprägt wird. Aufgrund der längs- und querregelnden Wirkung ist bei der Phasendrehung sicherzustellen, dass der Realteil von $\underline{u}_1$ in Phase mit der Spannung $\underline{u}_{q1}$ liegt. Die Begrenzung der einzuprägenden Serienspannung hängt von den Umrichterleistungen der Umrichter im Shunt- und Serienzweig ab. Da $\underline{u}_1$ nicht in Phase zu $\underline{i}_{11}$ liegt, muss die im Serienzweig abgegebene Wirkleistung über den Shuntzweig aufgenommen werden. Diese Wirkleistung berechnet sich nach:

$$p_1 = \operatorname{Re}\{\underline{u}_1 \underline{i}_{12}^*\}. \tag{7.125}$$

Die maximal im Shuntzweig abgebbare Scheinleistung ist durch die maximale Umrichterleistung $s_{q,\max}$ gegeben. Daher muss bei einer Blindleistungsinjektion über i_{q1} die Wirkleistungsabgabe folgender Randbedingung genügen:

$$\begin{aligned}
 p_1 &= u_1 i_{12} \cos(\angle \underline{u}_{q1} + \angle \underline{u}_1 - \angle \underline{i}_{12}) \\
 &\leq \sqrt{s_{q,\max}^2 - (u_{q1} i_{q1})^2} = p_{1,\max}.
 \end{aligned} \tag{7.126}$$

Diese Randbedingung kann durch die Begrenzung des Betrags und der Phase von $\underline{u}_1$ erfüllt werden. Die Einhaltung dieser Randbedingung durch eine Begrenzung des Betrags von $\underline{u}_1$ schränkt sowohl die längs- als auch die querregelnde Wirkung ein, obwohl aufgrund der maximalen Umrichterleistung im Serienzweig $s_{1,\max}$ nur eine

Scheinleistungsbegrenzung besteht. Wird obige Gleichung durch eine Phasenbegrenzung erfüllt, kann auch bei Erreichen der maximalen Scheinleistungsabgabe im Serienzweig auf jeden Fall die Ortskurve der Serienkompensation abgefahren werden. Dies wäre bei einer Betragsbegrenzung nicht möglich. Unter Einbezug dieser Randbedingungen ergibt sich $\underline{F}_2$ zu Gl. (7.118). Aufgrund der maximalen Umrichterleistung im Serienzweig müssen sowohl Betrag als auch Phase begrenzt werden. Für die Phasenbegrenzung ergibt sich Gl. (7.119).

$$\vec{F}_2(\vec{x}_2, \vec{x}_2, \vec{y}) = \vec{x}_5 = \begin{bmatrix} \operatorname{Re}\{\underline{u}_1\} \\ \operatorname{Im}\{\underline{u}_1\} \\ i_{q2,\text{soll}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \operatorname{Re}\left\{\underline{L}_B\left(\underline{L}_P\left(\underline{u}_{1,\text{soll}}e^{j\angle u_{q1}}\right)\right)\right\} \\ \operatorname{Im}\left\{\underline{L}_B\left(\underline{L}_P\left(\underline{u}_{1,\text{soll}}e^{j\angle u_{q1}}\right)\right)\right\} \\ \frac{\operatorname{Re}\{\underline{u}_1 \underline{i}_{12}^*\}}{u_{q1}} \end{bmatrix}. \quad (7.127)$$

$$\underline{L}_P(x) = \begin{cases} \underline{x} & \forall \quad p_1 \leq p_{1,\text{max}} \\ x e^{j\vartheta} & \forall \quad p_1 > p_{1,\text{max}} \end{cases},$$

$$\text{mit } \vartheta = \left[\arccos\left(\frac{\sqrt{s_{q,\text{max}}^2 - (u_{q1} i_{q1,\text{soll}})^2}}{x i_{12}}\right) - \angle u_{q1} + \angle i_{12} \right]. \quad (7.128)$$

Die Betragsbegrenzung kann wie folgt beschrieben werden:

$$\underline{L}_B(x) = \begin{cases} \underline{x} & \forall \quad x \leq \frac{s_{1,\text{max}}}{i_{12}} \\ \frac{s_{1,\text{max}}}{i_{12}} e^{j\angle x} & \forall \quad x > \frac{s_{1,\text{max}}}{i_{12}} \end{cases}. \quad (7.129)$$

Der Spannungsregelkreis regelt den Betrag des einzuprägenden Shuntstroms i_{q1} . Die Phase dieses Stromes hängt von der Phasenlage der Eingangsspannung u_{q1} ab, da hier ohne Wirkenergiespeicher durch eine Phasenverschiebung von $\pi/2$ eine reine Blindleistungsabgabe gewährleistet sein muss. Die dazu erforderliche Phasendrehung erfolgt über $\underline{F}_3$ mit $\alpha = \pi/2$:

$$\vec{F}_3(\vec{x}_2, \vec{x}_4, \vec{y}) = \vec{x}_6 = \begin{bmatrix} \operatorname{Re}\left\{\underline{L}_{Bq}\left(\underline{i}_{q,\text{soll}}\right)\right\} \\ \operatorname{Im}\left\{\underline{L}_{Bq}\left(\underline{i}_{q,\text{soll}}\right)\right\} \end{bmatrix},$$

$$\text{mit } \underline{i}_{q,\text{soll}} = i_{q1,\text{soll}} \cos(\angle u_{q1} + \alpha) + i_{q2,\text{soll}} \cos(\angle u_{q1})$$

$$+ j \left(i_{q1,\text{soll}} \sin(\angle u_{q1} + \alpha) + i_{q2,\text{soll}} \sin(\angle u_{q1}) \right). \quad (7.130)$$

Die hier erforderliche Betragsbegrenzung ist durch die maximale Umrichterleistung im Shuntzweig $s_{q,\max}$ bestimmt:

$$\underline{L}_{Bq}(\underline{x}) = \begin{cases} \underline{x} & \forall \quad x \leq \frac{s_{q,\max}}{u_{q1}} \\ \frac{s_{q,\max}}{u_{q1}} e^{j\angle \underline{x}} & \forall \quad x > \frac{s_{q,\max}}{u_{q1}} \end{cases} \quad (7.131)$$

Für die Schnittstellenvektoren zwischen den Funktionalen für die Ausgangsgrößen-aufbereitung gilt bei dieser Ausführung:

$$\vec{x}_3 = [\]; \quad \vec{x}_4 = [i_{q2, \text{ soll}}] \quad (7.132)$$

Bei der Berechnung der Ausgangsgrößen ist sicherzustellen, dass zunächst beide Shuntstrom-Vorgaben vorliegen. In diesem Fall ist nach Berechnung der Ausgangsgrößen des Reglerfunktionals zunächst über $\underline{F}_2$ die Sollwertvorgabe $i_{q,2,\text{soll}}$ zu berechnen. Erst dann ist eine richtige Berechnung der gesamten Shuntstrom-Vorgabe über $\underline{F}_3$ gewährleistet. Wie bereits beim Shunt- und Serienelement beschrieben, ist die gesamte Modellierung des Umrichterteils für den hier betrachteten Zeitbereich auf ein Verzögerungsglied erster Ordnung reduziert worden. Für die Modellierung dieser Komponente wird auf die bereits angebenen Gleichungen verwiesen.

7.5.4 Synthese mit den Netzgleichungen

Dem im Folgenden beschriebenen Verfahren zur Synthese der FACTS-Element-Modelle mit den Netzgleichungen liegt das in Abschn. Abb. 7.46 angegebene Prinzip der Knotenstrominjektion zugrunde.

Das dynamische Verhalten des betrachteten Zeitbereichs wird kraftwerksseitig vorrangig durch die Rotordynamik der installierten Generatoren und deren Regelungseinrichtungen bestimmt. Da die Selbst- und Gegeninduktivitäten des Rotor- und Statorsystems von der Rotorstellung abhängig und damit zeitvariant sind, erfolgt eine Berechnung der dynamischen Ausgleichsvorgänge in einem transformierten Bezugssystem. Die dazu beispielsweise eingesetzte Parktransformation ermöglicht eine Beschreibung der Rotordifferentialgleichungen als lineares Differentialgleichungssystem mit konstanten Koeffizienten. Dabei werden die Real- und Imaginärteile der dreiphasigen Statorgrößen in Abhängigkeit von der Rotorstellung auf ein orthogonales Rotorbezugssystem (dq-System) transformiert. Die Eingangsgrößen des resultierenden Differentialgleichungssystems sind die Ausgangsgrößen der Regelkreise des Generator-Turbinensatzes und der Komponentenmodelle sowie die Statorströme. Als Ausgangsgröße folgt für jede Achse des Rotorbezugssystems eine zeitvariante Spannung, aus der durch Anwendung der inversen Parktransformation und der algebraischen Statorspannungsgleichungen die Generatorklemmenspannungen im Netzbezugssystem zu berechnen sind (für näheres s. Abschn. 10.1).

Aufgrund der algebraischen Formulierung der Statorgleichungen im Kurz- und Mittelzeitbereich muss das Netz, über das die Rückkopplung der Statorspannungen

auf die Statorströme erfolgt, ebenfalls über algebraische Gleichungen beschrieben werden. Dazu werden die algebraischen Netzgleichungen so umgestellt, dass die ersten Komponenten des Knotenstromvektors die komplexen Statorströme $\underline{i}_G$ des Netzbezugssystems enthalten (s. dazu auch Abschn. 10.3). Die weiteren Komponenten dieses Vektors repräsentieren die Nettoknotenströme an den Lastknoten $\underline{i}_L$. In dieser Anordnung wird die Knotenadmittanzmatrix in vier Untermatrizen zerlegt:

$$\begin{bmatrix} \underline{\vec{i}}_G \\ \underline{\vec{i}}_L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{GG} & \underline{Y}_{GL} \\ \underline{Y}_{LG} & \underline{Y}_{LL} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{\vec{u}}_G \\ \underline{\vec{u}}_L \end{bmatrix} = \underline{\vec{i}} = \underline{Y} \underline{\vec{u}}. \quad (7.133)$$

Knotenlasten werden über Lastadmittanzen in der Knotenadmittanzmatrix berücksichtigt, weil dadurch eine exaktere Modellierung als bei konstanten Knotenlasten oder Lasten linearer Spannungsabhängigkeit erreicht wird. Der Lastadmittanzvektor $\underline{y}_L$ findet ausschließlich in der Teilmatrix $\underline{Y}_{LL}$ Berücksichtigung:

$$\underline{Y}_{LL}^L := \underline{Y}_{LL} + \text{diag}(\underline{\vec{y}}_L) \Rightarrow \underline{\vec{i}} = \begin{bmatrix} \underline{i}_G \\ 0 \end{bmatrix}. \quad (7.134)$$

Der Knotenstromvektor wird identisch Null und damit eine analytische Lösung der Netzgleichungen ermöglicht. Während der dynamischen Simulation muss keine iterative Netzberechnung durchgeführt werden. Um diesen Vorteil auch bei einem Systemmodell mit FACTS-Elementen ausnutzen zu können, erfolgt hier die Modellsynthese anhand von Erweiterungen der Gl. (7.118) und (7.119).

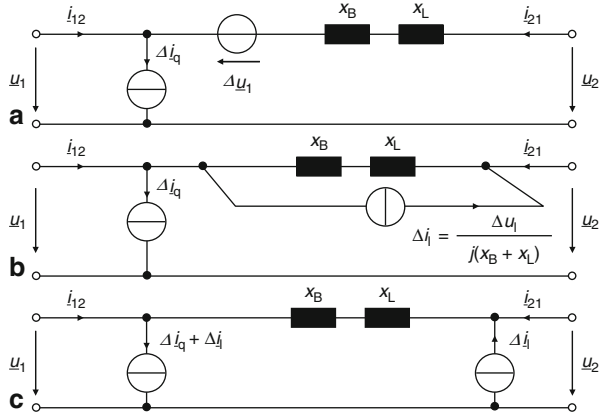
Während kraftwerksnah eingesetzte regelbare Betriebsmittel mit Eigendynamik über eine Einkopplung an den Einspeisungspunkten in die Netzgleichungen integriert werden können, erfordert die Berücksichtigung von nicht kraftwerksnah angeordneten Betriebsmitteln eine Erweiterung der Netzgleichungen mit den von regelbaren Betriebsmitteln eingepprägten komplexen Shuntströmen und Serienspannungen. Damit reduziert sich das Problem der Integration von Modellen von Shunt- und/oder Serienelementen in die Netzgleichungen auf die Integration von zusätzlichen Spannungs- und Stromquellen.

Eingepprägte Shuntströme ($\underline{i}_Q$) beeinflussen unmittelbar die Knotenstrombilanz, so dass Shuntstromquellen in den Netzgleichungen durch Addition berücksichtigt werden können. Da die Anzahl zusätzlicher Knotenströme nicht der Anzahl der Netzknoten entsprechen muss, erfordert die Berücksichtigung in den Netzgleichungen eine Koppelmatrix $\underline{K}_Q$. Die Anzahl der von Null verschiedenen Elemente dieser Matrix entspricht der Anzahl der Shuntstromquellen. Der Betrag eines jeden Elementes ist eins. Für die um zusätzliche Knotenströme erweiterten Netzgleichungen gilt:

$$\underline{\vec{i}} = \underline{Y}^L \underline{\vec{u}} + \underline{K}_Q \underline{\vec{i}}_Q. \quad (7.135)$$

Eingepprägte Serienspannungen $\underline{u}_1$ sind ohne Transformation auf elektrische Äquivalente in den knotenorientierten Netzgleichungen nicht zu berücksichtigen. Daher wird die Wirkung der Spannungsquellen auf in Serie geschaltete Impedanzen betrachtet.

Abb. 7.74 Schritte zur Umwandlung einer Serienschaltung in zwei gleichwertige Shuntstromquellen, Ausgangssituation (a), Umformung mit Stromquelle (b) und resultierendes Modell (c)



Da die Serienschaltung aus idealer Spannungsquelle und Impedanz auf das Netz wie die Einprägung von Knotenströmen am Anfang und Ende dieser Serienschaltung wirkt, können eingprägte Serienspannungen in der Knotenstrombilanz berücksichtigt werden (vgl. Abb. 7.74). Dazu ist eine Koppelmatrix $\underline{K}_L$ erforderlich, die die reziproken Impedanzen der Serienschaltung enthält. Aufgrund der Einkopplung von Serienspannungen über die Knotenstrombilanzen an den Anschlusspunkten des Betriebsmittels ist die Anzahl der von Null verschiedenen Elemente dieser Koppelmatrix doppelt so groß wie die Anzahl der Serienspannungsquellen. Für die um zusätzliche Serienspannungen erweiterten Netzgleichungen folgt:

$$\vec{i} = \underline{Y}^L \vec{u} + \underline{K}_L \vec{u}_1. \quad (7.136)$$

Die Zusammenfassung der Gleichungen ergibt die um zusätzliche Shuntströme und Serienspannungen erweiterte Netzgleichungen nach:

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} \vec{i}_G \\ 0 \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} \underline{Y}_{GG} & \underline{Y}_{GL} \\ \underline{Y}_{LG} & \underline{Y}_{LL} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vec{u}_G \\ \vec{u}_L \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \underline{K}_{GQ} \\ \underline{K}_{LQ} \end{bmatrix} \vec{i}_q + \begin{bmatrix} \underline{K}_{GL} \\ \underline{K}_{LL} \end{bmatrix} \vec{u}_1 \\ &= \underline{Y}^L \vec{u} + \underline{K}_Q \vec{i}_q + \underline{K}_L \vec{u}_1. \end{aligned} \quad (7.137)$$

In dieser Darstellung sind die Knotenlasten als Lastadmittanzen berücksichtigt. Der Stromvektor der linken Seite von Gl. (7.122) enthält ausschließlich die Generatorströme. Durch Aufspaltung der Knotenadmittanzmatrix und der Koppelmatrizen in Teilmatrizen folgt eine analytische Beschreibung der Generatorströme und Knotenspannungen als Funktion der Generatorspannungen und der durch die regelbaren Betriebsmittel eingprägten zusätzlichen Knotenströme und Serienspannungen:

$$\begin{aligned} \vec{u}_L &= -(\underline{Y}_{LL})^{-1} (\underline{Y}_{LG} \vec{u}_G + \underline{K}_{LQ} \vec{i}_q + \underline{K}_{LL} \vec{u}_1), \\ \vec{i}_G &= \underline{Y}_{GG} \vec{u}_G + \underline{Y}_{GL} \vec{u}_L + \underline{K}_{GQ} \vec{i}_q + \underline{K}_{GL} \vec{u}_1. \end{aligned} \quad (7.138)$$

Insgesamt ergibt sich mit dieser Beschreibung der Netzgleichungen und den linearen sowie nichtlinearen Differentialgleichungen der Generatoren, der regelbaren Betriebsmittel und aller Regelungseinrichtungen ein nichtlineares Differentialgleichungssystem.

7.6 Einsatzortbestimmung

Die Randbedingungen für die Baugröße eines Netzreglers hängt nicht allein von der zu erzielenden Wirkung im Netz, sondern insbesondere auch vom Einsatzort ab. Für einen wirtschaftlichen Einsatz von Netzreglern ist daher ein solcher Einsatzort zu bestimmen, an dem die Wirkung von Regelungseingriffen besonders effektiv ist. Zur Bestimmung der Einsatzorte von im Netz regelnder Betriebsmittel existieren viele verschiedene Verfahren. Eine einfache Möglichkeit besteht in der Analyse der Sensitivität einer zu regelnden Netzgröße gegenüber einem Betriebsmitteleingriff an einem bestimmten Einsatzort. Der Einsatzort mit der höchsten Sensitivität ist dann nach diesem Kriterium optimal. Beispielhaft für alle Netzregler werden hier die folgenden Fälle „Shuntelemente am Beispiel der Spannungsregelung und -stabilität“ sowie „Serielemente am Beispiel der Lastflussregelung und Verlustreduktion“ betrachtet.

Die Vorgehensweise stützt sich auf linearisierte Leistungsflussgleichungen. Bei Netzreglern, die sowohl Shunt- als auch Serielement-Charakter aufweisen (wie z. B. der UPFC) ist eine Kombination der hier vorgestellten Verfahren möglich. Alle vorgestellten Methoden beruhen auf einer Knoten-Zweig-Darstellung des Netzes. Die Verfahren liefern je einen Vektor, der – je nach Shunt- oder Serienanwendung – ein alle Knoten- bzw. Zweigelemente klassifizierendes Gütemaß enthält, sodass der im Sinne des angewandten Kriteriums optimale Einsatzort direkt entnehmbar ist. Da wirtschaftliche Kriterien, wie Expansionskosten von Unterstationen, nur schwer in die mathematische Analyse integrierbar sind, stellt das Ergebnis der Sensitivitätsanalyse die rein systemtechnische Dimension der Einsatzortbestimmung dar. In der praktischen Anwendung sind eben diese Faktoren weitergehend zu betrachten.

7.6.1 *Shuntelemente*

Aufgrund der üblicherweise schwachen Kopplung zwischen Blindleistungsinjektion und Wirkleistungsfluss bzw. starken Kopplung zwischen Nettoknotenblindleistung und Knotenspannung, ist ein Anwendungsgebiet von Shuntelementen die Spannungsstützung. Als mathematische Grundlage für die Sensitivitätsanalyse von Knotenspannungen bezüglich Blindleistungsinjektionen von Shuntelementen dienen die Gleichungen zur Bestimmung der Nettoknotenwirk- und -blindleistung. Alle Variablen gehen normiert in das Gleichungssystem ein. Die Sensitivitätsanalyse erfolgt anhand einer linearisierten Betrachtung durch partielle Differentiation nach Winkel

und Spannung.

$$\begin{aligned}
 p_i &= \sum_{k=1}^{nk} u_i u_j y_{ij} \sin(\vartheta_i - \vartheta_j - \alpha_{ij}), \\
 q_i &= \sum_{k=1}^{nk} u_i u_j y_{ij} \cos(\vartheta_i - \vartheta_j - \alpha_{ij}), \\
 \text{mit } \underline{y}_{ij} &= y_{ij} e^{j(\pi/2 - \alpha_{ij})}.
 \end{aligned} \tag{7.139}$$

Die die Ableitungen enthaltende Jacobi-Matrix $\mathbf{J}$ kann überdies als Matrix, bestehend aus den vier Untermatrizen $\mathbf{J}_{P\vartheta}$, $\mathbf{J}_{Pu}$, $\mathbf{J}_{P\vartheta}$ und $\mathbf{J}_{Qu}$ dargestellt werden:

$$\begin{bmatrix} \Delta \vec{p} \\ \Delta \vec{q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \mathbf{p}}{\partial \vartheta} & \frac{\partial \mathbf{p}}{\partial \mathbf{u}} \\ \frac{\partial \mathbf{q}}{\partial \vartheta} & \frac{\partial \mathbf{q}}{\partial \mathbf{u}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \vec{\vartheta} \\ \Delta \vec{\mathbf{u}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{J}_{P\vartheta} & \mathbf{J}_{Pu} \\ \mathbf{J}_{Q\vartheta} & \mathbf{J}_{Qu} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \vec{\vartheta} \\ \Delta \vec{\mathbf{u}} \end{bmatrix} = \mathbf{J} \begin{bmatrix} \Delta \vec{\vartheta} \\ \Delta \vec{\mathbf{u}} \end{bmatrix}. \tag{7.140}$$

Die für die Einsatzortbestimmung erforderliche Beschreibung der Spannungsänderungen Δu und Winkeländerungen $\Delta \vartheta$ in Abhängigkeit von den Blindleistungsänderungen Δq und Wirkleistungsänderungen Δp ist aus der Zerlegung der inversen Jacobi-Matrix bestimmbar. Hinsichtlich der Sensitivitätsanalyse werden im Weiteren nur die Nettoknotenblindleistungen betrachtet. Für die Knotenspannungsänderungen folgt dann:

$$\begin{aligned}
 \begin{bmatrix} \mathbf{H}_{P\vartheta} & \mathbf{H}_{Q\vartheta} \\ \mathbf{H}_{Pu} & \mathbf{H}_{Qu} \end{bmatrix} &:= \begin{bmatrix} \mathbf{J}_{P\vartheta} & \mathbf{J}_{Pu} \\ \mathbf{J}_{Q\vartheta} & \mathbf{J}_{Qu} \end{bmatrix}^{-1} \\
 \Rightarrow \Delta \vec{\mathbf{u}} &= \mathbf{H}_{Pu} \Delta \vec{p} + \mathbf{H}_{Qu} \Delta \vec{q} \approx \mathbf{H}_{Qu} \Delta \vec{q}.
 \end{aligned} \tag{7.141}$$

Ein Matrixelement aus Zeile i und Spalte j der durch die Inversion und Zerlegung bestimmten Matrix $\mathbf{H}_{Qu}$ repräsentiert in dem betrachteten Arbeitspunkt die Beeinflussung der Knotenspannung u_i durch kompensatorische Maßnahmen in Knoten j . Die quadratische Norm einer Spalte von $\mathbf{H}_{Qu}$ liefert ein Maß für den Einfluss einer Knotenblindleistungsänderung auf die Knotenspannungen. Verringert um die Standardabweichung dieser Spalte folgt ein Gütevektor x_u , dessen Komponenten qualitativ einen der n_k Netzknoten als Einsatzort eines querkompensierenden Betriebsmittels bewertet:

$$\begin{aligned}
 x_{u(i)} &= \sqrt{\sum_{j=1}^{nk} \left(\mathbf{H}_{Qu(j,i)} \right)^2} \\
 &- \sqrt{\frac{1}{nk} \sum_{j=1}^{nk} \left(\left(\frac{1}{nk} \sum_{k=1}^{nk} \mathbf{H}_{Qu(k,i)} \right) - \mathbf{H}_{Qu(j,i)} \right)^2}; \quad i = 1 \dots nk.
 \end{aligned} \tag{7.142}$$

Zusätzlich zu dieser Bewertung ermöglicht diese Darstellung eine sehr einfache Bewertung des Einflusses eines Shuntelementes auf die Spannungsstabilität. Ein Kriterium für den Übergang von einem spannungsstabilen auf einen spannungsinstabilen Arbeitspunkt ist ein Vorzeichenwechsel in der Determinanten der Jacobi-Matrix [27]. Im Übergang auf einen spannungsinstabilen Zustand weist die Determinante der Jacobi-Matrix einen Vorzeichenwechsel auf, da Hauptdiagonalelemente der Untermatrix $\mathbf{J}_{Qu}$ zu Null werden. In einem ersten Schritt wird die Systemdynamik vernachlässigt. Dann repräsentieren betragsmäßig große Werte Knoten mit hoher Spannungsstabilität. Zur Beurteilung aller Netzknoten werden die Hauptdiagonalelemente der Untermatrix $\mathbf{J}_{Qu}$ auf einen Vektor $\vec{x}_s$ abgebildet. Dessen Komponenten können Werte aus dem Intervall [0..1] annehmen:

$$\vec{x}_s = \left[|J_{Qu(1)}|^{-1}, |J_{Qu(2)}|^{-1}, \dots, |J_{Qu(n_k)}|^{-1} \right]^T \min_{\forall k=1 \dots n_k} \left(|J_{Qu(k)}|^{-1} \right). \quad (7.143)$$

Werte von Knoten, an denen diese Werte nahe eins liegen sind damit weniger gefährdet also solche, deren Bewertung nahe null ausfällt. An diesen Knoten wäre eine Spannungsstützung durch Blindleistungsinjektion stabilitätsfördernd. Allgemein reichen die dafür einsetzbaren Technologien von geschalteten Shuntkompensatoren über thyristorgeregelte statische Shuntkompensatoren (SVC) bis hin zu Shuntkompensatoren auf Basis selbstgeführter Umrichter (STATCOM).

7.6.2 Serienelemente

Der Einsatz von Serienelementen zielt vornehmlich auf die Regelung der Leistungsflüsse über einen Übertragungspfad. Dabei ist vornehmlich eine Beeinflussung der Wirkleistung von Interesse, während die übertragene Blindleistung nach Möglichkeit nur wenig beeinflusst werden soll. In Übertragungspfaden mit kleinem R/X-Verhältnis kann diese Entkopplung durch Serienkompensation nahezu vollständig erreicht werden. Solche physikalischen Verhältnisse liegen i. d. R. bei Freileitungen im 50-Hz- oder 60-Hz-Übertragungsnetz vor. Bei kleinen R/X-Verhältnissen ist die übertragene Wirkleistung neben den physikalischen Parametern der Leitung maßgeblich durch die Winkeldifferenz zwischen Anfang und Ende der Übertragungsstrecke bestimmt. Leistungsflussregelung wird hier also durch eine mittelbare oder unmittelbare Regelung des Übertragungswinkels realisiert.

Während die mittelbare Winkelregelung über Betriebsmittel mit Serienspannungseinkopplung erfolgt, wirken Serienkompensatoren mit „Reaktanzkompensation“ nur mittelbar auf den Übertragungswinkel. Der Übertragungswinkel ist in beiden Fällen Ausgangspunkt für eine Sensitivitätsanalyse zur Bestimmung der optimalen Einsatzorte hinsichtlich Verlustreduktion und Leistungsflussregelung. Ausgehend vom DC-Leistungsfluss (vgl. Abschn. 14.2.1 und 14.2.2) in p.u. und für $u=1$ gilt:

$$\text{Knotenleistung} \quad p_i = \sum_{k=1}^{n_k} b_{ik} \vartheta_{ik}, \quad \vartheta_{ik} = \vartheta_i - \vartheta_k$$

$$\begin{aligned}
\text{Zweigleistung} \quad p_{ik} &= -b_{ik}^{(b)} \vartheta_{ik} \\
\text{Zweigverluste} \quad p_{vik} &= g_{ik}^{(b)} \vartheta_{ik}^2 \\
\text{mit} \quad b_{ik} &= \text{Im } \{ \} \text{ der Knotenadmittanz} \\
g_{ik}^{(b)} + j b_{ik}^{(b)} &= \text{Zweigadmittanz}
\end{aligned} \tag{7.144}$$

Wie in Abschn. 14.2.1 beschrieben, gilt folgende Beziehung zwischen der Zweigleistung und Knotenleistung bei Berücksichtigung der Leistungsbilanz:

$$\begin{aligned}
p_{ik} &= b_{ik}^{(b)} \sum_{j=2}^n ((b^{-1})_{ij} - (b^{-1})_{kj}) p_j, \quad ik = 1..n. \\
\text{mit} \quad (b^{-1})_{1j} &= (b^{-1})_{j1} = (b^{-1})_{11} = 0 \\
\mathbf{b} &= (n-1) \times (n-1) - \text{Matrix der Knotenadmittanzen} \\
l &= \text{Bezugsknoten} \\
p_j &= \text{frei festlegbare Leistungen}
\end{aligned} \tag{7.145}$$

Davon ausgehend lässt sich leicht die Abhängigkeit der Leistung im Zweig pq von der Einführung eines Zusatzwinkels im Zweig jk ableiten:

$$\begin{aligned}
p_{pq} &= b_{pq}^{(b)} \sum_{j=2}^n [(b^{-1})_{pj} - (b^{-1})_{qj}] \sum_{k=1}^n b_{jk} \vartheta_{jk} = \sum_{jk=1}^{n_z} v_{pqjk} \vartheta_{jk}, \\
v_{pqjk} &= \frac{\partial p_{pq}}{\partial \vartheta_{jk}} = b_{pq}^{(b)} [(b^{-1})_{pj} - (b^{-1})_{qj} - (b^{-1})_{pk} + (b^{-1})_{qk}] b_{jk}.
\end{aligned} \tag{7.146}$$

Dabei ist $n_z = \text{Anzahl Zweige}$, womit auch der Verteilungsfaktor berechnet ist. Was die Verluste betrifft, folgt:

$$p_v = \sum_{pq=1}^{nk} g_{pq}^{(b)} \vartheta_{pq}^2 = \sum_{pq=1}^{n_z} \frac{g_{pq}^{(b)}}{b_{pq}^{(b)^2}} p_{pq}^2 = \sum_{pq=1}^{n_z} r_{pq} p_{pq}^2 \tag{7.147}$$

und für kleine Änderungen durch Linearisierung:

$$\Delta p_v = \sum_{pq=1}^{n_z} 2r_{pq} p_{pq0} \Delta p_{pq}, \tag{7.148}$$

und schließlich durch Berücksichtigung der obigen Gl., ebenfalls für Änderungen geschrieben:

$$\begin{aligned}
\Delta p_v &= \sum_{pq=1}^{n_z} 2r_{pq} p_{pq0} \sum_{jk=1}^{n_z} v_{pqjk} \Delta \vartheta_{jk} = \sum_{jk=1}^{n_z} \alpha_{jk} \Delta \vartheta_{jk}, \\
\text{mit } \alpha_{jk} &= \frac{\partial p_v}{\partial \vartheta_{jk}} = \sum_{pq=1}^{n_z} r_{pq} 2p_{pq0} v_{pqjk}.
\end{aligned} \tag{7.149}$$

In einem Gütevektor zusammengefasst repräsentieren diese Sensitivitäten eine geschlossene Zweigbewertung bezüglich der Effektivität eines Serienelementes in einem Zweig hinsichtlich der Reduktion von Netzverlusten. Bei Einsatzorten hoher Eignung liegt der Betrag der Vektorkomponente nahe eins. Weniger geeignete Einsatzorte sind durch kleine Beträge gekennzeichnet.

$$\vec{x}_v = [\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_{n_z}]^T \frac{1}{\max_{\forall jk=1\dots n_z} (\alpha_{jk})} \quad (7.150)$$

Die Verteilungsfaktoren lassen nicht nur eine Bewertung des Einflusses von Serienelementen auf die Netzverluste zu, sondern ermöglichen auch eine Bewertung der Effektivität dieser Elemente zur Leistungsflussregelung. Da das Maß für die Beeinflussungsmöglichkeit eines Leistungsflusses in Zweig pq durch einen Regelungseingriff in Zweig ij über einen Verteilungsfaktor v_{pqij} beschrieben wird, besteht die Möglichkeit, die Sensitivität bzgl. der Umlastung unmittelbar aus diesem Faktor anzugeben.

$$x_{pq} = \sum_{ij=1}^{n_z} g_{ij} \beta_{ij} |v_{pqjk}| \quad (7.151)$$

Bei dieser Darstellung handelt es sich um eine inkrementelle Betrachtungsweise. Zur Berücksichtigung typischer Vorbelastungen einer Leitung muss zur Bestimmung der Sensitivität x_{pq} jeder betrachtete Verteilungsfaktor entsprechend typischer Belastungsgrade β_{ij} und Signifikanz dieser Belastungsgrade g_{ij} gewichtet werden. Der Betrag dieser Faktoren ist von der Struktur des betrachteten Systems abhängig und kann nicht allgemein angegeben werden.

7.6.3 Betrachtung Netzdynamik

Ausgehend von der linearisierten Darstellung des dynamischen Systemmodells ist die Analyse des Einflusses von FACTS-Elementen, auf die mit den Leistungspendungen korrelierten kritischen Eigenwerten. Kritische Eigenwerte sind Eigenwerte, die bei einer impulsförmigen Anregung den größten Beitrag zu einem quadratischen Gütemaß nach Gl. 15.137 liefern.

$$J = \sum_{\forall k} J_k = \sum_{i=1}^{n_g} \int_0^{\infty} [y^i(t)]^T \mathbf{Q} [y^i(t)] dt \quad (7.152)$$

Dabei ist $y^i(t)$ die Impulsantwort des Systems, wenn an der i -ten Maschine eine Impulsfunktion als Eingangsgröße aufgeschaltet wird und alle anderen Eingangsgrößen zu Null gewählt werden. Dieses Verfahren ist als Ergänzung zu der heute weit verbreiteten Modalanalyse zu sehen. Bei dieser wird der Ausgangsgrößenverlauf nach einer sprungförmigen Anregung betrachtet.

Grundlage des hier angegebenen Verfahrens ist die Aufschaltung einer Impulsfunktion als Eingangsgröße. Theoretisch spiegelt diese das gesamte Frequenzspektrum wider. Daher kann der Einfluss eines Eigenwertes λ_i auf das Gütemaß J unabhängig von der Art der Systemanregung bestimmt werden. Zur Identifikation kritischer Eigenwerte in Bezug auf Leistungspendelungen eignen sich besonders impulsförmige Wirkleistungsänderungen an den Generatoren.

Alle Anteile J_k der Eigenbewegung an J können bei einer impulsförmigen Eingangsanregung einzeln bewertet werden. Dies wird hier im Rahmen der Einsatzortbewertung neben der Bestimmung der kritischen Eigenwerte hauptsächlich zur Bewertung von Regelungseingriffen in Bezug auf die Dämpfung von Leistungspendelungen ausgenutzt. Daraus ergeben sich, in Ergänzung zu der bei der Einsatzortbestimmung eingesetzten modalen Zustandsdekomposition, die genannten Informationen.

Nachdem die kritischen Eigenwerte λ_i bestimmt sind, liegen die entsprechenden Komponenten des Gütemaßes J vor. Wird in eine Leitung des Netzes eine Serienspannung oder ein Shuntstrom impulsförmig eingeprägt, entsprechen die korrelierten Komponenten des Gütemaßes dem Dämpfungseinfluss auf die kritischen Eigenwerte.

In Bezug auf die zuvor entwickelten Betriebsmittelmodelle prägen FACTS-Elemente Shuntströme und Serienspannungen nach Betrag und Phase ein, wodurch das Gesamtsystem als nichtlineares Differentialgleichungssystem vorliegt. In der linearisierten Darstellung muss daher eine betragsmäßige Einkopplung von Zusatzspannungen und -strömen erfolgen. Während bei Shunt- und Serienelementen ein Übergang auf betragsmäßige Ausgangsgrößen keine Einschränkung der Funktionalität bedeutet, muss die Wirkung von Shunt- und Serienelementen in reine Längs- und Querregelung aufgespalten werden.

Aus der Linearisierung des nichtlinearen Differentialgleichungssystems folgt das der Einsatzortbestimmung zugrunde liegende Systemmodell. Damit wird der Einfluss von Regelungsmaßnahmen am Einbauort auf Leistungspendelungen bewertet, die bei entsprechender Wahl von $\mathbf{Q}$ durch den Verlauf der Rotorbewegungen ω_i und die von den Generatoren abgegebenen elektrischen Leistungen p_{Gi} beschrieben werden. Die Matrix $\mathbf{Q}$ ist eine reine Diagonalmatrix:

$$\mathbf{Q} = \text{diag}([\mathbf{q}_{i,i}]^T); \quad \mathbf{q}_{i,i} = 1 \vee 0. \quad (7.153)$$

Anhand der Ausgangsgrößenanordnung im Ausgangsvektor werden die Elemente der Matrix $\mathbf{Q}$ so gewählt, dass sich folgende Gütemaße für die Rotorfrequenzen und elektrischen Leistungen ergeben:

$$\begin{aligned} J_{\omega_{pq}} &= \sum_{i=l}^{n_g} \int_0^{\infty} [\omega_i^m(t)]^2 dt - \sum_{\forall k \neq pq} J_{\omega k}, \\ J_{p_{Gpq}} &= \sum_{i=l}^{n_g} \int_0^{\infty} [p_{Gi}^m(t)]^2 dt - \sum_{\forall k \neq pq} J_{p_{Gk}}. \end{aligned} \quad (7.154)$$

Dabei geben $J_{\omega_{pq}}$ und $J_{PG_{pq}}$ den Anteil an der Dämpfung eines kritischen Eigenwertes k an, den ein am Einsatzort pq installiertes FACTS-Element erzielen kann. Die Darstellung über zwei Güteindizes bietet den Vorteil einer differenzierten Beurteilung der Dämpfungsregelung hinsichtlich der elektromechanischen Beanspruchung des Generator-Turbosatzes. In Bezug auf die Einsatzortbewertung unter Berücksichtigung mehrerer Systemzustände muss aus diesen Gütemaßen der die Dämpfung charakterisierende Gütevektor komponentenweise bestimmt werden:

$$x_{D_i} = \frac{J_{\omega_i} + J_{PG_i}}{\sum_{\forall pq} (J_{\omega_{pq}} + J_{PG_{pq}})} . \quad (7.155)$$

7.7 Einfluss auf die transiente Winkelstabilität

Nach Vorstellung der allgemeinen Struktur von FACTS-Elementen und Gütekriterien zur Einsatzortplanung liegt der Schwerpunkt dieses Unterkapitels in der Beschreibung möglicher Ansätze zur Verbesserung der transienten Stabilität (s. auch Kap. 3). Die Dämpfungsregelung, wie zuvor erwähnt, ist dabei nur ein Aspekt in diesem Zusammenhang. Da hierfür die verschiedensten Ansätze existieren wird an dieser Stelle darauf nicht näher eingegangen.

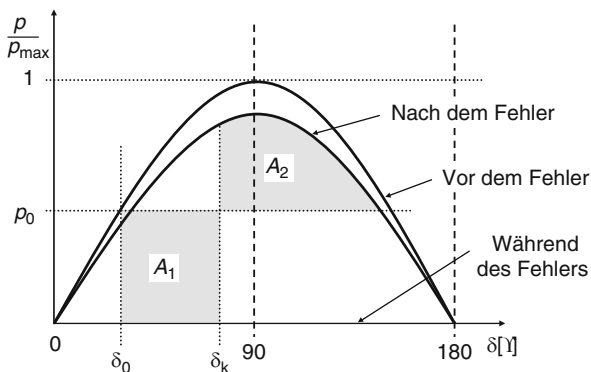
Der Schwerpunkt orientiert sich voranging auf bereits an vielen Stellen beschriebenen Strategien zur Stabilitätsverbesserung (s. auch Abschn. 3.2.3). Die im Folgenden skizzierten Mechanismen sollen in erster Linie das Verständnis für den eigentlichen Regelungsvorgang vergrößern. Sie geben Auskunft darüber, wie durch zusätzliche Eingriffe die transiente Stabilität verbessert werden kann.

7.7.1 Allgemeine Betrachtung

Ein Ansatz zur transienten Stabilitätsuntersuchung geht von der Energieerhaltung aus. Tritt im Übertragungsnetz ein Fehler auf und verringert sich als Folge für die Dauer des Fehlers die Last an einem Generator, wird die nicht an das Netz abgebbare elektrische Energie in Rotationsenergie gespeichert. Als Folge vergrößert sich die Drehzahl des Rotors und damit ebenso der Polradwinkel. Nach Fehlerklärung muss die so gespeicherte Energie wieder an das Netz abgegeben werden, um den Rotor auf die Nenndrehzahl abzubremesen. Die von der Leistungs-Winkel-Trajektorie im P - ϑ -Diagramm umschlossenen Flächen können als Maß für die Stabilität herangezogen werden (Abb. 7.75).

Das Stabilitätskriterium nach dem sogenannten Flächensatz (s. auch Abschn. 3.3 sowie [17]) besagt, dass die Stabilität bei dieser Störung gewahrt bleibt, wenn die Fläche A_1 kleiner als die Fläche A_2 ist. Die Fläche A_1 wird als Beschleunigungsfläche, die Fläche A_2 als Bremsfläche bezeichnet. Anschaulich repräsentiert A_1 die während der Beschleunigungsphase eingespeicherte Energie während A_2 die

Abb. 7.75 P - δ -Diagramm eines Synchrongenerators am starren Netz mit Beschleunigungsfläche und Bremsfläche zur Verdeutlichung des Flächensatzes



Energiemenge repräsentiert, die in das Netz wieder eingespeist wird, ohne dass der Synchronismus verloren geht. Für die weitere Betrachtung sei dieser Flächensatz zu Grunde gelegt. Die Regelungsstrategie von FACTS-Elementen für die Verbesserung der transienten Stabilität baut also auf diesem Zusammenhang auf. Neben diesem Stabilitätskriterium soll an erster Stelle gezeigt werden, dass die transienten Vorgänge in verschiedene Phasen unterteilt werden können. Als Basis für die folgenden Betrachtungen wird ein einfaches Übertragungssystem mit einem über eine Leitung in ein starres Netz einspeisenden Synchrongenerator betrachtet. In der Mitte der Leitung sei ein FACTS-Element eingebaut (Abb. 7.76).

Zunächst erfolgt eine allgemeine Betrachtung des Systemverhaltens ohne FACTS-Elemente. Als Störung sei ein dreiphasiger Kurzschluss an den Generatorklemmen angenommen. Die Kurzschlussklärung erfolgt mittels Kurzunterbrechung. Zur Diskussion des Systemverhaltens werden die Wirkleistungsabweichung bzw. die Änderung des Drehmomentes an der Generatorwelle, die Winkel- und Drehzahlabweichung betrachtet. Die zeitlichen Verläufe dieser Größen sind in Abb. 7.77 dargestellt (vgl. auch Abb. 7.78).

Nach Fehlereintritt (1) steigt die Wirkleistungsabweichung im idealisierten Fall sprunghaft an. Da die korrespondierende Energie nicht eingespeist werden kann, ist eine Rotorbeschleunigung die Folge. Gleichzeitig vergrößert sich der Polradwinkel. Nach Wiederschaltung der Last, also nach Fehlerklärung (2), gibt der Generator die

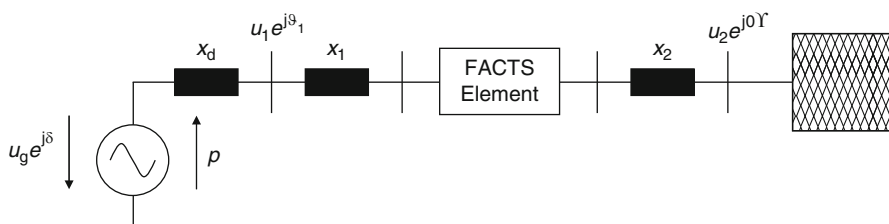


Abb. 7.76 Einphasiges Ersatzschaltbild des Modellsystems zur Untersuchung der Regelungsstrategien

Abb. 7.77 Zeitliche Verläufe der Wirkleistungs-, Winkel- und Drehzahlabweichung bei dreiphasigem Fehler mit anschließender Kurzunterbrechung im hier betrachteten Modellsystem

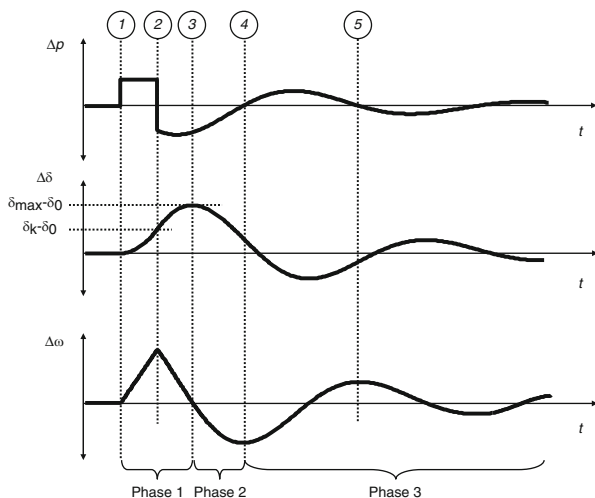
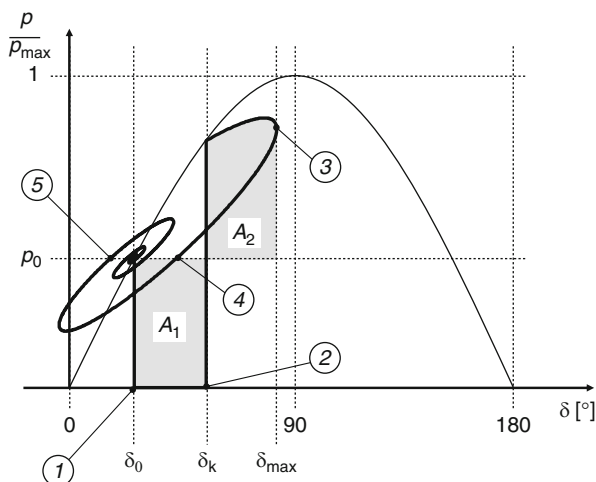


Abb. 7.78 P - δ -Diagramm des betrachteten Modellsystems Trajektorie während der betrachteten Störung



überschüssige Energie wieder an das Netz ab. Da die Rotordrehzahl zwar abnimmt, aber immer noch zu groß ist, steigt der Polradwinkel weiter, bis die Drehzahl wieder den Nennwert erreicht hat (3). Nun verursacht der noch zu große Polradwinkel eine weitere Energieabgabe des Generators, der weiter gebremst wird. Die Drehzahlabweichung wird negativ, der Polradwinkel verringert sich und die eingespeicherte Energie wird vollständig abgegeben (4). Aufgrund der noch vorherrschenden Inkonsistenz zwischen Drehzahl, Polradwinkel und Leistung, schwingt das System um den Arbeitspunkt vor dem Fehler.

Durch die in diesem Beispiel angenommene natürliche Dämpfung klingt die Schwingung nach einigen Perioden ab. Zur Veranschaulichung ist die Trajektorie

im $P-\vartheta$ -Diagramm in Abb. 7.78 dargestellt. Hier ist ebenfalls deutlich der erste Unterschwinger der Wirkleistungsabgabe bis Punkt (3) zu erkennen. Außerdem wird deutlich, dass nach Passieren von Punkt (3) eine gedämpfte Schwingung um den Arbeitspunkt vor der Störung einsetzt.

Aus der Betrachtung des zeitlichen Verlaufes der Zustandsgrößen sowie der Trajektorie im $P-\vartheta$ -Diagramm folgt eine Unterteilung der dynamischen Vorgänge in drei im Folgenden skizzierte signifikante Phasen:

- **Phase 1:** Beschleunigungsphase, beginnt mit Fehlereintritt und endet mit erstem Nulldurchgang der Drehzahlabweichung nach Fehlereintritt
- **Phase 2:** Bremsphase, beginnt beim ersten Erreichen des maximalen Polradwinkels und endet mit dem ersten Erreichen der vor dem Fehler eingespeisten Wirkleistung nach Fehlereintritt.
- **Phase 3:** Beginnt nach dem ersten Erreichen der vor dem Fehler eingespeisten Wirkleistung und dauert bis zum vollständigen Abklingen der Schwingung um den Arbeitspunkt vor Eintritt des Fehlers.

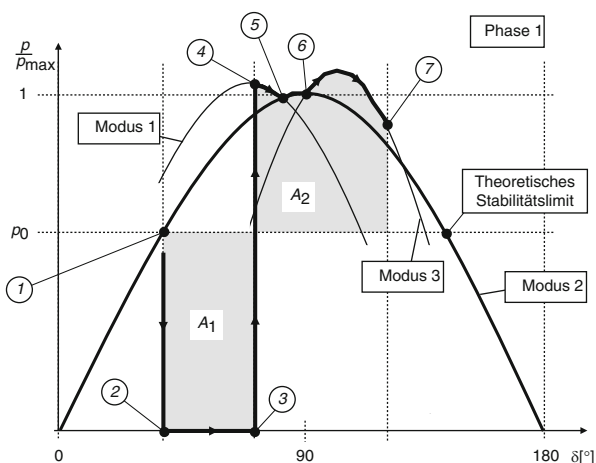
Kann die überschüssige Energie im Rotor während Phase 1 nicht abgegeben werden, wird das System instabil, da in diesem Fall der Polradwinkel weiter steigt. Daher ist diese Phase für den Erhalt der transienten Stabilität besonders wichtig. Für den Fall der Wahrung der transienten Stabilität gibt die englischsprachige Literatur auch den Begriff der „1st Swing Stability“ an. Die „1st Swing Stability“ ist gegeben, wenn Phase 1 verlassen wird. Maßgeblich für das Verlassen von Phase 1 ist die Bremsfläche A_2 . Maßnahmen zur Verbesserung der transienten Stabilität setzen daher an der Vergrößerung der Bremsfläche A_2 an.

7.7.2 Allgemeiner Ansatz

Eine Verbesserung der Stabilität setzt bei Veränderung der Übertragungscharakteristik zwecks Vergrößerung der Bremsfläche (A_2) für die Generatoren an. Je nach Eingriffsmöglichkeiten der verschiedenen FACTS-Elemente sollte das übergeordnete Ziel der Dämpfungsregelung die Maximierung dieser Bremsfläche sein. Die Größe der Beeinflussung der Übertragungscharakteristik ist durch die Bemessungsgrößen der FACTS-Elemente begrenzt. Dies ist bei der Auslegung der Geräte zu berücksichtigen, um eine Verbesserung der transienten Stabilität zu erzielen. Obwohl die in den vorangestellten Abschnitten beschriebenen FACTS-Elemente sich mitunter grundsätzlich in Aufbau und Funktionsweise unterscheiden, gibt es Gemeinsamkeiten im Betrieb, da die gleichen Zustandsgrößen im Netz beeinflusst werden. Die übergeordneten Ziele der Dämpfungsregelung sind gleich. Hauptziel ist die Wahrung der transienten Stabilität. Weiterhin soll der erste Überschwinger (Phase 1) des Rotors sowie die Schwingung zurück zum Arbeitspunkt (Phase 2) minimiert werden. Die dann auftretenden Schwingungen (Phase 3) sind möglichst effektiv zu dämpfen.

Zunächst unabhängig von den FACTS-Element-Ausführungen folgt daraus eine allgemeine Regelungsstrategie; hier diskutiert anhand des Übertragungsmodells

Abb. 7.79 P- ϑ -Diagramm mit Trajektorie für Phase 1



aus Abschn. 7.3.4. Dazu sei zunächst ein FACTS-Element angenommen, dass die Übertragungscharakteristik beeinflussen kann und die drei in Abb. 7.79 skizzierten Betriebsmodi aufweist, d.h. drei P- ϑ -Kurven einstellen kann. Modus 2 entspricht dem System ohne Regelung. Ausgehend vom stationären Arbeitspunkt (1) läuft der Arbeitspunkt während des Fehlers über (2) zu (3). Die Regelung des FACTS-Elementes ist hier in Modus 2. Nach Wiedereinschaltung der Leitung ist eine möglichst große Bremsfläche zu erzielen. Daher erfolgt eine Umschaltung auf die Übertragungscharakteristik nach Modus 1. Die Beschleunigungsfläche A_2 wird dann maximal, wenn die während der Phase 1 abgegebene Wirkleistung ebenfalls maximal wird. Mit weiter steigendem Polradwinkel schaltet der Betriebsmittelregler bei Erreichen von (5) auf Modus 2 und in (6) auf Modus 3 um. Mit Erreichen von (7) endet Phase 1. Punkt (7) repräsentiert den ersten Nulldurchgang der Drehzahlabweichung bzw. den maximalen Polradwinkel während dieses dynamischen Vorgangs.

In Phase 2 schwingt der Rotor in die entgegengesetzte Richtung (negative Drehzahlabweichung). Einerseits ist durch die Regelung weiterhin der Energieüberschuss abzubauen. Dies spricht für einen Weiterbetrieb in Modus 3, da hier die größte Leistungsabgabe vorliegt. Andererseits führt eine zu starke Bremsung des Rotors zu einer größeren Schwingungsamplitude bei der Schwingung um den Arbeitspunkt vor Fehlereintritt.

Das Ziel der Regelung in Phase 2 ist daher, die noch existierende Drehzahlabweichung auszuregulieren und die Schwingungsamplitude für Phase 3 möglichst klein zu halten. Der Arbeitspunkt wandert dann zunächst auf der P- ϑ -Kurve für Modus 3 zurück (Abb. 7.80). Nahe dem Nulldurchgang der Wirkleistungsabweichung erfolgt in (8) eine Umschaltung auf Modus 1 (Punkt (9)). Von hier aus gilt es die Regelung so einzustellen, dass bei Erreichen des minimalen Winkels (also des ersten Unterschingers der Winkelabweichung im Zeitverlauf) der Rotor nicht unnötig gebremst oder beschleunigt wird. Daher läuft der Betriebspunkt zunächst in den Bremsbereich hinein. Um die abgegebene Bremsenergie zu verringern, schaltet der

Abb. 7.80 P- δ -Diagramm mit Trajektorie für Phase 2

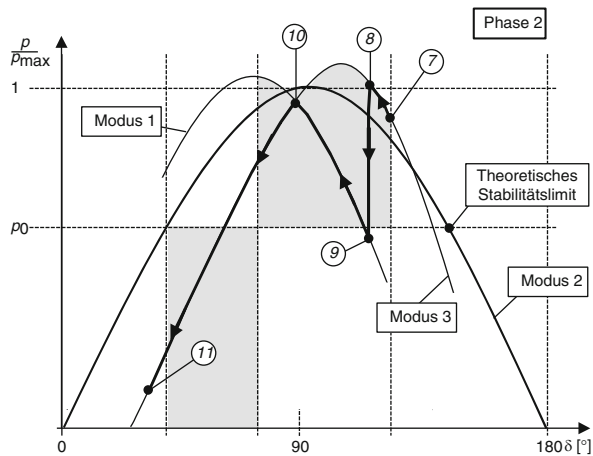
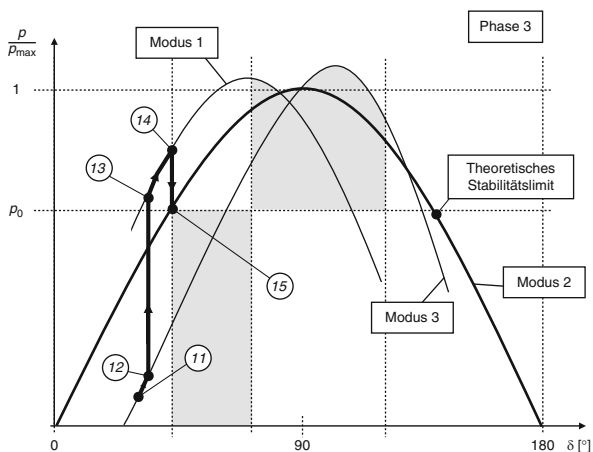


Abb. 7.81 P- δ -Diagramm mit Trajektorie für Phase 3



Regler in (10) auf Modus 3 um. Hier findet bei dem immer noch großen Polradwinkel die geringste Leistungsabgabe für den folgenden Verlauf statt. In Modus 3 verbleibt der Regler bis zum Erreichen des minimalen Polradwinkels in (11). Ab hier startet die Dämpfungsregelung für die verbleibende Schwingung um den Arbeitspunkt vor Fehlereintritt.

Phase 3 repräsentiert hauptsächlich die verbleibende Schwingung um den Arbeitspunkt im ungestörten Betrieb. Die verschiedenen Verfahren zur Dämpfung dieser Schwingung sind hier nicht angegeben. Dennoch sei in dem hier idealisierten Fall auf die theoretische Möglichkeit hingewiesen, den stationären Arbeitspunkt direkt anzufahren (Abb. 7.81). Nach Erreichen von (11) nimmt der Polradwinkel aufgrund der in diesem Punkt zu wenig abgegebenen Generatorleistung zu; der Rotor wird erneut beschleunigt. Da mathematisch die zeitliche Ableitung der Winkeländerung die Drehzahlabhängigkeit ergibt, liegt bei einem Extremwert der Winkeländerung

in Punkt (11) der Nulldurchgang des Zeitverlaufs der Drehzahlabweichung vor (der gleiche Zusammenhang gilt auch für Punkt (7) in Phase 1).

Nach Verlassen von Betriebspunkt (11) bei leicht positiver Drehzahlabweichung und immer noch zu kleinem Polradwinkel ist die erneute Beschleunigung des Rotors durch ein Umschalten auf (13) in Modus 1 zu bremsen. Dabei ist der Umschaltpunkt (12) so zu wählen das in Punkt (14) die Drehzahlabweichung zu null geworden ist. Punkt (14) repräsentiert überdies einen Arbeitspunkt mit dem Polradwinkel vor Eintritt der Störung. Durch eine Umschaltung auf Modus 2 wird automatisch die Wirkleistungsabgabe vor Störungseintritt wieder eingestellt. Die dynamischen Vorgänge sind dann bei Erreichen von (15) vollständig gedämpft. In Zusammenfassung folgt für die Regelungsstrategie in den einzelnen Phasen:

- Phase 1: Bremsfläche während der ersten Schwingung maximieren
- Phase 2: Möglichst ausgeglichene Beschleunigungs- und Bremsenergiebilanz während der Verringerung des Polradwinkels
- Phase 3: Dämpfung der verbleibenden Schwingung um den stationären Arbeitspunkt

7.7.3 Ausführungsbeispiele

Die im vorherigen Abschnitt beschriebene Strategie zur Verbesserung der transienten Stabilität unterliegt idealisierten Bedingungen. Die spezifischen Betriebsmittelcharakteristiken der einzelnen FACTS-Elemente sind nicht berücksichtigt worden. Nach der hier gemachten Unterteilung des dynamischen Verhaltens in drei Phasen wurde deutlich, dass insbesondere Phase 1 und Phase 2 einen Einfluss auf die transiente Stabilität haben.

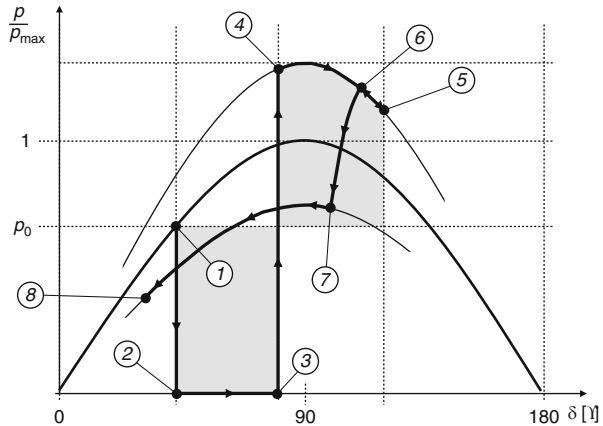
Während die Regelungsstrategie in Phase 1 und Phase 2 direkt die transiente Stabilität beeinflusst ist die Zielsetzung für Phase 3, die Dämpfung der Schwingungen um den stationären Arbeitspunkt. Da hierfür eine Vielzahl von Ansätzen besteht, ist in den Ausführungsbeispielen nur Phase 1 und Phase 2 näher betrachtet. Beispiele für weitere Ausführungen finden sich beispielsweise in [3, 18, 19]. Die angewendete Strategie folgt nach dem beschriebenen Verfahren und basiert auf dem Flächensatz.

7.7.3.1 SVC, STATCOM, TCSC, SSSC und UPFC

Wichtig für die Ableitung einer spezifischen Regelstrategie für Phase 1 und Phase 2 ist die Beeinflussungsmöglichkeit eines FACTS-Elementes bezüglich der P - ϑ -Charakteristik einer Übertragungsstrecke. Vor diesem Hintergrund weisen die Betriebsmittel SVC, STATCOM, TCSC, SSSC und UPFC als wesentliche Vertreter der Shunt- und/oder Serienelemente, ein ähnliches Betriebsverhalten auf (Abb. 7.82). Alle diese FACTS-Elemente erlauben in einem Bereich um $\delta = 90^\circ$ ein Absenken oder Anheben der P - ϑ -Kurve. Wie gezeigt, ist gerade dieser Bereich für eine Regelungsstrategie von besonderem Interesse.

Bis zur Fehlerklärung in (3) besteht keine Einflussmöglichkeit durch FACTS-Elemente. Während der ersten Schwingung in Phase 1 gilt es die Bremsfläche zu

Abb. 7.82 P- ϑ -Diagramm mit Trajektorie für die beschriebene Regelungsstrategie für die Betriebsmittel SVC, STATCOM, TCSC, SSSC und UPFC



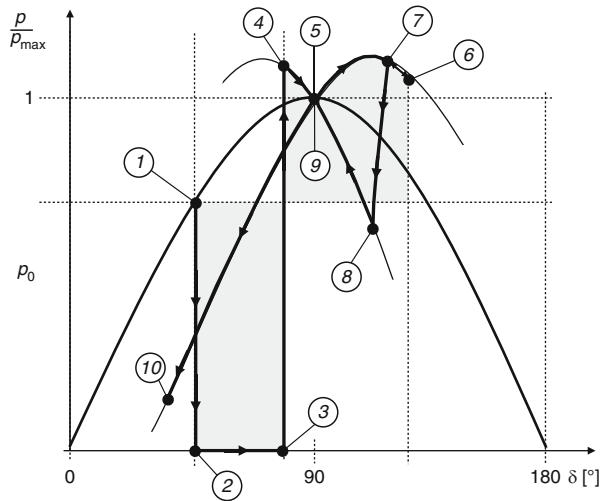
maximieren. Dies wird durch die Einstellung – mit den jeweils zur Verfügung stehenden Steuergrößen – der P- ϑ -Kurve mit der größten maximalen Übertragungsleistung erreicht (Punkt (4)). Nach Nulldurchgang der Drehzahlabweichung in (5) erfolgt zwecks gleichmäßiger Aufteilung der Brems- und Beschleunigungsenergie die Umschaltung auf die P- ϑ -Kurve mit der kleinsten maximalen Übertragungsleistung (7). Auf dieser Kurve läuft der Betriebspunkt bis zum Erreichen des zweiten Nulldurchgangs der Drehzahlabweichung in (8). Dort setzt die hier nicht näher betrachtete Dämpfungsregelung ein. Zur näheren Beschreibung der korrespondierenden Stellgrößen der einzelnen FACTS-Elemente sei auf Abschn. 15.4 verwiesen.

7.7.3.2 QBT

Der QBT weist im Vergleich zu den zuletzt betrachteten FACTS-Elementen grundlegende Unterschiede in der Betriebscharakteristik auf. Überdies ist diese vom Einbauort dieses FACTS-Elementes abhängig. Das Potential zur Verbesserung der transienten Stabilität ist dann besonders groß, wenn der Einsatz generatornah erfolgt (Abb. 7.83). In diesem Fall ist eine Anhebung der maximal übertragbaren Leistung möglich. Dies wirkt sich positiv auf die erzielbare Bremsflächenvergrößerung aus. Auch an anderen, ungünstigeren Einsatzorten leistet der QBT einen positiven Beitrag zur Verbesserung der transienten Stabilität. Die Effektivität in diesen Fällen ist allerdings geringer.

Hier steht der generatornaher Einsatz bei den folgenden Betrachtungen im Mittelpunkt. Während des Fehlers kann die Trajektorie des Betriebspunktes nicht beeinflusst werden (Punkt (1) bis (3)). Eine Maximierung der Bremsfläche erfolgt durch das Abfahren der jeweiligen Maxima der einstellbaren P- ϑ -Kurven bis Punkt (6). In diesem Punkt liegt das Maximum der positiven Polradwinkeländerung vor. Während der Verringerung des Polradwinkels erfolgt analog zu den zuvor beschriebenen Betriebsmitteln ein Umschalten zwischen „minimaler“ und „maximaler“

Abb. 7.83 P - ϑ -Diagramm mit Trajektorie für die beschriebene Regelungsstrategie für das Betriebsmittel QBT



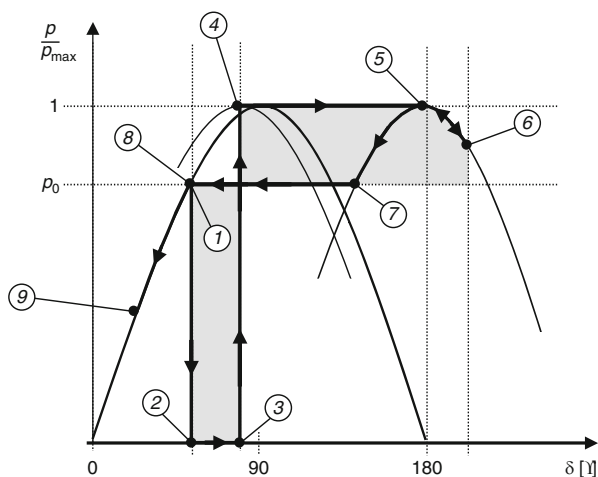
Übertragungscharakteristik zur gleichmäßigen Beschleunigungs- und Bremsenergieaufteilung (Punkte (7) bis (10)). Nach Erreichen von Punkt (10) muss die Regelung zur Dämpfung der Restschwingung aktiviert werden.

7.7.3.3 PAR

Im Aufbau zwar ähnlich zum QBT unterscheidet sich der PAR im Betriebsverhalten deutlich von diesem FACTS-Element. Da beim PAR ausschließlich eine Winkeländerung bewirkt werden kann, ist die Einflussnahme auf die Übertragungscharakteristik deutlich ausgeprägter. Mit dieser Betriebscharakteristik kann der PAR prinzipiell mit einer zu der oben beschriebenen ähnlichen Regelungsstrategie betrieben werden (Abb. 7.84). Aufgrund seiner besonderen Betriebscharakteristik wird hier auf eine zusätzliche Betriebsstrategie eingegangen. Bei dieser erfolgt nach Fehlerklärung in (3) eine Verschiebung der P - ϑ -Kurve durch den PAR so, dass im Betriebspunkt (4) nach Fehlerklärung die maximale Wirkleistung abgegeben wird.

Während der gesamten Winkelzunahme führt die Regelung des PAR die P - ϑ -Kurve nach und ermöglicht damit in diesem Bereich eine maximale Wirkleistungsabgabe. In Punkt (5) ist der maximale durch den PAR eingetragene Zusatzwinkel erreicht. Der Arbeitspunkt läuft entlang der P - ϑ -Kurve bis zum Nulldurchgang der Drehzahländerung in (6). Durch das Nachführen der P - ϑ -Kurve mit dem größer werdenden Polradwinkel ist die Bremsfläche maximiert. Nach Erreichen des maximalen Polradwinkels läuft der Arbeitspunkt bis zum Erreichen der stationären Wirkleistungsabgabe in (7). Ohne zusätzliche Bremsenergie abzugeben oder Beschleunigungsenergie aufzunehmen führt die PAR-Regelung den Arbeitspunkt entlang der P - ϑ -Kurve (Punkt (8)). Auf dieser läuft der Betriebspunkt weiter bis die zwischen (6) und (7) abgegebene Bremsenergie wieder aufgenommen ist. Ab Punkt

Abb. 7.84 P- δ -Diagramm mit Trajektorie für die beschriebene Regelungsstrategie für das Betriebsmittel PAR



(10) übernimmt die Dämpfungsregelung die Regelung des PAR, um die verbleibende Schwingung um den stationären Arbeitspunkt zu dämpfen. Abschließend sei darauf hingewiesen, dass die für den PAR vorgestellte Strategie zur Verbesserung der transienten Stabilität nicht auf die Anwendung im Betriebsmittel PAR beschränkt ist. Die vorgestellte Methode kann in allen Regelungen von Betriebsmitteln Anwendung finden, die eine ideale Phasenwinkelregelung erlauben. Das heißt auch der UPFC kann mit der gleichen Strategie für die Verbesserung der transienten Stabilität betrieben werden.

7.8 Verbesserung der Versorgungsqualität

Veränderte Randbedingungen in der elektrischen Energieversorgung, haben auch einen Einfluss auf die Qualität der beim Verbraucher zur Verfügung gestellten elektrischen Energie. Gründe hierfür sind die Einflüsse der Marktöffnung sowie die stetig wachsenden Anforderungen an die Versorgungssicherheit. Während netzseitig die effektivere Nutzung vorhandener Übertragungseinrichtungen im Vordergrund steht, ist verbraucherseitig in zunehmendem Maße eine qualitativ hochwertige Energieversorgung zu gewährleisten. Die Qualitätsmerkmale der Versorgung beziehen sich neben einer möglichst genauen Frequenzhaltung vermehrt auf die Gewährleistung konstanter Spannungen bei gleichzeitig kontinuierlichem Energieangebot. Die technische Quantifizierung der Versorgungsqualität erfolgt im Wesentlichen anhand folgender Kriterien:

- Einhaltung der Sinusform; keine Oberschwingungen,
- Konstante Frequenz; Einhaltung des Nennwertes,
- Symmetrie des Drehstromsystems; drei um 120° verschobene Spannungen,
- Konstanter Effektivwert; Einhaltung der Netznennspannung über der Zeit,

- Spannungsstarrheit; Beibehaltung der Netzspannung bei Laständerungen,
- Zuverlässigkeit; Bereitstellung der Energie in der gewünschten Menge zu jedem Zeitpunkt.

Versorgungsqualität ist nach IEC (1000-2-2/4) und CENELEC (EN50160) als eine physikalische Eigenschaft der Versorgung mit elektrischer Energie derart definiert, dass im Normalbetrieb ein technischer Prozess weder gestört noch unterbrochen werden darf. Eine exakte Definition der physikalisch messbaren Störgrößen und eine darauf aufbauende Festlegung von Grenzwerten ist Gegenstand intensiver Normungsaktivitäten. Zu den heute gravierendsten, die Versorgungsqualität mindernden Störungen, zählen Spannungseinbrüche und kurzzeitige Versorgungsunterbrechungen. Insbesondere hochgradig automatisierte Herstellungs- und Fertigungsprozesse reagieren auf temporäre Änderungen im Betrag und in der Phase der Versorgungsspannung besonders sensibel. Bereits Spannungsabsenkungen im Millisekundenbereich können zum Ausfall ganzer Produktionsstraßen und damit zu einem wirtschaftlichen Schaden im Bereich mehrerer Tagesproduktionswerte sowie einer Schädigung der Produktionsmittel führen.

Typische hiervon betroffene Industriezweige sind die Papierindustrie, die Halbleiterindustrie und die Chemieindustrie. Auch bei einer maximal sicher ausgelegten Energieversorgung sind diese Störungen nicht auszuschließen, da der räumlich ausgedehnte Prozess der Energieversorgung atmosphärischen Einflüssen ebenso ausgesetzt ist wie nicht vorhersehbarem Komponentenversagen. FACTS-Element-Technologie ist für Anwendungen in diesem Problemfeld ebenfalls geeignet. Dieser Abschnitt gibt in Anlehnung an [29, 31] einen Überblick über einige auf dieser Technologie basierenden Geräteausführungen für die Verbesserung der Versorgungsqualität.

7.8.1 Störungsursachen

Die in einpolige Erdschlüsse, zweipolige Kurzschlüsse mit und ohne Erdberührung sowie dreipolige Kurzschlüsse zu unterteilenden Fehlerarten beeinflussen die Amplitude und Phasenlage der verbraucherseitig wirksamen Anschlussspannung. Bei ungefähr 80 % aller auftretenden Fehler handelt es sich um einpolige Fehler. Darüber hinaus führen Schalthandlungen, wie beispielsweise das Zu- und Abschalten großer Lasten, zu sprungartigen Last- und damit Spannungsänderungen. Insbesondere im Zeitbereich von 100 ms bis 1000 ms ist es nahezu unmöglich, ohne zusätzliche Maßnahmen Spannungseinbrüche zu verhindern.

Nur durch zusätzliche Maßnahmen im Netz oder auf der Verbraucherseite können sensible Verbraucher (kritische Verbraucher) gegen derartige Störungen geschützt werden (Abb. 7.85). Maßnahmen auf der Verbraucherseite erfordern einen Eingriff in den Kundenprozess und bieten nur lokale, auf spezielle Störungen zugeschnittene Abhilfe. Eine die Versorgungsqualität garantierende ursächliche Behebung des Problems ermöglichen Maßnahmen im Netz durch Betriebsmittel zur Vergrößerung der

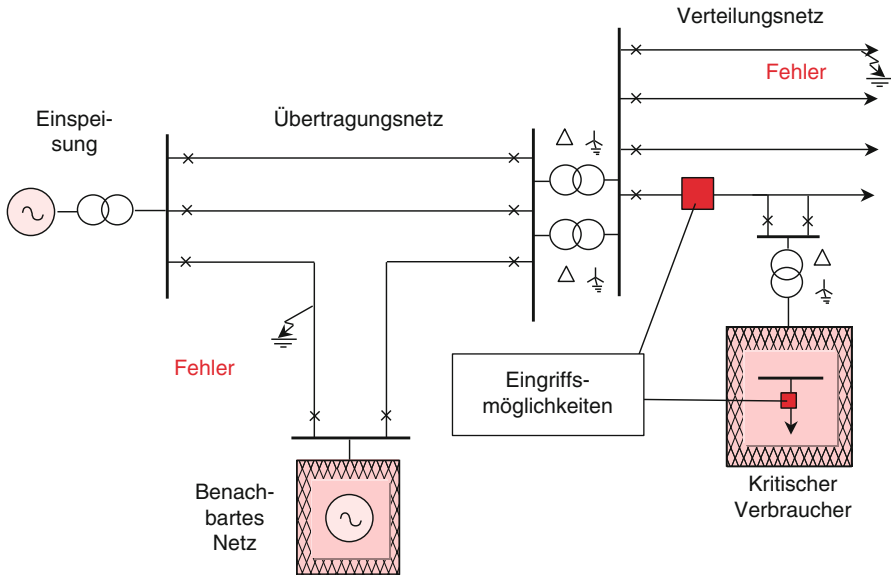


Abb. 7.85 Typische Versorgungssituation

Versorgungsqualität (PQ-Geräte, **Power-Quality-Geräte**). Durch diese kann – auch bei Netzstörungen – die qualitativ hochwertige Versorgung kritischer Verbraucher garantiert werden.

Wie stark Störungen am Anschlusspunkt eines Verbrauchers wirksam werden, hängt von der Entfernung zum Ort der Störungsursache ebenso ab wie von der Leistungsfähigkeit, dem Vermaschungsgrad und der Ausführung der zwischengeschalteten Übertragungsstrecke.

Dies gilt insbesondere auch für ein- und mehrpolige Leitungsabschaltung in Folge eines Fehlers, was in Netzen ohne ausreichende Redundanz zur allpoligen Versorgungsunterbrechung führen kann. Abhilfe bezüglich der Störungsauswirkung auf den kritischen Verbraucher leistet einerseits aktives kompensatorisches Eingreifen. Andererseits besteht die Möglichkeit die Speisung der Last auf einen ungestörten Netzbezirk umzuschalten. Hinsichtlich der aktiven und von der Netztopologie unabhängigen Störungskompensation bestehen unterschiedliche Lösungen, deren Basis leistungselektronische Komponenten sind. Ein bereits weit verbreitetes Konzept – vorwiegend zur Flickerkompensation – stellt der SVC oder STATCOM dar.

Möglichst effektiven Schutz kritischer Verbraucher gegen Versorgungsunterbrechungen und Spannungsschwankungen bietet allerdings nur die Fehlerkompensation mit einhergehender Wirkleistungseinspeisung. Durch das Einprägen von Zusatzspannungen in Serie zu einer Leitung zur Spannungs Korrektur oder durch die direkte Übernahme der vollständigen Verbraucherversorgung durch ein PQ-Gerät können netzseitige Störungen verbraucherseitig nahezu vollständig kompensiert werden. Bei Einsatz selbstgeführter Spannungsumrichter stehen zur Fehlerbehebung

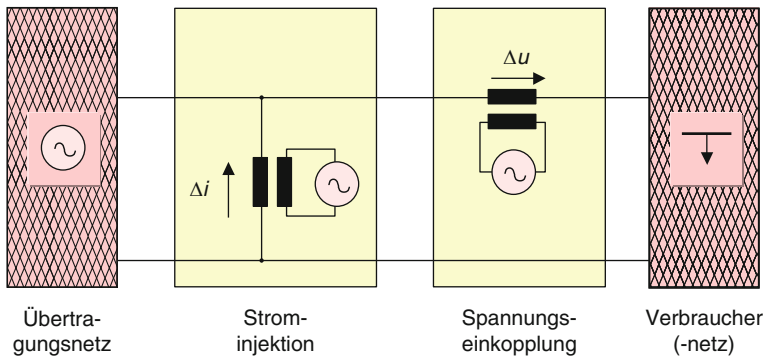


Abb. 7.86 Grundsätzliche Eingriffsmöglichkeiten zur Verbesserung der Versorgungsqualität

heute grundsätzlich Anlagenkonzepte mit Serienspannungseinkopplung und/oder Shuntstrom-einkopplung zur Verfügung (Abb. 7.86).

Als Speichereinheiten für PQ-Geräte stehen heute prinzipiell zur Verfügung:

- Batteriespeicher,
- Kondensatorspeicher, Super-Capacitor-Speicher,
- Supraleitende magnetische Energiespeicher,
- Schwungradspeicher.

7.8.2 FACTS-Elemente zur Verbesserung der Versorgungsqualität

7.8.2.1 Dynamic Voltage Restorer

Der **Dynamic Voltage Restorer (DVR)** koppelt in Serie zu einer Übertragungsleitung eine Zusatzspannung ein und kompensiert auf diese Weise ein-, zwei-, und dreipolige Spannungsabsenkungen im Netz, sodass die Versorgung eines angeschlossenen Verbrauchers zu jedem Zeitpunkt über ein symmetrisches Drehstromsystem mit konstantem Effektivwert gewährleistet ist (s. Abb. 7.87). Unmittelbar nach Detektion eines Spannungseinbruches erfolgt die phasen- und betragsmäßig richtige Einkopplung einer Zusatzspannung über den Boostertransformator.

Aufgrund der von der Phasenlage des Leitungsstromes unabhängigen Einkopplung der Zusatzspannung erfolgt die Abgabe von Wirkleistung an das Netz. Die dabei einzuspeisende Energie wird über einen Energiespeicher bereitgestellt (Abb. 7.88). In einer typischen Anwendung, in der zur Verbesserung der Versorgungsqualität das DVR-Konzept eingesetzt wird, ist der durch Spannungsabsenkungen betroffene Verbraucher durch einen spannungssensitiven Produktionsprozess gekennzeichnet. Bereits einphasige Spannungsabsenkungen – hier bereits um einige 10 % im ms Bereich – führen aus den genannten Gründen zum Ausfall einer ganzen Tagesproduktion.

Abb. 7.87 Prinzip der Korrektur eines einphasigen Spannungseinbruchs durch Zusatzspannungen

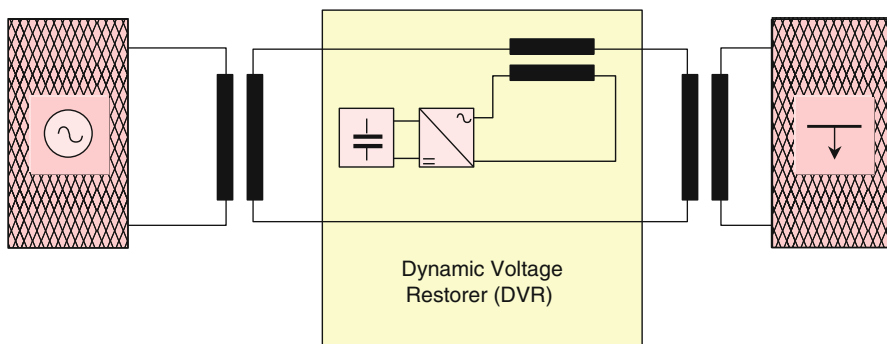
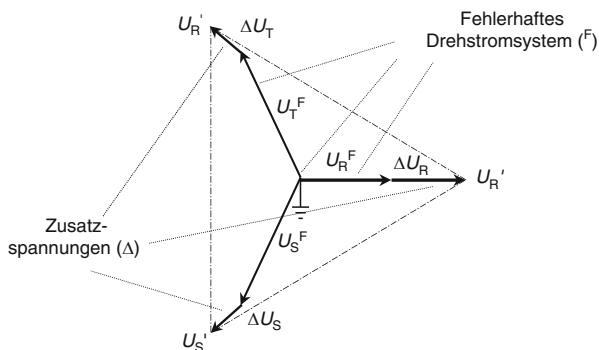


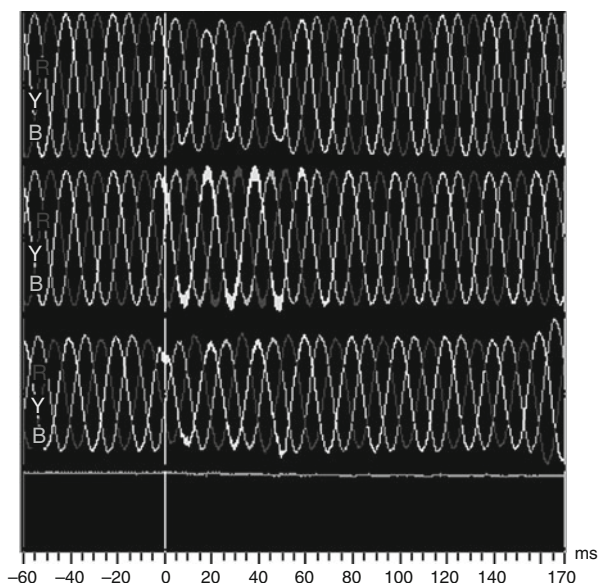
Abb. 7.88 Prinzipieller Aufbau des DVR zur Korrektur von Spannungsabsenkungen; mit Abspann- und Lasttransformator

Der eingesetzte DVR korrigiert einphasige Spannungsabsenkungen bis 50 % und dreiphasige Spannungsabsenkungen bis 38 % über einen Zeitraum von 150 ms. Allgemein eignet sich der DVR besonders zur Korrektur von ein-, zwei- oder dreiphasigen Spannungseinbrüchen bis 75 % im Bereich bis zu einer Minute. Aufgrund der eingesetzten Hardware limitiert lediglich der einzusetzende Energiespeicher die Anlagengröße.

Die mit Pulsweitenmodulation angesteuerten Spannungsumrichter erzeugen aus einem Gleichspannungskreis die erforderlichen Zusatzspannungen. Mit der Anforderung, bereits in wenigen Millisekunden nach Störungseintritt ein symmetrisches Drehstromsystem auf der Verbraucherseite wiederhergestellt zu haben, ist das Speichersystem mit Gleichstromkondensatoren ausgeführt. Diese erfüllen die hohen dynamischen Anforderungen an die Ausspeicherung der Energie. Weisen allerdings als Nachteil eine relativ geringe Energiedichte auf. In dem genannten Anwendungsfall mit einer maximalen Kompensationsdauer von 150 ms der genannten Störung spielt dieser Aspekt eine untergeordnete Rolle.

Im ungestörten Netzbetrieb arbeitet der DVR im verlustoptimalen Bereitschaftsbetrieb. Die Unterspannungsseite des Booster-Transformators ist kurzgeschlossen,

Abb. 7.89 Strom- und Spannungsmessungen an einem DVR während eines Spannungseinbruchs. (Quelle: ABB)



sodass auf der Oberspannungsseite nur die durch konstruktive Maßnahmen minimierte Streuinduktivität wirksam wird. Die Halbleiterelemente werden so durchgesteuert, dass die sekundärseitigen Anschlüsse des Booster-Transformators auf ein Potential des DC-Kreises geschaltet sind. Nur die dabei durchgeschalteten Halbleiter verursachen Verluste.

Das Betriebsverhalten zeigt die Effektivität der Spannungskorrektur; beispielsweise bei einer Spannungsabsenkung von 26,7 %. Unmittelbar nach dem Störungseintritt koppelt der DVR eine Zusatzspannung ein. Auf der Verbraucherseite bleibt ein symmetrisches Drehstromsystem bestehen (Abb. 7.6).

Bereits 2 ms nach Störungseintritt sind die transienten Ausgleichsvorgänge aufgrund des Fehlers und der sprungartigen Spannungsinjektion abgeklungen. Eine Spannungsabsenkung im Spannungsmaximum einer Phase stellt im Vergleich zu einer Störung im Spannungsnulldurchgang die größte Systemanregung dar. Unabhängig vom Zeitpunkt des Störungseintrittes bestehen die transienten Ausgleichsvorgänge nach Fehlereintritt und -klärung nicht länger als 3 ms.

7.8.2.2 Dynamic Uninterruptible Power Supply

Aus dem Bereich kleiner sensibler Lasten ist das Konzept der unterbrechungsfreien Stromversorgung (Uninterruptible Power Supply, UPS) bekannt (Abb. 7.7). Bei dieser Art des Schutzes sensibler Lasten gegen Versorgungsunterbrechung und Schwankungen in der Versorgungsspannung wird die Last aus einem in den Versorgungspfad geschalteten Gleichstromkreis gespeist. Zur Überbrückung von

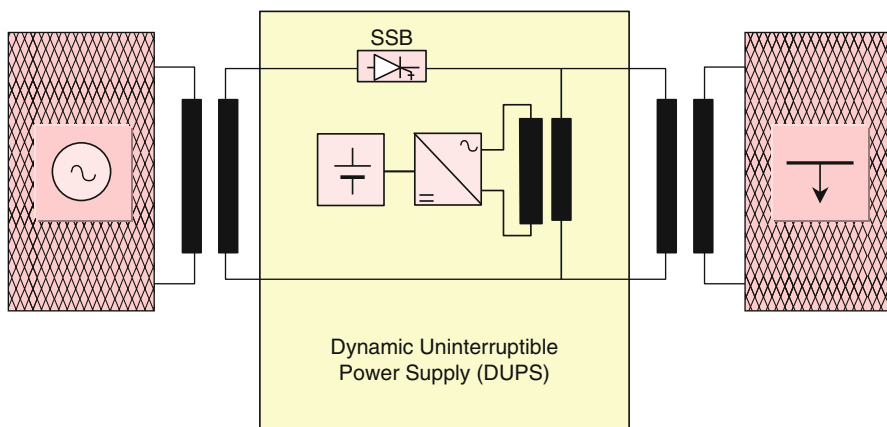


Abb. 7.90 Prinzipieller Aufbau des DUPS zur Korrektur von Versorgungsunterbrechungen mit Abspann- und Lasttransformator

Versorgungsunterbrechungen am Netzanschluss speist eine Batterie in den Gleichstromkreis die zur Versorgung der Last erforderliche Energie ein. Bei diesem Konzept arbeiten aufgrund der Platzierung im Versorgungspfad die leistungselektronischen Komponenten kontinuierlich; unabhängig vom Zustand der Netzeinspeisung. Die dadurch bedingten Verluste wirken sich beim konventionellen UPS nachteilig auf die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems aus.

Bei einer parallel zur schützenden Last angeschlossenen Speichereinheit, die nur dann Energie an die Last abgibt, wenn eine Störung in der netzseitigen Versorgung vorliegt, treten die nachteiligen Betriebsverluste nicht auf. Die Kombination einer parallel zum Netz angeschlossenen Speichereinheit mit einem statischen Schalter zur Netzabtrennung, stellt das Grundkonzept des **Dynamischen UPS (DUPS)** dar (Abb. 7.89). Der statische Schalter (**Solid State Breaker, SSB**) dient der Abtrennung des Versorgungspfades vom gestörten Netz. Dies ermöglicht eine Kompensation von Spannungsabsenkungen und die Überbrückung vollständiger Versorgungsausfälle; hier ohne Rückspeisung auf eine mögliche Fehlerstelle. Zusätzlich ist hinsichtlich der zu installierenden Umrichterleistung nur die den Speicher mit dem Netz verbindende Komponente vorzusehen. Dies resultiert im Vergleich zu einer im Versorgungspfad installierten Lösung in geringeren Anlagenkosten. Die Hauptkomponenten (vgl. Abb. 7.90) eines DUPS sind:

- der schnelle statische Lastschalter,
- der parallel zum Netz angeschlossene Spannungsumrichter und
- der Energiespeicher; typischerweise als Batteriespeicher ausgeführt.

Die Schlüsselfunktion in diesem Konzept ist die Realisierung einer schnellen Kommutierung des Laststroms vom netzseitigen Versorgungspfad in den vom Umrichter

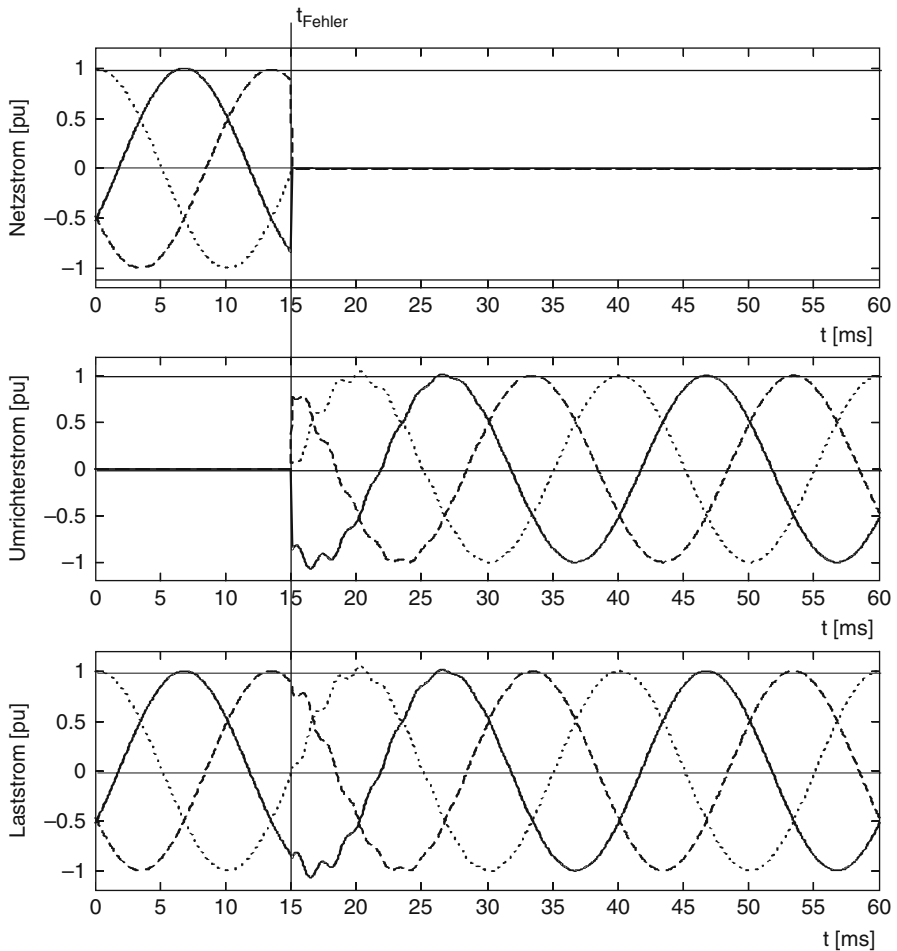


Abb. 7.91 Laststromkommutierung vom Netz auf den DUPS bei einer Störung in der Versorgung. (Quelle: ABB)

gespeisten Pfad. Je schneller die Kommutierung erfolgt, desto geringer ist der Einfluss der Netzstörung auf die Last, sodass hier eine kontinuierliche Versorgung gewährleistet ist (Abb. 7.91).

Die im Transformator vorhandene Energie wird von einem parallel zum SSB angeordneten MO-Überspannungsableiter aufgenommen. Bei einer reinen Stromunterbrechungszeit des SSB von $250 \mu\text{s}$ beträgt die Zeit für die vollständige Abtrennung durch diesen Schalter weniger als 2 ms, einschließlich Steuerung.

Während des Bereitschaftsmodus treten ausschließlich die Verluste des Stromrichtertransformators sowie vernachlässigbar kleine Filterverluste auf. Die durch den SSB verursachten Leitungsverluste sind messtechnisch kaum erfassbar und ebenfalls vernachlässigbar klein. Um eine möglichst schnelle Regelung zu erhalten ist

die grundlegende Regelungsarchitektur – ähnlich der des DVR – ohne Rückkopplung ausgelegt. Während des Bereitschaftsmodus wird die Umrichter Ausgangsspannung kontinuierlich der Lastspannung nachgeführt. Eingangssignale sind im Wesentlichen die Spannungen am Anschlusspunkt sowie die Lastströme. Obwohl der Umrichter keine Leistung abgibt, arbeitet das Regelungssystem so, als würde der DUPS die Last speisen. Unmittelbar nach Fehlererkennung wird der SSB blockiert und gleichzeitig der Umrichter eingeschaltet. Aufgrund der Stromkommutierung vom Versorgungspfad in den Umrichterpfad sowie einiger möglicher Resonanzen zwischen der Last und dem Umrichterkreis entstehen transiente Schwingungen im Laststrom nur für einige Millisekunden (vgl. Abb. 7.91). Dieser Effekt muss bei der Auslegung möglicher Filter hinsichtlich ausreichender Dämpfung berücksichtigt werden.

Eine typische Anwendung des DUPS ist der Schutz sensibler Lasten vor Spannungseinbrüchen und vollständigen Versorgungsunterbrechungen im Leistungsbe- reich ab weniger MVA. Die Kompensationsdauer und die Größe der Last bestimmen die Auslegung des Batteriespeichers. Oftmals steht hier die Aufgabe der Über- brückung der Versorgung einer Last bis zum Hochlauf von Notstromversorgungen, z. B. Diesellaggregaten, im Vordergrund. In diesem Fall ist eine Kompensationsdauer im Minutenbereich ausreichend.

Bei Kombination eines DUPS mit einem Diesellaggregat würde die Steuerung des DUPS den Diesel nach Absinken der Spannung für länger als z. B. 10 s anfahren und die Last nach Synchronisation des Diesels von der Batterie auf den Diesel umvertei- len. Der DUPS-Transformator bleibt über die ganze Zeit magnetisiert, um im Falle einer Störung die kürzest mögliche Reaktionszeit zu erhalten.

Im Normalbetrieb leitet der SSB. Der Transformator sowie ein etwaiges Filter sind ebenfalls zugeschaltet, sodass grundsätzlich in dieser Anlagenkonfiguration Blind- leistungskompensation betrieben werden kann. In diesem Fall stellt der DUPS einen STATCOM dar. Wird eine Spannungsabsenkung oder ein -einbruch außerhalb der 10 %igen Toleranz detektiert, löst der SSB aus und trennt die Last von der natürli- chen Einspeisung ab. Gleichzeitig beginnt der DUPS die Last mit einer Spannung, die nach Betrag und Phase exakt derer vor Eintreten des Fehlers entspricht, zu versorgen. Falls 10 Sekunden nach Eintreten des Fehlers die Spannung nicht zu 100 % wieder- gekehrt ist, werden die Notstromdiesel angefahren, zur Spannung des Umrichters synchronisiert und anschließend zur Versorgung der Last zugeschaltet. Die Regelung verfolgt derweil weiterhin die netzseitige Spannung, sodass nach der stabilen und an- haltenden Wiederkehr der Netzspannung die Last wieder auf die Sammelschiene des Mittelspannungsnetzes geschaltet werden kann. Die Wiederaufladung der Batterien erfolgt unmittelbar nach Hochlauf der Notstromdiesel.

Grundsätzlich werden für einen DUPS die gleichen Spannungsumrichter wie bei dem bereits vorgestellten DVR verwendet. Die Regelungs-Hardware ist verglichen mit dem DVR für dieses Betriebsmittel etwas anspruchsvoller, da externe Geräte wie ein Diesellgenerator und zusätzliche Funktionalität wie Blindleistungskompensation zur Leistungsfaktorkorrektur mit einbezogen werden.

7.8.2.3 Solid State Transfer Switch

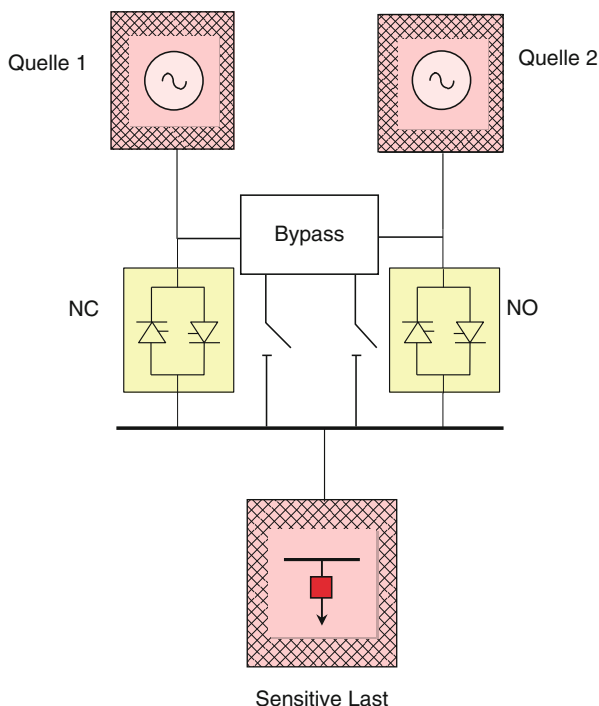
Der Solid State Transfer Switch (SSTS) ist ein Hochgeschwindigkeitsschalter, der die Umschaltung elektrischer Lasten von einer bevorzugten zu einer anderen, alternativen Spannungsversorgung innerhalb weniger Millisekunden ermöglicht und damit eine Störung von sensitiven Lasten fernhält (Abb. 7.9).

Die Grundvoraussetzung für die Installation eines SSTS zum Schutz einer sensitiven Last gegen Netzstörungen ist die Verfügbarkeit zweier, nahezu voneinander entkoppelter Einspeisungen (vgl. Abb. 7.9, Quelle 1 und Quelle 2). Im allgemein liegt dieser Fall bei galvanisch voneinander getrennten Netzbezirken vor. Während des Umschaltens – bei offenem Übergang des SSTS – unterbricht einer der Schalter die Spannungsversorgung einen kurzen Augenblick bevor die alternative Quelle zugeschaltet wird. Vorteilhaft gegenüber einem geschlossenen Übergang ist bei dieser Umschaltung, dass niemals beide Spannungsquellen gleichzeitig auf die Last speisen. Die Überkreuzschaltung entkoppelter Spannungsquellen ist oftmals aus betrieblichen Gründen nicht möglich. Der SSTS kann aus zwei 3-Phasen Thyristorschaltern bestehen. Die Thyristorschalter können entweder mit konventionellen Thyristoren oder mit abschaltbaren Thyristoren ausgerüstet sein. Im eingeschalteten Modus wirkt der Thyristorschalter als niederohmige den Laststrom tragende Verbindung; ausgeschaltet stellt er eine nahezu unendliche Impedanz dar. Die Grundkonfiguration besteht aus antiparallel angeordneten Thyristorgruppen beidseits der möglichen Quellen. Messtechnische Einrichtungen verfolgen kontinuierlich die Netzspannungen. Unmittelbar nach Detektion eines Spannungsabfalls (unterhalb eines Referenzwertes) an den Klemmen der bevorzugten Quelle stoppt der Regler die Zündimpulse zum „eingeschalteten“ Thyristorschalter und gibt unter Wahrung der Verriegelungsbedingungen Zündimpulse an den durchzuschaltenden Thyristorschalter. Der Transfer von der bevorzugten zur alternativen Quelle ist schnell genug, sodass selbst empfindlichste Lasten in ihrem Betrieb nicht gestört werden.

In einem Beispiel ist ein industrieller Verbraucher auf einer Spannungsebene von 16 kV über eine Stichleitung an das vermaschte 50-kV-Mittelspannungsnetz angeschlossen (vgl. Abb. 7.92). Tritt ein Fehler im 50-kV-Netz innerhalb des Schutzbereiches des Distanzschutzes auf, sind Kurzunterbrechungen das bevorzugte Mittel zur Fehlerklärung. Die durch die Kurzunterbrechung verursachte kurzzeitige Spannungsabsenkung beeinflusst die Steuerungs- und Produktionsprozesse des Industriebetriebes derart, dass die Produktion unterbrochen und damit sämtliche Produktionsmittel gereinigt werden müssen bevor ein Wiederhochfahren des Prozess möglich wird. Im Allgemeinen kommen zur Lösung eines derartigen Problems vier verschiedene Varianten in Betracht:

- Die Errichtung einer zweiten Versorgungsleitung,
- die Installation mehrerer UPS an den Orten mit sensitiven Lasten,
- die Installation eines DUPS zum vollständigen Schutz der Anlage und
- der Einsatz eines SSTS.

Abb. 7.92 Prinzipieller Aufbau eines SSTS zur Umschaltung zwischen zwei voneinander unabhängigen Quellen



Bei Verfügbarkeit einer alternativen Einspeisung kann die Lösungsvariante mit schnellem Umschalter aus technischen und wirtschaftlichen Gründen die wirkungsvollste Alternative darstellen. In dem hier in Abb. 7.93 dargestellten Beispiel wäre neben der Installation der reinen SSTS-Hardware eine entsprechende Modifikation des Netzanschlusses erforderlich. Schalter S1 ist im Normalbetrieb leitend (NC) und Schalter S2 sperrend (NO). Transformator TR2 ist im Normalbetrieb zwar unter Spannung aber nicht unter Last. Falls eine Störung im 50-kV-Netz die Umschaltung der kritischen Last auf die 16-kV-Einspeisung erfordert, werden auf diese Weise hohe Stoßströme und jegliche Schaltverzögerungen der Leistungsschalter im Versorgungspfad über Transformator TR2 vermieden.

Nachteilig wirken hier die Leerlaufverluste des Transformators TR2, die entsprechend minimiert werden müssen. Die Aktivierung des SSTS erfolgt durch Detektion einer Spannungsabsenkung auf der 50-kV-Spannungsebene des Verteilungsnetzes. Zusätzlich wird eine fortlaufende Diagnose des Thyristorstatus – offen oder kurzgeschlossen – sowie der Gerätetemperatur durchgeführt. Bei Detektion eines Ventilfehlers erfolgt eine sichere Überführung des Systems in den Bypass-Modus. Insgesamt müssen folgende Randbedingungen eingehalten werden:

- Die Umschaltung zur alternativen Spannungsquelle wird stattfinden, wenn das Spannungsniveau auf der 50-kV-Seite für eine der drei Phasen unter einen Referenzwert (z. B. von 80 % der Spannung vor Eintritt der Störung) absinkt.

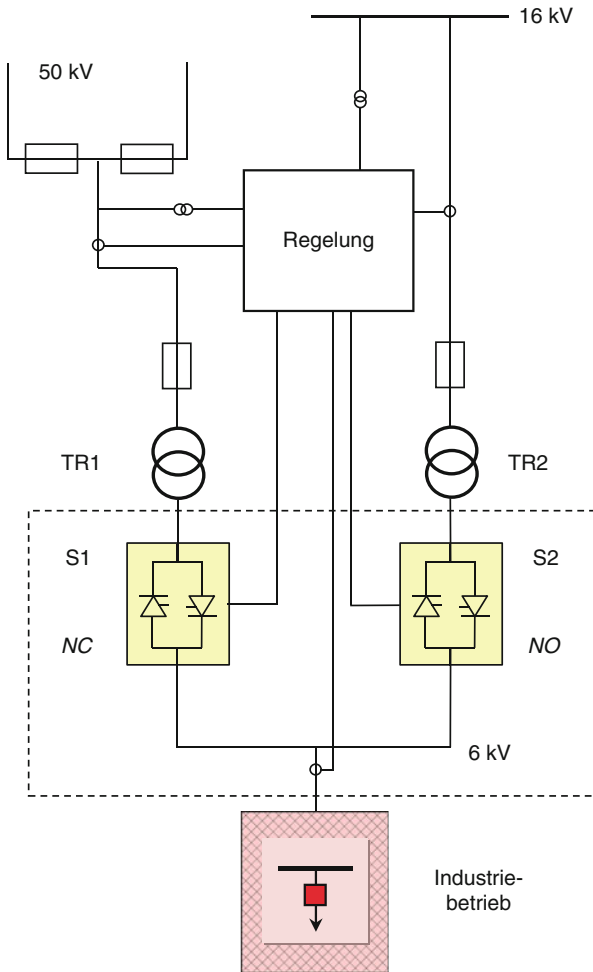


Abb. 7.93 Konfiguration eines SSTS zur Umschaltung zwischen zwei verschiedenen Spannungsebenen zum Schutz eines Industriebetriebes

- Vermeidung eines Lasttransfers während eines Kurzschlusses auf der Unterspannungsseite. Der SSTS ist so ausgelegt, dass er einen Kurzschlussstrom so lange tragen kann, bis die bestehenden Sicherheitseinrichtungen reagiert haben und der SSTS in den Bypass-Mode schaltet.
- Vermeidung des Umschaltens, wenn die Spannung der alternativen Quelle auch außerhalb der gesetzten Toleranzen liegt. Die Versorgung erfolgt dann weiterhin über die bevorzugte Quelle.

Der grundlegende Unterschied zwischen den verschiedenen Ausführungen von SSTS liegt im Einsatz der Thyristortechnologie; hier entweder mit konventionellen oder mit abschaltbaren Thyristoren ausführbar. Der wesentliche Unterschied zwischen diesen

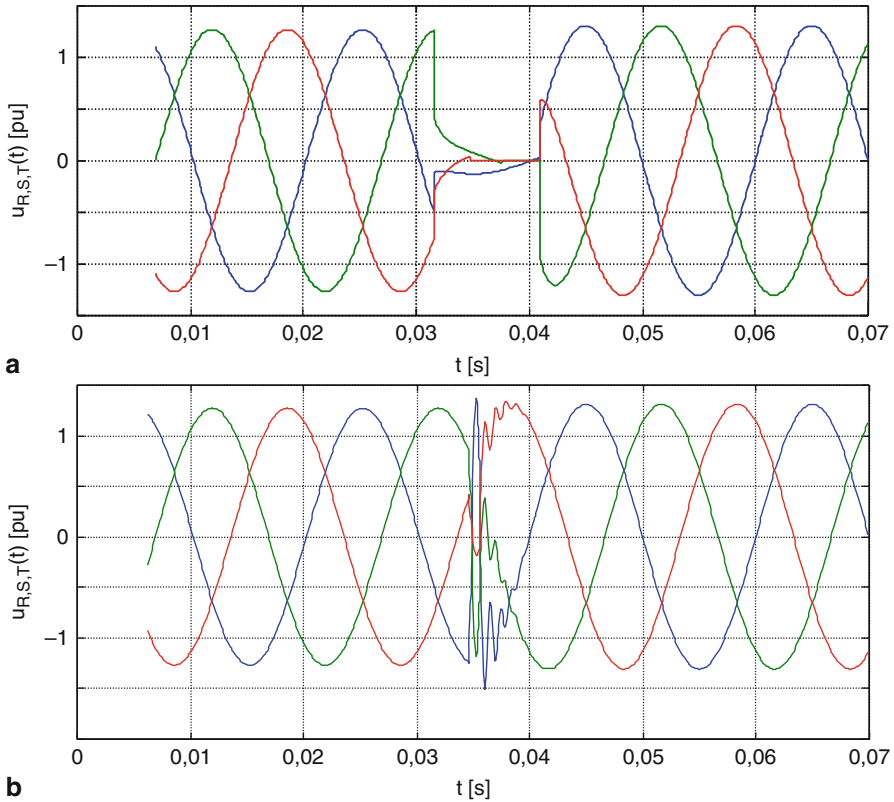


Abb. 7.94 Lastspannungen während eine 90 %-Spannungseinbruchs bei einem SSTS; mit konventionellen Thyristoren (a); mit abschaltbaren Thyristoren (b)

beiden Technologien liegt in der erreichbaren Umschaltzeit. Während konventionelle Thyristoren erst beim Nulldurchgang abschalten können, ermöglichen abschaltbare Thyristoren eine erzwungene Stromunterbrechung. Letztere wirkt sich positiv auf die erreichbare Umschaltzeit aus (vgl. Abb. 7.94).

Um eine optimale Lösung für ein spezifisches Qualitätsproblem zu finden, stehen grundsätzlich beide Ausführungsformen zur Verfügung. Je nach Eigenschaften der zu schützenden Last ist zu bewerten, welche der beiden eine optimale Lösung erlaubt.

7.8.3 Vergleich

Bezüglich des Qualitätskriteriums Verbraucherspannung bestehen die Aufgaben der PQ-Geräte in der Minderung der auf Verbraucher störend wirkenden Unsymmetrie sowie in der Unterdrückung kurzzeitiger Versorgungsunterbrechungen. Die

Hauptursache für eine Verschlechterung der Versorgungsqualität sind Spannungsunsymmetrien als Folge von unsymmetrischen Fehlern im Übertragungsnetz.

Die grundsätzlich Abhilfe leistenden PQ-Geräte können entweder über eine Einkopplung einer Serienspannung in der elektrischen Nähe kritischer Verbraucher oder über eine Umschaltung auf eine nicht gestörte Quelle – entweder ein galvanisch entkoppeltes Netz oder eine Speichereinrichtung – wirken. Abhängig von der Netzstruktur und der Spannungssteifheit am Einsatzort muss bezüglich der Anlagenkonzeption grundsätzlich zwischen PQ-Geräten mit und ohne Energiespeicher unterschieden werden.

Der DVR – ein Anlagenkonzept mit Speicher – hat seine Leistungsfähigkeit insbesondere auch an Einsatzorten mit niedrigem Kurzschlussleistungsniveau bewiesen. Der DVR ermöglicht unabhängig von der Netzstruktur an allen Einsatzorten eine Verbesserung der Versorgungsqualität. Dazu sind Energiespeicher innerhalb der Anlage einzusetzen, die gerade im höheren Leistungsbereich einen großen Anteil am Gesamtvolumen der Anlage haben.

Eine ebenso wirkungsvolle Abhilfemaßnahme stellt insbesondere in Kombination mit Notstromaggregaten der DUPS, ebenfalls mit Energiespeicher, dar. Hier wird für den Zeitraum einer Störung entweder bis Störungsklärung oder bis Hochlauf einer Notstromversorgung die gesamte Last aus einem Speicher gespeist. Während der Störung besteht keine galvanische Kopplung zwischen Netz und Last, da ein statischer Schalter die Netzverbindung abschaltet. Auch große Störungen im Netz haben damit keine Rückwirkung auf die zu schützende Last.

Ist eine von der Haupteinspeisung einer Last galvanisch entkoppelte Speisung verfügbar, ermöglicht der SSTS einen Schutz sensibler Lasten gegen Störungen im Netz. Der SSTS schaltet von einer gestörten Quelle auf eine dann aufgrund der Entkopplung nicht von der Störung betroffene Quelle um und gewährleistet damit eine – je nach Ausführung – nahezu kontinuierliche Versorgung der Last.

Literatur

1. Andersson, G., Herbig A.: Discussion of a comprehensive newton-raphson UPFC model for the quadratic power flow solution of practical power networks, IEEE-T-PWRS, Vol. 16, Iss. 4 (2001)
2. Andersson G., Dizdarevic N., Tesnjak S.: *Power flow regulation by use of UPFC's injection model*, International conference on electric power engineering, PowerTech, Ungarn (1999)
3. Andersson G., Ghandari M., Hiskens I.A.: *Control Lyapunov Functions for controlled series devices*, Invited paper to VII SEPOPE (2000)
4. Asplund G.: *Applications of HVDC Light to power system enhancement*, IEEE PES Winter Meeting, PESW.2000.847202 (2000)
5. Beer A., Rahmani M., Stemmler H., Westermann D.: *Hybrid FACTS device applications for tailor-made solutions*, 13th PSCC, Norwegen (1999)
6. Bertsch J., Rehtanz Ch., Westermann D.: *Wide area measurement and control system for increasing transmission capacity in deregulated energy markets*, 14th PSCC, Spanien (2002)
7. CIGRE SC 14/WG 14.18: *Thyristor controlled series compensation* (1997)
8. CIGRE SC 14/WG 14.19: *Static Synchronous Compensator* (1999)
9. CIGRE SC 14/WG 14.27: *Unified Power Flow Controller* (2000)

10. Gyugyi L.: Unified power-flow control concept for Flexible AC Transmission Systems, IEE Proceedings-C, Vol. 139, No.4 (1992)
11. Hingorani N.G., Gyugyi L.: Understanding FACTS: Concepts and technology of Flexible AC Transmission Systems, Wiley (1999)
12. HVDC PLUS – *Basic and Principle of Operation*, Siemens Energy Sector, PTD H 1 M7Re, V1, March 7th (2008)
13. IEEE/CIGRE FACTS Working Group: *FACTS overview*, IEEE Catalog Number 95 TP 108 (1996)
14. IEEE FACTS application task force: *FACTS application*, IEEE Catalog Number 96 TP 116–0 (1996)
15. Jacobson, B.; Karlsson, P.; Asplund, G.; Harnefors, L.; Jonsson, T.: *VSC-HVDC Transmission with Cascaded Two-Level Converters*, CIGRE Session Paper B4–110 (2010)
16. Jaeklin A.A.: *Integration of power components - state of the art and trends*. Proc. of the 7th conference on power electronics and applications, Vol 1, (1997)
17. Kundur P.: *Power System Stability and Control*, EPRI Power Engineering Series, Mc Graw-Hill (1993)
18. Kosterev D.N., Kolodziej et.al.: *Controllability and placement of FACTS devices for power modulation and transient stability*, Stockholm Power Tech., Invited Paper SPT IS 06–3, Schweden (1995)
19. Larson E.V., Sanchez-Gasca, et.al.: *Concepts for design of FACTS controllers to damp power swings*, IEEE-T-PWRS, Vol. 10, No. 2 (1995)
20. Mihalic R., Zunko P.: *Streckenmodell zur Einstellung eines universalen Lastflussreglers*, Electrical Engineering 78 (1995), Springer Verlag (1995)
21. Pereira, M.; Zenker, A.; Claus, M.: *Characteristics and benefits of modular multilevel converters for FACTS*, CIGRE Session Paper B4–104 (2010)
22. Rehtanz Ch., Westermann D.: *Non-intrusive control system architecture for AC power transmission*, 7th international conference on AC-DC power transmission, IEE, London (2001)
23. Rehtanz Ch., Westermann D.: *Simulation of an electrical power transmission network*, Modified extended Ward approach, Patentanmeldung 02405878.6 Europäisches Patentamt (2002)
24. Song Y.H., Johns A.T.: *Flexible AC Transmission Systems (FACTS)*, IEE Publication, London (1999)
25. Steimer P., Grüning H., et.al.: IGCT - A new emerging technology for high power, low cost inverters, Conf. Rec. IAS (1997)
26. Trainer, D.R.; Davidson, C.C.; Oates, C.D.M.; Macleod, N.M.; Critchley, D.R.; Crookles, R.W.: *A New Hybrid Voltage Sourced Converter for HVDC Power Transmission*, CIGRE Session Paper B4–111 (2010)
27. Venkataramana A., Carr J., Ramshaw R.S.: *Optimal reactive power allocation*, IEEE-T-PWRS, Vol. PWRS-2, No. 1 (1987)
28. Westermann D.: *Integration innovativer Betriebsmittel in die Netzbetriebsführung elektrischer Energieübertragungssysteme*, VDI Verlag (1997)
29. Westermann D.: *Qualitätsverbesserung in der elektrischen Energieübertragung und -verteilung*, ETG-SEV Fachtagung Qualität des Stroms im deregulierten Markt, Wettingen (2000)
30. Westermann D., et.al.: *Advanced energy management systems using open market architecture*, International Symposium on Modern Electric Power Systems, MEPS/96, Polen (1996)
31. Westermann D., et.al.: *Innovative Lösungen zur Sicherstellung der Versorgungsqualität*, VDE-Tage, München (1999)

Kapitel 8

Hochspannungsgleichstromübertragung

8.1 Einleitung

In den Anfängen der elektrischen Energieversorgung wurde zunächst Gleichstrom verwendet und erst später vom Wechselstrom verdrängt [21]. Bereits 1881 experimentierte Marcel Deprez mit Lichtbogenlampen, die mittels Gleichstromgeneratoren betrieben wurden und veröffentlichte daraufhin die erste theoretische Arbeit über HGÜ. Die Anfänge der Transformation, mehrphasiger Systeme und Asynchronmotoren in den 1880er und 1890er Jahren hingegen stellten den Wendepunkt zur Wechselstromtechnik bzw. Drehstromstrom her. Der Transformator machte es auf einfache, zuverlässige und effiziente Art und Weise möglich verschiedene Spannungsebenen für die Erzeugung, Übertragung, Verteilung und Nutzung von Elektroenergie zu verwenden. Insbesondere ermöglichte er die Energieübertragung über weite Strecken und auf hohen Spannungsebenen. Die Erschließung der Wasserkraft, die sich meist weit entfernt von großen Ballungszentren befindet, gab zusätzliche Anreize für diese Art der elektrischen Energieübertragung. Somit wurden Gleichstromsysteme nahezu vollständig durch Wechselstromsysteme verdrängt. Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) bietet dagegen volle Regelbarkeit der Strecken und benötigt naturgemäß für die Übertragung elektrischer Energie keine Blindleistung sondern lediglich bei Ausführung als fremdgeführte HGÜ Kommutierungsblindleistung an den Umrichterstandorten. Obwohl die Vorteile der Gleichstromübertragung von Beginn an erkannt wurden, musste deren praktische Anwendung auf die Entwicklung von passend dimensionierten elektrischen Ventilen warten. 1939 machte Dr. Uno Lamm die bedeutende Entwicklung von Quecksilberventilen für Hochspannungsanwendungen. Damit leistete er Pionierarbeit bei der Entwicklung der modernen HGÜ-Technologie.

Eine frühe kommerzielle HGÜ-Übertragungsstrecke wurde 1951 in der damaligen UdSSR zwischen Kashira und Moskau errichtet. Es war ein Kabelprojekt mit einer Gesamtlänge von 100 km, einer Nennleistung von 30 MW und einer Nennspannung von 100 kV. Kurz darauf (1954) wurde die Insel Gotland und das schwedischen Festland mittels einer monopolen HGÜ-Strecke durch ein Unterseekabel verbunden. Über diese wurde eine Nennleistung von 20 MW bei einer Nennspannung von 100 kV

über eine Strecke von 96 km übertragen. Beide Projekte basierten auf der Technologie von Quecksilberdampfventilen [39]. Die Leistung wurde über ein einadriges Kabel übertragen, dessen Rückleitung über die Erde bzw. das Meer erfolgte. In der Zeit zwischen 1951 und 1972 herrschten Quecksilberdampfventile vor. Das Projekt „Nelson River Bipole 1“ (Kanada, 1,854 MW, ± 463 kV, 897 km) beendete 1977 die Übergangsphase zu den Thyristorventilen [39]. 1972 wurde mit der ersten asynchronen Back-to-Back-Verbindung (BtB-Verbindungen) am Eel River (Kanada) zwischen Quebec und New Brunswick ein bedeutender Meilenstein gesetzt. Dieses Projekt hatte eine Nennleistung von 320 MW und eine Nennspannung von ± 80 kV. Es war das erste kommerzielle Projekt mit Thyristorventilen, die von dort an Quecksilberdampfventile ablösten [32]. Der Wechsel zu den Thyristorventilen brachte den Vorteil, dass störenden Eigenschaften wie Rückzündungen und den damit verbundenen transienten Effekten nicht existieren. Anfänglich war der Thyristor sehr empfindlich gegen Überströme und Überspannungen, deshalb waren die Anwendungen auf BtB-HGÜs begrenzt. Folglich wurden entsprechende Schutzschaltkreise entwickelt. Ohne zusätzliche Entwicklungen wie Glasfaser und Überspannungsschutz, im Speziellen die neueren Zinkoxid-Überspannungsableiter, wären Thyristorventile für die Anwendung in der HGÜ unmöglich gewesen. Diese Entwicklungen lieferten den nötigen Strom- und Spannungsschutz für die Ventile und ermöglichten die Übertragung von Regelungs- und Sicherungssignalen für verschiedene Spannungsebenen [9, 10, 20].

Seit 1976 werden Thyristorventile großflächig in HGÜ-Systemen verwendet. Mit der raschen Weiterentwicklung von leistungselektronischen Komponenten wurde die Thyristortechnologie um aktiv abschaltbare Bauelemente wie Insulated Gate Bipolar Transistoren (IGBT) und Gate Turn-Off Thyristoren (GTO) erweitert. Damit war es möglich selbstgeführte Umrichter auch im großen Leistungsmaßstab zu konstruieren [30].

Heute sind mehrere unterschiedliche Technologievarianten für HGÜ kommerziell verfügbar. Grundsätzlich unterscheidet man die Varianten anhand ihrer Betriebsweise in selbstgeführte Umrichter (als Spannungsumrichter, also VSC ausgeführt) und fremd- bzw. netzgeführte Umrichter (Line Commutated Converter, LCC) mit Gleichstromzwischenkreis (auch Current Source Converter, CSC). Eine LCC-HGÜ erfordert ein stabiles Drehstromnetz an den Umrichteranschlussorten, damit eine Gleich- bzw. Wechselrichtung erfolgen kann. Während LCC-HGÜ für die Übertragung großer Leistungen über weite Entfernungen heute immer noch alternativlos eingesetzt wird, ist nach heutigem Stand der Technik die VSC-HGÜ auf einige wenige Gigawatt pro Umrichterstation limitiert. Hochleistungsenergieübertragung mittels LCC wird in naher Zukunft bis knapp 10 GW pro Umrichterstation und Stromkreis übertragen können. Im angelsächsischen Sprachgebrauch spricht man bei der Hochleistungsenergieübertragung auch von „bulk power transmission“. Damit diese Übertragungsleistungen erreicht werden können, ist eine Gleichspannung von heute bis ± 800 kV erforderlich (Ultra High Voltage, UHV). In Tab. 8.1 ist eine Einordnung der unterschiedlichen Leistungsklassen angegeben. Hier wird verdeutlicht wie die Nennleistungsbandbreite in elektrischen Energieübertragungssystemen

Tab. 8.1 Einordnung von Leistungsklassen für Hochleistungsenergieübertragung

Leistungsbereich	LCC HVDC	VSC HVDC
5.000 MW ... 7.000 MW	UHV-HGÜ „Bulk“ (800 kV)	–
2.500 MW ... 5.000 MW	UHV-HGÜ „Bulk“ (800 kV)	–
1.800 MW ... 3.500 MW	Klassische HGÜ (500 kV)	Hochleistungs-VSC-HGÜ „Bulk“ Freileitungsausführung
700 MW ... 2.000 MW	Klassische HGÜ (400 kV ... 500 kV) Bipolare Ausführung	VSC HGÜ
300 MW ... 800 MW	Klassische HGÜ (300 kV ... 500 kV) Monopolare Ausführung	Standard VSC HGÜ
< 300 MW	Klassische HGÜ (< 300 kV) Monopolare Ausführung	VSC HGÜ für kleine Leistungen

bemessen werden. Die VSC-HGÜ-Technologie wird mit fortschreitender Entwicklung im Bereich von Anwendungen für große elektrische Leistungen mit hohen Spannungen und Nennleistungen in Zukunft an Bedeutung gewinnen.

Mit der LCC-HGÜ sind wesentlich höhere Übertragungsleistungen möglich und die zugehörigen Verluste der Umrichterstation sind im Vergleich zu heute installierten VSC-HGÜ geringer. Die in Kap. 7 erwähnten neuen VSC-Technologien, die sich einer Multilevelschaltung bedienen sind wesentlich verlustärmer und liegen bezüglich der Umrichterverluste mit um die 1 % nur noch knapp oberhalb der LCC-Technologie. Diese wirtschaftlichen Eigenschaften waren bislang auch der Grund, warum die VSC-Technologie auf vergleichsweise kurzen Übertragungsstrecken nicht zur Anwendung gekommen ist. Auch bei Freileitungsprojekten wird überwiegend die LCC-HGÜ verwendet. Im Jahr 2010 wurde die erste VSC-HGÜ mit Freileitung in Betrieb gesetzt: Der sog. „Caprivi Link“; eine 950 km lange Verbindung zwischen Gerus in Namibia und Zambezi in der Caprivi-Region. Bei einer Gleichspannung von 350 kV werden als Nennleistung 300 MW übertragen [25].

Kabel- und Seekabelverbindungen lassen sich mit beiden Technologien sinnvoll realisieren, wobei die LCC-Technologie nicht geeignet ist, um mit XLPE-Kabeln betrieben zu werden.

Dieses Kapitel hat zum Ziel, einen grundlegenden Überblick über die Funktionsweise und die technischen Limitierung beider Technologien zu geben. In Kap. 7 ist im Zusammenhang mit der Beschreibung der technologischen Grundlagen für FACTS-Elemente bereits die auch für VSC-HGÜ zum Einsatz kommende Technologie beschrieben worden. Aus diesem Grund wird in diesem Kapitel nur noch auf die Besonderheiten der VSC-Technologie beim Einsatz in HGÜ-Anwendungen eingegangen. Da nach wie vor der Großteil der weltweit installierten HGÜ auf LCC-Basis arbeitet, erfolgt im nachfolgenden Abschnitt zunächst eine ausführliche Beschreibung der Funktionsweise und Regelung.



Abb. 8.1 Beispiel von Thyristorventilen einer 500-kV-HGÜ-Anlage – Anordnung in einer Ventilhalle; links im Bild die Durchführungen der Drehstromanschlüsse. (Quelle: ABB)

8.2 Netzgeführte HGÜ (LCC-HGÜ)

8.2.1 Grundlegende Funktionsweise

Dieser Abschnitt gibt einen grundsätzlichen Überblick über LCC-HGÜ. Es werden die Haupteigenschaften und der technische Aufbau beschrieben. LCC-HGÜ wurde nach der Entwicklung von Quecksilberdampfshaltern in den 1950er Jahren kommerziell nutzbar. Thyristorbasierte Schalter sind seit 1972 kommerziell verfügbar. Die neueren Thyristortechnologien ermöglichen den Entwurf einfacherer Umrichterstationen, die zudem geringere Wartungs- und Betriebskosten aufweisen, als es mit Quecksilberdampfshaltern möglich wäre [6]. Seit LCC-HGÜ basierte Energieübertragungssysteme mit Thyristortechnologie existieren, finden LCC-HGÜ in den folgenden Kategorien Anwendung:

- Untersee- und Erdkabelübertragung
- Asynchrone Kopplung von Drehstromsystemen
- Transport großer Energiemengen über weite Entfernungen mittels Freileitungen

Das zentrale Bauelement bei der Gleichrichtung ist der Thyristor, wovon mehrere (z. B. 100) in Serie geschaltet werden. Diese Serienschaltung wird als Thyristorventil bezeichnet (s. Abb. 8.1).

Eine beispielsweise zwölfpulsige Brückenschaltung wird über spezielle Stromrichtertransformatoren an das Drehstromsystem angeschlossen. Der Gleich- bzw.

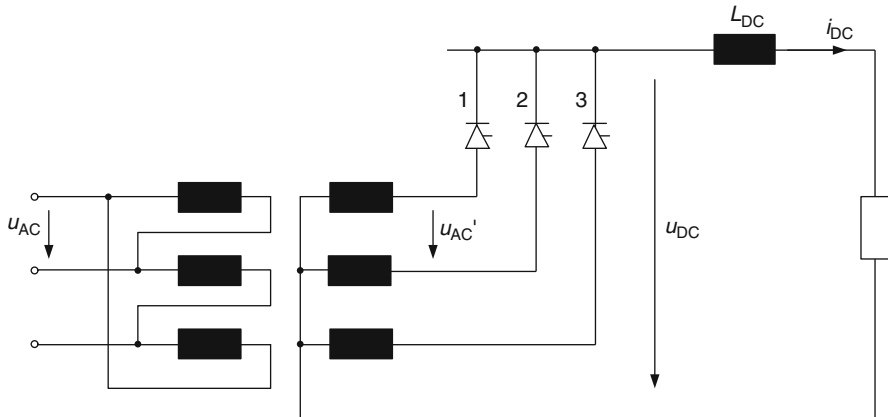


Abb. 8.2 Schaltbild einer dreipulsigen Brückenschaltung

Wechselrichtvorgang erfolgt über die Ansteuerung der Thyristorventile derart, dass jeweils ausschnittsweise aus den Netzspannungen die Amplituden gleicher Polarität zyklisch von einer Phase zur nächsten „herausgeschnitten“ und auf den Gleichstromkreis geschaltet werden. Dieser Vorgang soll zunächst an einer einfachen dreipulsigen Brückenschaltung gemäß Abb. 8.2 erläutert werden.

Ein Thyristor kann durch Anlegen eines Gatesignals vom sperrenden in den leitenden Zustand überführt werden, wenn die Spannung über dem Thyristor in Durchlassrichtung positiv ist. Der Thyristor schaltet selbstständig ab, wenn der Strom durch den Thyristor zu Null wird. Wird ein Ventil des Gleichrichters eingeschaltet, muss die durch die Phasenspannungen des Drehstromnetzes gebildete Spannung über dem Thyristor größer Null sein.

Abgesehen vom kleinen Zeitpunkt, in dem der Stromfluss von einer Phase auf die andere und damit von einem leitenden Ventil auf das andere übergeht (Kommutierungsvorgang), leitet immer nur ein Ventil der dreipulsigen Anordnung. Das zuvor leitende Ventil geht dabei in den sperrenden Zustand und das zuvor gesperrte Ventil in den leitenden Zustand über. Wird das Thyristorventil so angesteuert, dass zu jedem Zeitpunkt, wenn der Spannungsabfall über dem Ventil positiv ist, auch leitet (Verhalten wie eine Diode), findet der Kommutierungsvorgang immer genau dann statt, wenn die Phasenspannungen nahezu gleich groß sind (natürlicher Kommutierungspunkt), aber dennoch so geartet, dass sich ein kleiner positiver Spannungsabfall über dem Thyristorventil einstellt. Die dann resultierende Gleichspannung ist aus den Drehstromphasenspannungen gebildet und hat den in Abb. 8.3 dargestellten Verlauf.

Die Zeitdauer in der beide am Kommutierungsvorgang beteiligten Ventile leitend sind, wird als Überlappungswinkel μ bezeichnet (s. auch Abb. 8.7). Dieser Überlappungswinkel wird hauptsächlich durch die Induktivitäten des Umrichtertransformators bestimmt. Durch diese Induktivitäten ist der maximale Stromgradient di/dt in jeder Phase begrenzt. Die Darstellung eines Zeitraums über den Winkel ist in

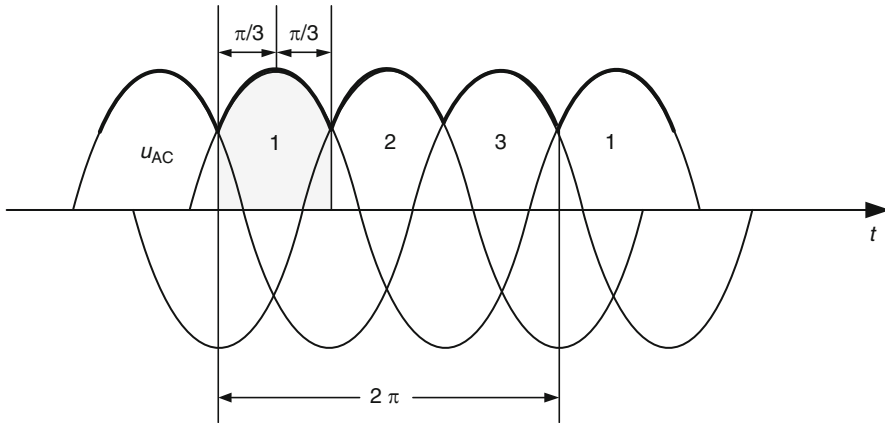


Abb. 8.3 Verlauf der Gleichspannung (breite Linie) sowie Spannungen des Drehstromsystems und Angabe des gerade leitenden Thyristorventils nach Abb. 8.2

diesem Zusammenhang üblich. 2π bzw. 360° entspricht genau einer Periodendauer, also z. B. 20 ms bei 50 Hz.

Durch ein verzögertes Einschalten des Thyristors nach dem natürlichen Kommutierungspunkt, kann die Gleichspannung variiert werden. Der Zeitpunkt des Einschaltens des Thyristors nach dem natürlichen Kommutierungspunkt wird als Winkel angegeben und als Zündwinkel α bezeichnet (vgl. Abb. 8.4). Auch bei negativer Amplitude der Spannungen des Drehstromsystems kann ein positiver Spannungsabfall über die Thyristorventile der dreipulsigen Brücke auftreten. Wird in diesem Fall eine Zündung vorgenommen, fließt in der durch die Schaltanordnung vorgegebenen Richtung ein Gleichstrom bei negativer Gleichspannung. Da hier die Leistung aufgrund der negativen Spannung ein negatives Vorzeichen erhält, gibt die Schaltung Leistung ans Netz ab. In diesem Fall wird die Brücke als Wechselrichter betrieben. Der zugehörige Schaltzeitpunkt wird als Löschwinkel γ bezeichnet.

Dieser Sachverhalt spiegelt bereits eine wichtige Eigenschaft der LCC-HGÜ wider: Der Stromfluss im Gleichstromkreis ist durch die schaltungstechnische Anordnung der Thyristorventile gegeben. Eine Änderung der Leistungsflussrichtung im Gleichstromkreis ist ausschließlich durch eine Umkehr der Gleichspannung möglich.

Die dreipulsige Brückenschaltung kann nur den positiven Anteil des anliegenden Drehstromsystems gleichrichten. Soll gleichzeitig der gesamte Spannungshub im Drehstromsystem auf der Gleichspannungsseite nutzbar gemacht werden, wird eine sechspulsige Brückenschaltung erforderlich, die an ein Drehstromsystem angeschlossen wird. Zur Veranschaulichung der grundsätzlichen Funktionsweise kann das Drehstromsystem aus drei idealen Spannungsquellen nachgebildet werden. Die sechspulsige Brücke greift nun die Phasenspannungen in beiden Polaritätsrichtungen ab (vgl. Abb. 8.6).

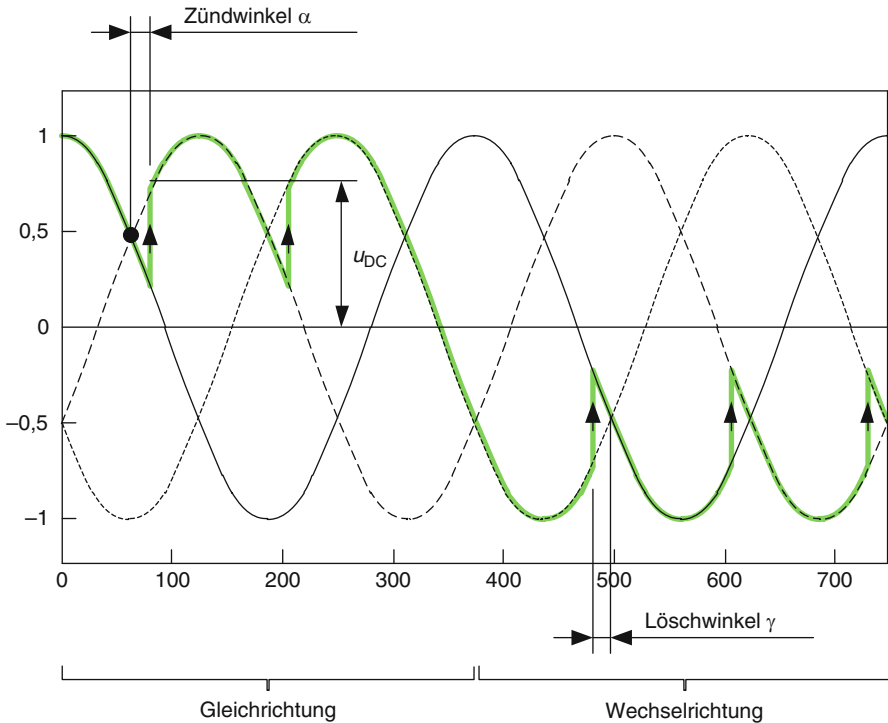


Abb. 8.4 Darstellung des Gleichspannungsverlaufs mit Definition des Zündwinkels und Löschwinkels

Da bei einer sechspulsigen Brückenschaltung sowohl die positive als auch die negative Halbwelle ausgenutzt werden, ist die Welligkeit der Spannung im Gleichstromkreis geringer als bei einer dreipulsigen Brücke. Üblicherweise werden 12-Puls-Brücken verwendet, indem zwei 6-Puls-Brücken in Serie geschaltet und mit einem Phasenversatz zwischen den beiden Brücken von 30° beaufschlagt werden. Dieser Phasenversatz wird dadurch erreicht, dass eine 6-Puls-Brücke von einer Sternschaltung und die andere 6-Puls-Brücke von einer Dreieckschaltung gespeist werden. Diese Verschaltung hat den Vorteil, dass auf der Wechselstromseite Stromharmonische und auf der Gleichstromseite Spannungsharmonische reduziert werden (s. Abb. 8.5).

Die Grundanordnung einer LCC-HGÜ besteht aus einem Gleichrichter und einem Wechselrichter mit Gleichstromzwischenkreis. Die Stromflussrichtung im Gleichstromkreis ist wie bereits oben erwähnt durch die Anordnung der Ventile vorgegeben. Eine Regelung der Gleichspannung bzw. des Gleichstroms erfolgt durch Variation der Zündwinkel bzw. Löschwinkel (s. Abb. 8.7).

Netzgeführte Umrichter können nur mit einem Wechselstrom betrieben werden, der der Spannung nacheilt. Deshalb benötigt dieser Umrichter Blindleistung. Um

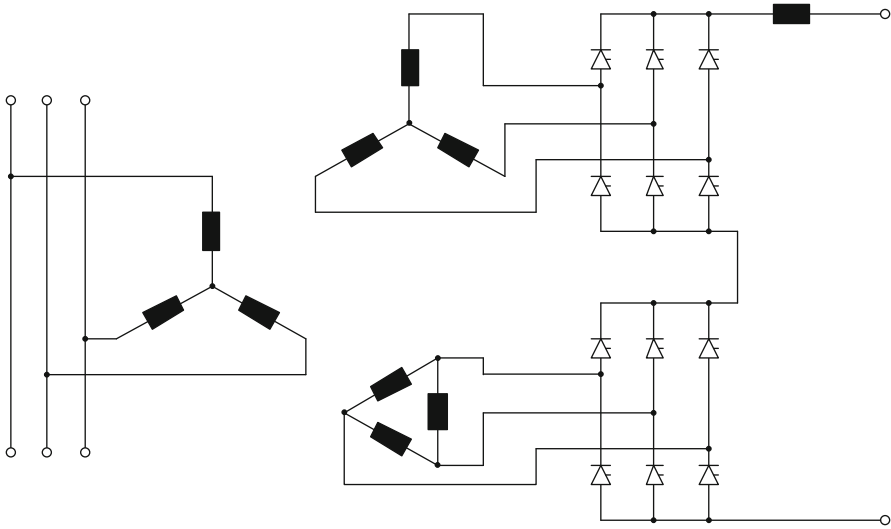


Abb. 8.5 Beispiel einer 12-Puls-Brückenordnung

die Wechselspannung in zulässigen Grenzen zu halten, muss die Blindleistung direkt am Umrichter von schaltbaren Kondensatorbänken, Filtereinrichtungen oder anderen Blindleistungskompensationsquellen bereitgestellt werden. Die entstehenden Harmonischen bedingen weiterhin die Installation von Filteranlagen, die so ausgelegt werden können, dass für die Grundwelle Blindleistung bereitgestellt wird (vgl. Abb. 8.8). Ein LCC-Umrichter hat einen modularen Aufbau und besteht aus 6-Puls-Brücken-Bausteinen, die jeweils aus sechs Thyristorventilen bestehen. Diese verursachen in der Gleichspannung einen charakteristischen harmonischen Ripple der sechsfachen Grundfrequenz.

Wegen der großen Beanspruchung durch Oberwellen und einer zusätzlichen Gleichspannungskomponente in der Sekundärwicklung, müssen für eine LCC-HGÜ-Umrichterstation spezielle Stromrichtertransformatoren verwendet werden. Auf der Gleichspannungsseite kommen Glättungsdrosseln zum Einsatz, um bei minimaler Leistung eine Stromunterbrechung zu vermeiden und DC-Fehlerströme zu begrenzen [22].

Der Kommutierungsvorgang erfordert die Vorgabe des Spannungssignals durch das angeschlossene Netz. Jeder Kommutierungsvorgang bedeutet für das Drehstromnetz eine Belastungsänderung, die eine Änderung des Spannungsabfalls bewirkt. Ist die Kurzschlussleistung am Anschlussort zu niedrig, kann bei einem Kommutierungsvorgang die netzseitige Spannung einbrechen. Ein Kommutierungsfehler wäre die Folge. Ein ordnungsgemäßer Betrieb an der Gleich- oder Wechselrichterseite der LCC-HGÜ-Strecke ist in diesem Fall nicht gewährleistet. Aus diesem Grund gibt es eine Minimalanforderung an das Kurzschlussleistungsniveau am Anschlussort (s. dazu Abschn. 8.2.3).

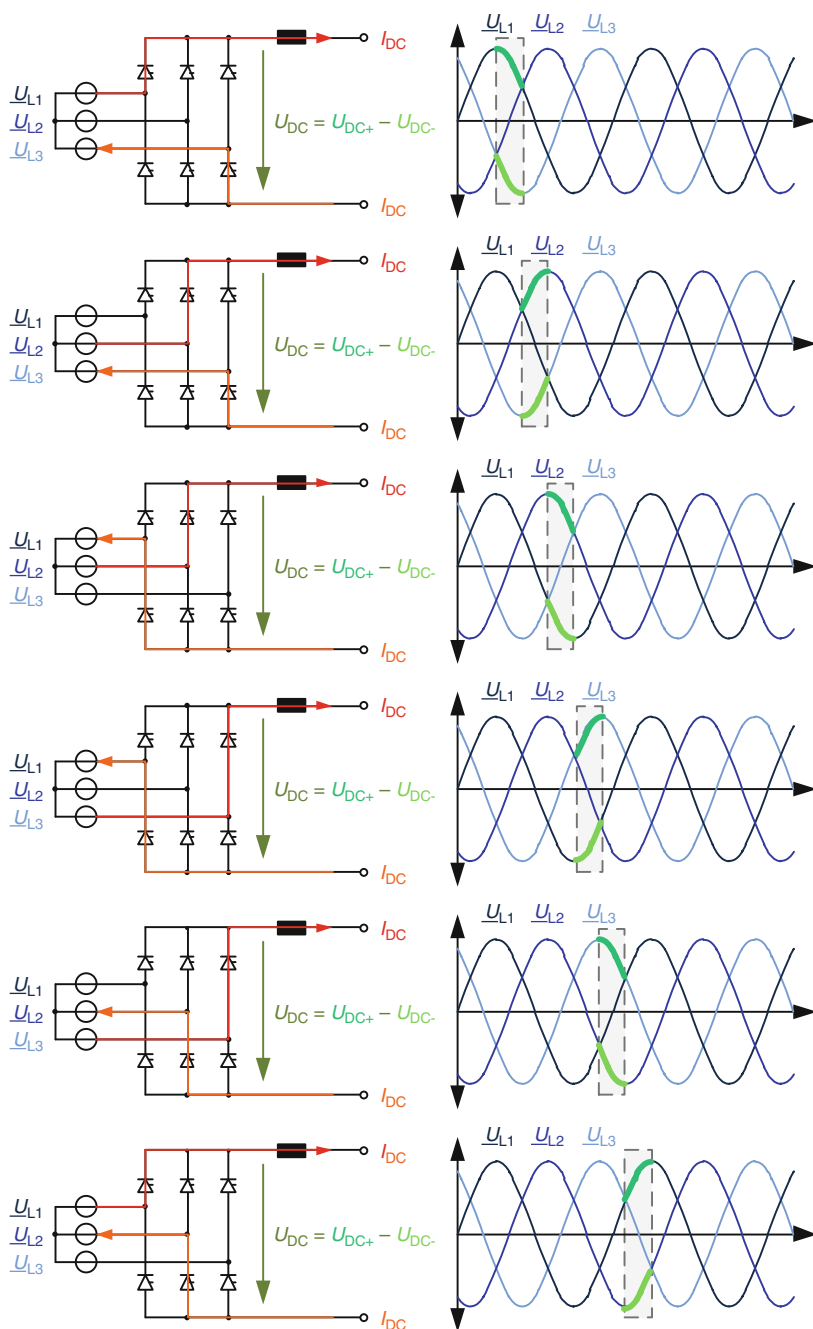


Abb. 8.6 Vollständige Darstellung des Kommutierungsvorgangs für eine sechsspulige Brücke bei Vollsteuerung der Thyristorventile

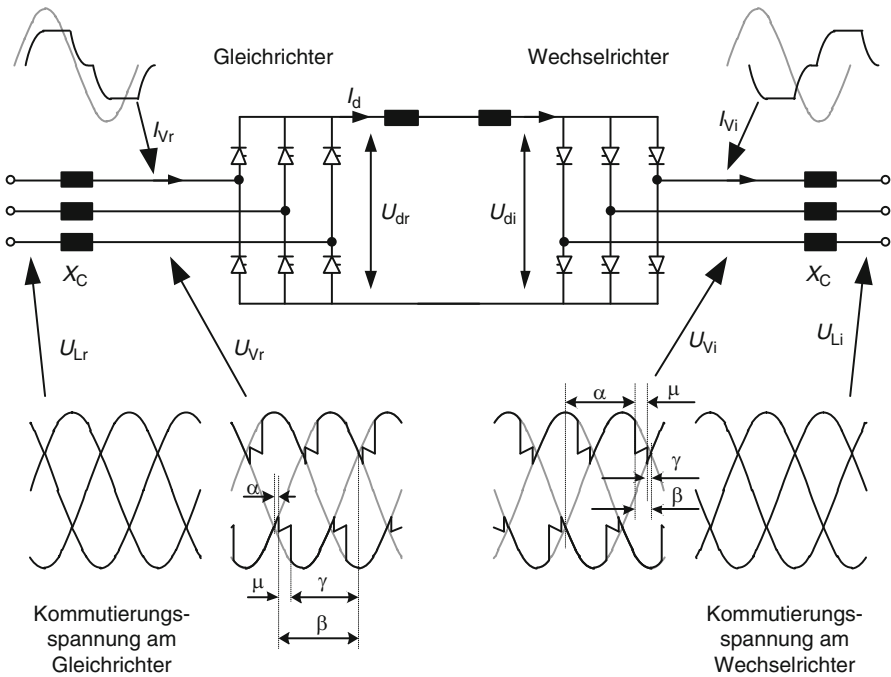


Abb. 8.7 Einfacher Aufbau einer Gleichstromübertragung mit Gleichrichter und Wechselrichter in LCC-HGÜ-Technologie

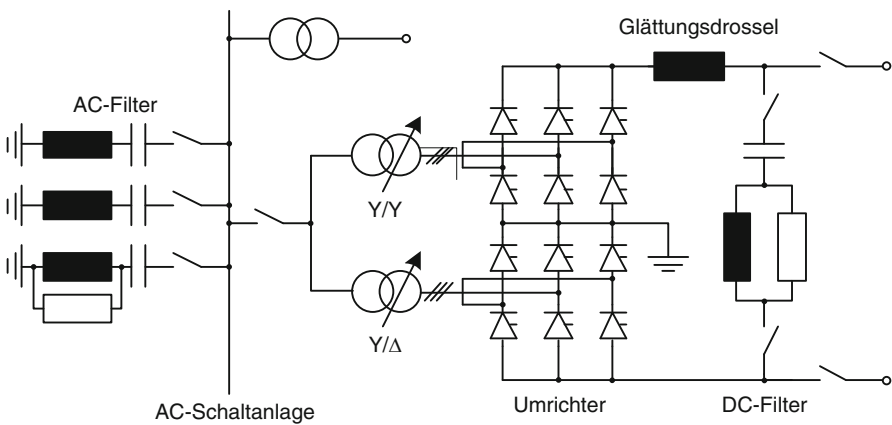
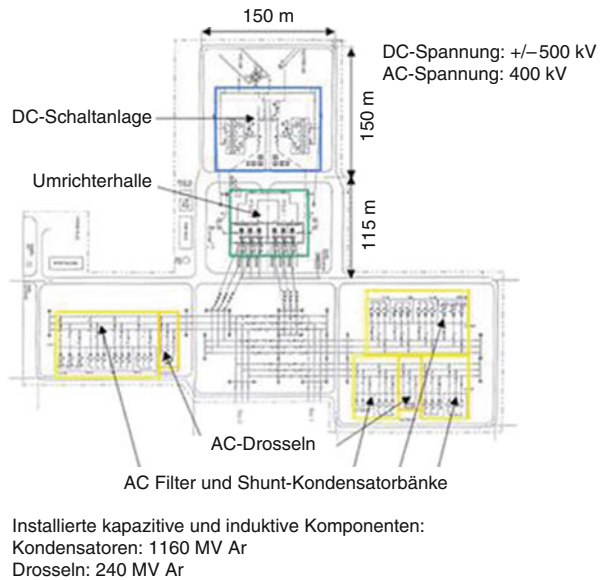


Abb. 8.8 Typische LCC-HGÜ-Aufbau mit einem 12-Puls-Umrichter [6]

Eine Leistungsflussumkehr ist nur durch die Änderung der Polarität der Gleichspannung möglich. Aus diesem Grund eignen sich LCC-HGÜ-Systeme nicht für den Einsatz mit heute verfügbaren Kunststoffkabeln, da bei einer Polaritätsänderung eine unzulässig hohe Belastung des Dielektrikums auftreten kann. Technologien für

Abb. 8.9 Typisches Layout einer LCC-HGÜ-Anlage [12]



die Ausführung der Gleichstromstrecke sind Freileitungen oder Massekabel (s. auch Abschn. 8.4.1). Typische Elemente einer realen Anlage sind:

- Umrichterventile
- Umrichtertransformatoren
- AC-Filter, DC-Filter
- Blindleistungskompensationseinrichtungen
- Glättungsdrosseln
- Regelungen
- Kühlsysteme für die Ventile

Bei der Planung einer LCC-Station muss der Platzbedarf für die AC-Filter und die Kompensationseinrichtungen, mit berücksichtigt werden. Abbildung 8.9 ist ein typisches Layout einer LCC-HGÜ-Biopol-Anlage mit einer Nennleistung von zweimal 1.000 MW zu entnehmen (s. dazu auch Abb. 8.10 sowie Abb. 8.11 für Beispiele realer Anlagenausführungen).

8.2.2 Ausführungsformen

Heute realisierte HGÜ-Verbindungen umfassen unterschiedlichste Ausführungsformen und reichen von Kurzkupplungen (Back to Back, BtB) über monopolare bis bipolare Ausführungen. Theoretisch sind auch nicht vermaschte Mehrpunktsysteme denkbar. Es existiert weltweit bislang erst ein nicht vermaschtes Dreipunktsystem. Abbildung 8.12 zeigt eine Übersicht über die denkbaren HGÜ-Systemausführungen.

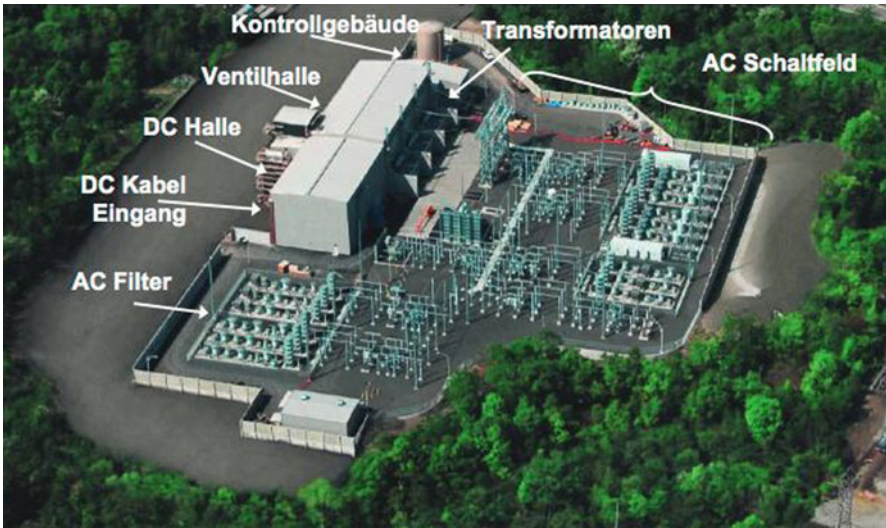


Abb. 8.10 Beispiel für eine LCC-HGÜ-Station [SIEMENS]



Abb. 8.11 Blick auf den AC-Anlagenteil einer LCC-HGÜ-Kopfstation in China (Gui-Guang II, Gleichspannung: ± 500 kV/Nennleistung: 3.000 MW) [SIEMENS]

BtB-Systeme BtB-Systeme werden vorwiegend für die Kopplung von zwei asynchronen Netzen verwendet. Bei BtB-Umrichterstationen existiert keine Übertragungsleitung, so sind beide Umrichter in einem Umrichtergebäude untergebracht. Der Aufbau einer BtB-Anlage besteht typischer Weise aus zwei Ventilblöcken und

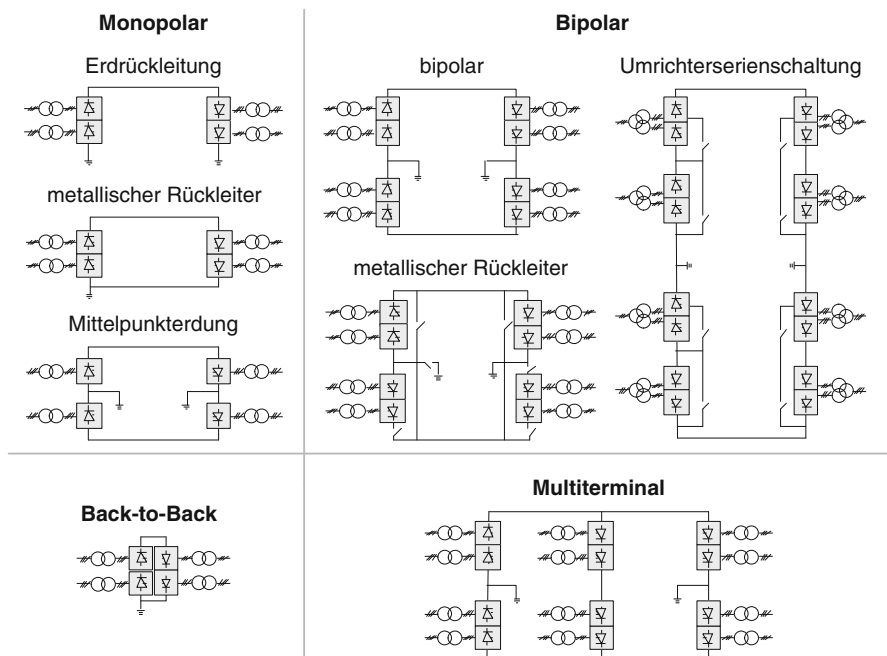
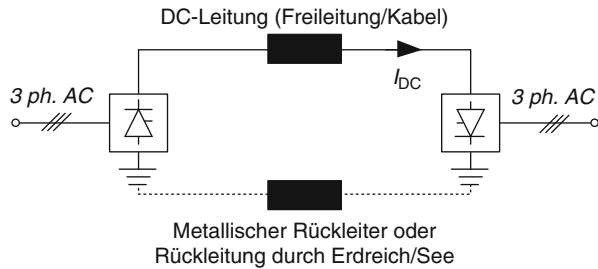


Abb. 8.12 Mögliche Ausführungen von HGÜ-Stationen [7] – Dreiwicklungstransformatoren sind typisch bei der Übertragung von großen Leistungen

einer Glättungsrossel auf der Gleichspannungsseite. Es werden nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten optimale Gleichspannungs- und -stromnennwerte gewählt. Da keine Rücksicht auf etwaige Leitungen im Gleichstromkreis genommen werden muss, erfolgt die Dimensionierung häufig mit einer niedrigen Gleichspannung und einem hohen Gleichstrom, um den Thyristornennstrom voll auszunutzen.

Monopolare Systeme Die einfachste Ausführungsart mit Gleichstromleitung ist eine monopolare Anordnung, die aus einer Hochspannungs-DC-Durchführung und einer geerdeten Elektrode als Rückleitung besteht. Der monopolare Betrieb ist für einige Systeme die übliche Betriebsart besonders für ältere Systeme mit Seekabeln, wo die Kosten für eine Rückleitung nicht gerechtfertigt waren. Der Erdrückstrom ist bei diesen Systemen durch die Anwendung von Seeelektroden nicht so sehr von Bedeutung, da nur geringe Stromdichten erreicht werden (Abb. 8.13). Es besteht allerdings die Gefahr einer Verfälschung der magnetischen Kompasseseigenschaften in der Nähe der Gleichstromleitung. An den Seeelektroden kann durch elektrolytische Prozesse Chlorgas freigesetzt werden. Monopolare Ausführungen mit Erdelektroden zur Rückleitung des Gleichstroms über die Erde sind heute nicht mehr genehmigungsfähig.

Abb. 8.13 Systemstruktur eines monopolen LCC-HGÜ-Systems



Ausführungen mit geerdeten Elektroden und damit Langzeitbetrieb mit Erdrückstrom können unerwünscht sein, weil es zu Korrosion und anderen Erscheinungen an den Übergangsstellen kommen kann. Monopolarer Betrieb einer bipolaren Anordnung ist kann erforderlich werden, wenn ein Pol ausfällt. In diesem Fall steht mindestens ein metallischer Rückleiter zur Verfügung, sodass die oben genannten Nebeneffekte bei einer Erdstromrückleitung nicht auftreten.

Um bei einer Umschaltung von bipolarem auf monopolaren Betrieb die Übertragungsleitung als metallischen Rückleiter nutzbar zu machen, werden die Anlagenteile der Umrichterpole isoliert, indem mit Schaltgeräten der Neutraleiter auf den Rückleiter geschaltet wird. Daraus resultiert, dass der metallische Rückleiter zum geerdeten Anlagenteil parallel geschaltet ist. Der Erdstrom und damit der Strom durch die Elektrode wird dann ebenfalls wieder durch einen Schalter unterbrochen. Erst dann fließt der gesamte Polstrom durch den metallischen Rückleiter. Da es sich hier um mechanische Schaltgeräte handelt, ist eine unterbrechungsfreie Umschaltung nicht möglich. Der Rückleiter hat den vollen Leitungsquerschnitt aber nur Mittelspannungsisolationsniveau.

Die einfachste Verbindungskonfiguration ist ein sog. monopolarer Link, der aus einem Hochspannungs-DC-Leiter und einer Erdelektrode als Rückleiter besteht. Monopolarer Betrieb ist heutzutage ein Betriebsmodus für Bestandsanlagen mit Seekabel. Neue Anlagen werden grundsätzlich mit einem metallischen Rückleiter ausgestattet.

Bipolare Systeme Anstatt nur einen Umrichter in einer Station unterzubringen, kann der Umrichter selbst aus einer Reihenschaltung mehrerer (monopolarer) Umrichter bestehen (Abb. 8.14). Der Gleichstromfluss in jedem Pol wird so geregelt, dass er in jedem Umrichter der Reihenschaltung identisch ist. Im Normalbetrieb fließt dann kein Strom über die Erde ab.

Bipolare LCC-HGÜ sind häufig so ausgelegt, dass die Pole voneinander unabhängig betrieben werden können. So ist sichergestellt, dass eine erzwungene Abschaltung eines Pols oder einer Station keinen Einfluss auf die anderen unbeschädigten Anlagenteile hat. Wenn ein Pol außer Betrieb ist, sollte der verbleibende Pol in der Lage sein, den Betrieb monopolar mittels der Erdung bzw. metallischem Rückleiter, aufrecht zu erhalten. 50 % der bipolaren Nennleistung wird durch monopolaren Betrieb abgedeckt. Aus den oben genannten Gründen wird daher ein auf Mittelspannungsniveau isolierter metallischer Rückleiter mit verbaut. Ein bipolares

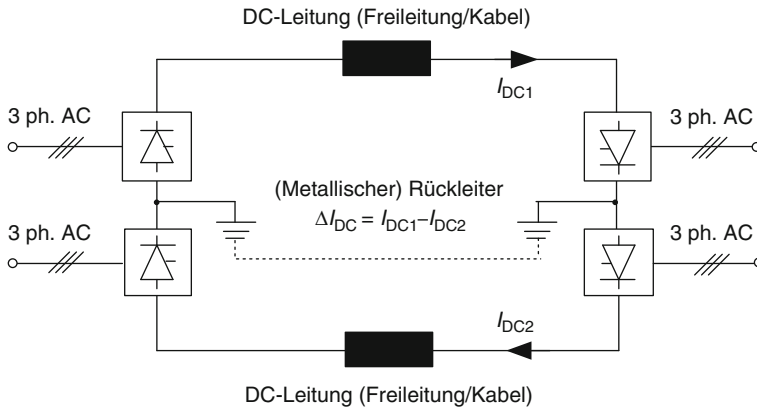


Abb. 8.14 Schematischer Aufbau einer bipolaren Zweipunktverbindung mit der Serienschaltung von zwei Monopolen auf beiden Umrichterseiten

System verfügt also über eine eingebaute Redundanz, sodass bei Ausfall eines Pols die Hälfte der Leistung noch übertragen werden kann. Durch eine in der Auslegung der Anlagen berücksichtigte Überlastfähigkeit der Umrichter kann die übertragbare Leistung im Redundanzfall, also bei Ausfall eines Pols, auch deutlich über die Hälfte der installierten Leistung gesteigert werden. Ein wichtiger Aspekt in diesem Zusammenhang ist die thermische Kapazität der Stromrichtertransformatoren. Eine bipolare Ausführung wird üblicherweise für Langstreckenübertragung mit Freileitung verwendet. Für unidirektionalen Lastfluss hat einer der Pole positive und der jeweils andere negative Polarität. Für eine Lastflussumkehr, wird die Polarität umgekehrt. Für gewöhnlich sind beide Endstationen geerdet. Der Stromfluss in jedem Pol ist notwendigerweise symmetrisch, die unsymmetrischen Stromanteile, die zur Erde hin abfließen sind in der Regel kleiner als 1–2 % des Nennstromes.

Mehrpunkt-Systeme Weltweit ist derzeit ein LCC-HGÜ-Mehrpunktsystem mit drei Umrichterstationen in Betrieb; zahlreiche Studien haben unterschiedlichste Ausführungs-, Anwendungs- und Betriebsszenarien untersucht (s. dazu z. B. folgende Referenzen: [14, 17, 23, 24, 27–29]). Die bislang einzige Multiterminal-LCC-HGÜ-Einrichtung weltweit ist die „Quebec–New England-Verbindung“, eine HGÜ von Radisson, Québec, nach Sandy-Pond in Ayer, Massachusetts. Dies ist eine Dreipunktverbindung ohne Masche. In der aktuellen Ausbaustufe wird hier mit einer Gleichspannung von ± 450 kV über eine Entfernung von 1.100 km eine Leistung von 2.000 MW übertragen.

Allgemein dient eine Mehrpunkt-HGÜ-System dem Leistungsaustausch zwischen mindestens drei Umrichterstationen. Die zusätzlichen Umrichterstationen können sowohl in Reihe als auch parallel zu einem bestehenden Zweiterminal-HGÜ-System geschaltet werden. Abbildungen 8.15 und 8.16 zeigen vereinfacht den Aufbau von Multiterminal-Systemen, welche einmal in Reihen- und einmal in Parallelschaltung dargestellt sind. Aufgrund der Eigenschaft von LCC-HGÜ, dass

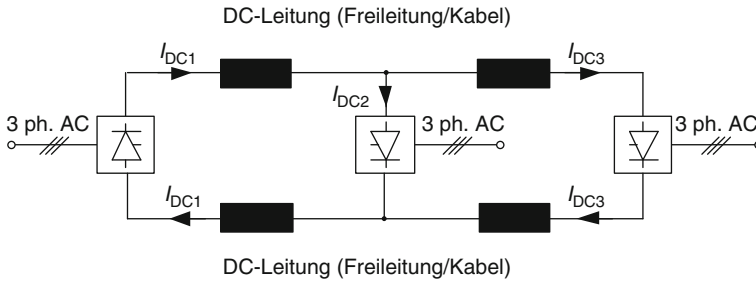


Abb. 8.15 Systemstruktur eines Mehrpunkt-HGÜ-Systems mit Parallelschaltung von Umrichtern

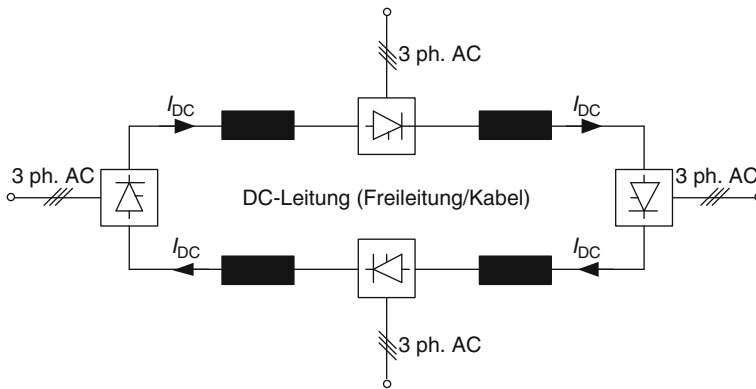


Abb. 8.16 Systemstruktur eines Mehrpunkt-HGÜ-Systems mit einer Reihenschaltung von Umrichtern

der Gleichstrom immer in dieselbe Richtung fließen muss, ist der Aufbau eines vermaschten Gleichstromnetzes schwierig.

Während eine einfache Masche über die Regelung des Gleichstroms beherrschbar ist, wird der Betrieb von mehreren Maschen sehr aufwändig. Eine weitere Problemstellung des Mehrpunktbetriebs stellt die Leistungsflussrichtungsänderung dar. Mit einer Änderung der Leistungsflussrichtungen ist auch immer technologiebedingt eine Umkehr der Polarität der Gleichspannung erforderlich.

Eine einfache Änderung der Leistungsflussrichtung an einer der Umrichtertationen ist daher nicht so einfach möglich. Änderungen in der Leistungsflussrichtung bedeutet immer eine Abschaltung des gesamten Gleichstromnetzes, eine Änderung der Ausrichtung der Bipole mit Polwendeschaltern und ein erneutes wiederhochfahren. Die LCC-Technologie ist aus diesem Grund nicht inhärent netzwerkfähig und kann bestenfalls in einem Gleichstromnetz mit vorgegebenen Leistungsflussrichtungen eingesetzt werden.

Für den Aufbau eines vermaschten Gleichstromnetzes, indem durch parallele Leitungen eine gewisse Netzredundanz eingebaut werden kann, muss auf eine

andere Technologie zurückgegriffen werden. Hier wird heute der Einsatz von selbstgeführten Spannungsumrichtern favorisiert, da diese Umrichter-technologie eine konstante Gleichspannungspolarität ermöglicht und sich die Gleichstromflussrichtungen in einem vermaschten Gleichstromnetz beliebig ändern können, ohne einen Polarisationswechsel der Gleichspannung herbeizuführen.

8.2.3 Anforderungen an die Netzanschlusspunkte

An ein System, das große Leistungen überträgt und vor allem auch eine Kopplung zwischen schwachen AC-Netzen darstellen kann, werden hohe Anforderungen bezüglich Systemstabilität gestellt. Es soll verhindert werden, dass sich ein Netz nach einer Störung nur langsam wieder erholt, starke Transiente beim Schalten von Drosseln/Kapazitäten auftreten oder sogar Leistungspendelungen bis hin zu Blackouts auftreten.

Dem zufolge kann eine Instabilität von HGÜ-Systemen, die mit schwachen AC-Netzen gekoppelt sind, ein entscheidender Faktor bei der Anwendung der HGÜ-Technologie sein. Um stets einen sicheren HGÜ-Betrieb zu gewährleisten, müssen einige elektrische Anforderungen in den Anschlussknoten erfüllt sein. Es gibt internationale Richtlinien, in denen diese Anforderungen, die an dieser Stelle wiedergegeben werden sollen, formuliert sind. Die Richtlinien in Referenz [14 und 15] beschreiben die grundlegenden Phänomene am Anschlussort und leiten daraus Empfehlungen ab, wie ein HGÜ-System auszulegen ist, dass an ein Drehstromnetz angeschlossen wird. Die maßgebliche Größe ist das Kurzschlussleistungsverhältnis (Short Circuit Ratio – SCR) und das effektive Kurzschlussleistungsverhältnis (ESCR) um die „Stärke“ eines Anschlusspunktes beurteilen zu können. Üblicherweise wird die Kurzschlussleistung eines AC-Systems in MVA wie folgt berechnet:

$$S_k = \sqrt{3} U_{AC,N} I_k = \frac{U_{AC,N}^2}{X_k} \quad (8.1)$$

Dabei sind:

$U_{AC,N}$: Nennspannung im Drehstromsystem

I_k : Dreiphasiger Kurzschlussstrom

X_k : Dreiphasige Kurzschlussimpedanz

$$SCR = \frac{S_k}{P_{DC}} \quad (8.2)$$

mit

P_{DC} : Wirkleistung, die auf den DC-Anschluss bezogen wird [MW]

Obwohl das Kurzschlussleistungsverhältnis SCR häufig verwendet wird, berücksichtigt es nicht alle Effekte von Shuntkapazitäten, die beispielsweise in AC-Filtern

Tab. 8.2 Einteilung der Leistungsfähigkeit von AC-Systemen nach [15])

„Stärke“ des AC-Systems	SCR	ESCR
Stark	$SCR \geq 3$	$ESCR \geq 2,5$
Schwach	$3 > SCR \geq 2$	$2,5 \geq ESCR \geq 1,5$
Sehr schwach	$SCR < 2$	$ESCR < 1,5$

vorkommen und die Systemimpedanz beeinflussen. Die Kurzschlussleistung S_k , die üblicherweise ohne Shuntelemente berechnet wird, findet Verwendung in der Dimensionierung von Leistungsschaltern und Schutzeinrichtungen.

Somit ist diese Definition des Kurzschlussverhältnisses besonders dann zweckmäßig, wenn der DC-Anschluss betrachtet wird, aber die dort angeschlossenen Shunt-Elemente noch nicht dimensioniert wurden. Das aussagekräftigere effektive Kurzschlussleistungsverhältnis wird wie folgt berechnet:

$$ESCR = \frac{S_k - Q_C}{P_{DC}} \quad (8.3)$$

mit

Q_C : Blindleistungskompensationsvermögen an der AC-Sammelschiene der Kopfstation [MVar]

Nach der CIGRÉ Richtlinie für die Planung von Gleichstromverbindungen mit Anschluss in Netzen mit geringer Kurzschlussleistung am Anschlussort (schwaches Netz) kann die „Stärke“ – also Leistungsfähigkeit – eines AC-Systems unter Zuhilfenahme der beiden Kenngrößen SCR und ESCR bewertet werden (Tab. 8.2).

Kleine Werte für SCR und ESCR kennzeichnen ein schwaches AC-System, welches aus der Perspektive des Umrichters einen großen Innenwiderstand aufweist und demnach bei Veränderungen der Wirk- und Blindleistungseinspeisung am Anschlussort mit großen Schwankungen in der Spannung am Anschlussort reagiert. Je kleiner SCR und ESCR sind, desto ausgeprägter sind die Wechselwirkungen und desto sensibler muss die Regelung sein bzw. desto schwieriger wird es, eine angemessene Güte des Systemverhaltens zu erreichen. Deshalb muss die Regelung in der Lage sein, auch extreme Spannungsverläufe am Anschlussort ohne Verlust des Synchronismus zu verarbeiten. Die Regelung darf keine instabilen Situationen zulassen oder Resonanzprobleme verursachen.

Beispielsweise kann es bei einem Fehler auf der AC-Seite zu einer Unterbrechung des DC-Leistungsflusses kommen. Im Falle einer asynchronen Kopplung zweier Netze würde dies zu Frequenzänderungen an den Anschlussorten der Kopfstationen führen. Die folgende mitunter starke Veränderung der Spannungszeiger muss durch die Regelung sicher erfasst werden, damit keine Kommutierungsfehler auftreten und die Wiederinbetriebnahme verzögern oder gar verhindern [39].

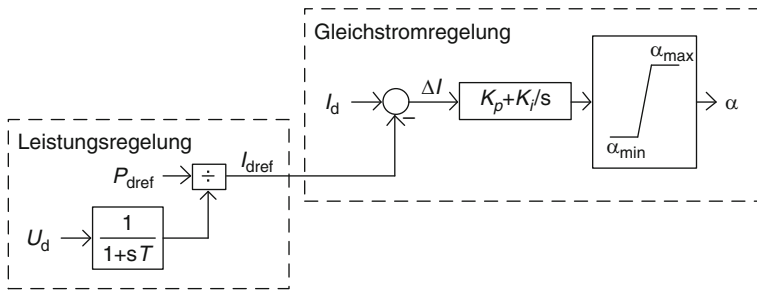


Abb. 8.17 Prinzipielle Struktur Leistungs- und Gleichstromregelung

8.2.4 Regelung eines LCC-HGÜ-Systems

8.2.4.1 Aufbau der klassischen LCC-HGÜ-Regelung

Die grundsätzliche Struktur und der allgemeine Aufbau einer LCC-HGÜ-Regelung hat sich in den letzten Jahrzehnten praktisch kaum geändert. Die heute noch gültige Methode der Grenzstromregelung (Marginal Current Control Method, MCCM) wurde erstmals im Kashira-Moscow Projekt 1951 und dem Gotland-Projekt 1954 eingesetzt [15]. Im Normalbetrieb regelt der Gleichrichter den Gleichstrom und der Wechselrichter die Gleichspannung. Die Regelabweichung wird einem PI-Regler zugeführt, der daraus die erforderlichen Zündwinkel für die Ventile auf der Gleich- und Wechselrichterseite berechnet.

Die Regelung des Gleichstroms (Current Control – CC) ist ein untergeordneter Teil der Leistungsregelung. Diese bestimmt den Gleichstromsollwert, der vom Gleichrichter geregelt wird. Die Leistungs- und Stromregelung sind hierarchisch aufgebaut (Abb. 8.17).

Zusätzlich zur Spannungsregelung (Voltage Control – VC) verfügt der Wechselrichter über eine Fehlerstromregelung (Current Error Control – CEC), eine Stromregelung (Current Control – CC) und über eine Regelung für einen konstanten Löschwinkel (constant extinction angle – CEA) (s. Abb. 8.18).

Im stationären Normalbetrieb kann der Wechselrichter wegen der netzseitig vorgegebenen AC-Spannung mit einem konstanten Löschwinkel im CEA-Modus betrieben werden. Hierfür wird der Löschwinkel γ auf ein Minimum eingestellt. Es findet keine über Telekommunikation laufende Koordination mit der Gleichrichterstation statt. An der Gleichrichterstation kann nicht festgestellt werden, ob die übertragene Leistung zu Instabilitäten im System führt.

Bei der MCCM wird in der Stromregelung eine Sicherheitsmarge eingestellt, die sich zum aktuellen Strom im DC-Kreis addiert. Die Marge beträgt typischerweise 0,1 p.u. [39] (s. auch Abb. 8.18 oben). Diese Strommarge muss groß genug sein, um zu verhindern, dass die Gleich- und Wechselrichterregelungen gegeneinander ankämpfen. Dies kann durch Harmonische im Gleichstromkreis hervorgerufen werden. Diese Sicherheitsmarge muss andererseits klein genug sein, um die Verlustleistung

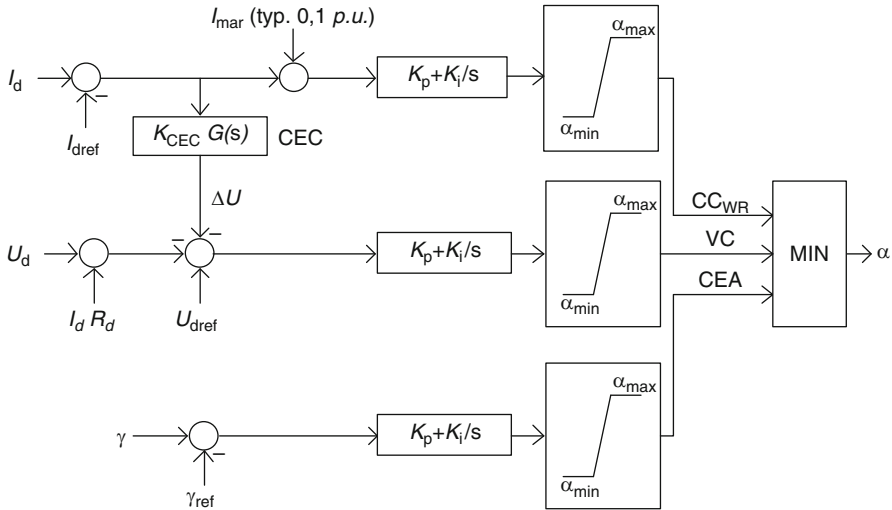


Abb. 8.18 Struktur der Wechselrichterregelung mit Komponenten für Fehlerstrom (CEC), Stromregelung (CC), Spannungsregelung (VC) und konstantem Löschwinkel CEA

während des Schaltens zu minimieren. Der Wechselrichter verfügt also über mehrere Regelungen. Die Regelungsaufgabe variiert zwischen Normalbetrieb und gestörtem Betrieb.

Grundsätzlich wäre die MCCM auch für den Einsatz von LCC-Mehrpunktverbindungen geeignet, wobei bei dieser Anwendung auch die Limitierung des Ansatzes deutlich wird, da alle Stationen aufeinander abgestimmt werden müssen, und ab einer gewissen Anzahl von Stationen die Komplexität der Regelung nicht mehr beherrschbar wird. Dies zeigte sich auch bei der Mehrpunktverbindung zwischen Neu England und Quebec. Hier war es geplant in die bestehende Dreipunktverbindung zwei neue Umrichterstationen zu integrieren (die Comerford- und Des Cantons-Umrichterstation), um mehr Betriebsflexibilität zu erhalten. Es war geplant, dass fünf Stationen gleichzeitig betrieben werden. Aufgrund von Schwierigkeiten in der Regelung und einer damit einhergehenden zu erwartenden Verschlechterung des Systemverhaltens, wurde der Mehrpunktbetrieb nicht erweitert [4].

Wenn eine bestehende Punkt-zu-Punkt-HGÜ-Anlage um eine dritte Station erweitert werden soll, muss nicht nur die Regelung der neuen Station neu geplant, sondern auch die Regelung der bestehenden Anlagen vollständig überarbeitet werden. Die MCCM für Mehrpunkt-LCC-HGÜ wird sehr komplex, weil sich die Anzahl der möglichen Betriebsbedingungen erhöht [17, 27–29]. Für die Realisierung von Mehrpunkt-HGÜ-Systemen in LCC-Technologie müssen neue Regelungsverfahren entworfen werden.

8.2.4.2 Weiterentwicklungen und neue Ansätze

Um die Probleme in der MCCM zu lösen, führte Karlecik-Maier [19] 1996 ein neues Regelungskonzept ein (Combined and Coordinated Control Method – CCCM), welches nie in einem kommerziellen HGÜ-Leitungsprojekt umgesetzt wurde, da es einige Anforderungen an die leittechnische Verbindung zwischen der Gleich- und Wechselrichterstation stellt. Bei BtB-Systemen kann dieser Ansatz ohne Probleme realisiert werden. Eine erstmals durchgängige systemtechnische Analyse bis hin zu praktischen Umsetzung wurde durch Thepparat im Jahr 2009 vorgestellt [36].

Nach dieser Methode regeln der Gleichrichter direkt die Leistung und der Wechselrichter einen so genannten „äquivalenten Widerstand“, der aus Strom- und Spannung gebildet wird. Da der Gleichrichter direkt die Leistung regelt, ist keine hierarchische Regelungsstruktur mehr erforderlich. So kann die Regelung schnell auf Störungen reagieren, um die geforderte Leistung zu liefern. Weil nur noch ein Regelungsmodus in jeder Station existiert ist auch keine Umschaltung zwischen Regelungen beim Übergang vom Normalbetrieb auf den gestörten Betrieb mehr erforderlich. Die Einstellung einer Strommarge entfällt ebenfalls.

Die CCCM berechnet den passenden Gleichspannungssollwert für den Wechselrichter und leitet diesen Sollwert an den Gleichrichter weiter, was allerdings ein gewisses Maß an Telekommunikation zwischen der Gleich- und der Wechselrichterseite erfordert und einen Unterschied zur MCCM darstellt.

In einer Mehrpunkt-HGÜ muss die Regelungscharakteristik der CCCM nicht verändert werden. Dies trifft auch für den Fall zu, dass eine bestehende Zweipunkt-HGÜ-Übertragung um eine dritte Station erweitert wird. Die Gleichrichterstation regelt auch dann die Leistung und die Wechselrichter regeln den äquivalenten Widerstand. Wegen der flexiblen und einfachen Regelungscharakteristik ist die CCCM ein passender Ansatz für die Regelung möglicher zukünftiger Mehrpunkt-HGÜ in LCC-Technologie.

8.2.4.3 Funktionsweise der klassischen LCC-HGÜ-Regelung

Allgemeines Prinzip Das Regelungssystem in einer LCC-HGÜ-Umrichterstation hat grundsätzlich einen hierarchischen Aufbau, der aus drei Ebenen besteht. Der Hierarchie von „oben“ nach „unten“ folgend sind diese drei Eben:

- Die Bipolregelung,
- die Polregelung und
- die Regelung der Umrichtereinheit.

Die Bipolregelung ist eine übergeordnete Regelung und koordiniert die von den Polen erforderte Leistung und leitet die Sollwerte zur Polregelung weiter. Zusätzliche Komponenten, wie eine Frequenzregelung und Leistungsmodulation zur Dämpfungsregelung, sind ebenfalls Bestandteil der Bipolregelung. Die Stationsleittechnik überwacht das Schalten der Oberwellenfilter und die Shunkapazitäten in Abhängigkeit von den Betriebsbedingungen. Die Polregelung berechnet anhand der erhaltenen

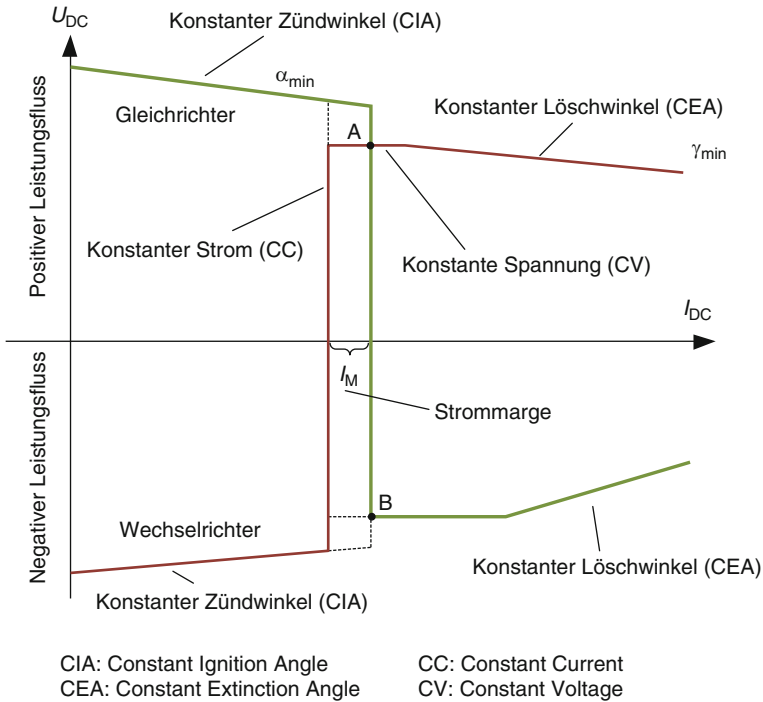


Abb. 8.19 Allgemeine Charakteristik der Umrichterregelung

Sollwerte den Zündwinkel für jeden Umrichter. Die Regelung der Umrichtereinheit generiert die Zündimpulse für die Ventile in Abhängigkeit von den erhaltenen Zündimpulssollwerten.

Ein LCC-HGÜ-System wird normalerweise so betrieben, dass an je einer Seite der Übertragung einmal ein konstanter Gleichstrom und einmal eine konstante Gleichspannung eingestellt werden. Aufgrund der Wechsel- bzw. Gleichrichtercharakteristik ergibt sich dann ein Arbeitspunkt. Die Polregelung weist durch die Regelung eines konstanten Stromes (CC), einer konstanten Gleichspannung (CV) oder eines konstanten Löschwinkels (CEA) die in Abb. 8.19 dargestellte Charakteristik auf. Die Regelung des Löschwinkels ist notwendig, um Kommutierungsfehler im Wechselrichterbetrieb zu vermeiden. Diese Fehler treten dann auf, wenn der Kommutierungsvorgang nicht abgeschlossen werden konnte, bevor die Spannung über einem Thyristor in Durchlassrichtung wieder ansteigt, d. h. also der Thyristor nicht abschalten konnte. Wie bereits an anderer Stelle erwähnt können Kommutierungsfehler durch Fehler im Drehstromnetz hervorgerufen werden.

Die Charakteristik von Gleich- und Wechselrichter ist in Bezug auf die Stromachse symmetrisch. Der Gleichstromsollwert des Wechselrichters ist um die einstellbare Strommarge des Gleichstromes kleiner als der des Gleichrichters, wodurch eine stabile Gleichstromregelung gewährleistet wird. Der Schnittpunkt A in

Abb. 8.19 kennzeichnet den Betriebspunkt im stationären Zustand. Der Gleichrichter stellt einen Gleichstrom (CC) ein. Der Wechselrichter sorgt für das Einstellen einer Gleichspannung (CV). Der aktuelle Betriebspunkt des jeweiligen Umrichters weicht wegen des Spannungsabfalls auf der DC-Leitung bezüglich der vorgegebenen Gleichspannung ab. Stromregelungen sollten grundsätzlich eine hohe Dynamik aufweisen, wogegen Spannungsregelungen verhältnismäßig langsam sein sollten, um regelungsbedingten Instabilitäten vorzubeugen.

Der Sollwert für die über das HGÜ-System zu transportierende Leistung wird von einer Leitwarte aus vorgegeben. Es kann immer nur eine der Umrichterstationen die DC-Leistung (in einem Zweipunkt-System) regeln. Die Umrichterstation, der die DC-Leistungssteuerung übertragen wurde, aktiviert die Konstantleistungsregelung (CP). Diese Leistungsregelung arbeitet parallel zur DC-Stromregelung und korrigiert die Stromsollwerteinstellungen derart, dass die aktuelle DC-Leistung an den vorgegebenen Sollwert angeglichen wird. Eine Leistungsflussumkehr (Power Reversal) oder ein Wechsel von Gleich- in Wechselrichterbetrieb kann durch eine Veränderung der Sollwertvorgabe erfolgen. Die Strommarge muss in diesem Fall lediglich vom Stromsollwert abgezogen werden. Ein neuer Arbeitspunkt nach der DC-Leistungsflussumkehr ist der Punkt **B** (Schnittpunkt der gestrichelten Linien) in Abb. 8.19. Wie bereits zuvor erwähnt, wird in einem LCC-HGÜ-System die Leistungsflussumkehr durch Änderung der Polarität der Gleichspannung geändert und die Flussrichtung des Gleichstromes gleich bleibt.

LCC-HGÜ können für schnelle Lastflussregelungen ausgelegt werden. Diese Regelung hat eine transiente Antwortzeit von nur einigen Millisekunden und die Genauigkeit für die Zündung der Umrichterventile ist im Bereich eines Bruchteils eines Grads. Die Regelung kann einen großen Einfluss bei der Verbesserung der Systemstabilität haben (z. B. eine schnelle Antwort auf Störungen, die um den Arbeitspunkt auftreten). Um die Regelungen auslegen zu können, ist es sehr wichtig, die Wechselwirkungen der Regelungen untereinander während des Normalbetriebs und während des gestörten Betriebs zu kennen.

Wechselwirkungen zwischen Gleich- und Wechselrichterseite Die Hauptfunktionen der HGÜ-Regelung sind die Regelung des Leistungsflusses zwischen den Stationen, der Schutz der Anlage gegen Strom- oder Spannungsbeanspruchungen, die durch Fehler verursacht werden und die Stabilisierung der angeschlossenen AC-Systeme [32]. Da eine Umrichterstation mit der anderen verbunden ist, haben Fehler, die an einem Anschlussort auftreten, Auswirkungen auf die andere Seite der Gleichstromübertragung.

Eine Zweipunkt-HGÜ-Verbindung mit einer Gleich- und einer Wechselrichterstation ist in Abb. 8.20 dargestellt. Der Gleichstromkreis hat eine Induktivität und einen Leitungswiderstand. Der Wert der Induktivität umfasst sowohl die Induktivität der Glättungsrosseln als auch die der Leitungsinduktivität, ebenso fast auch der Widerstandswert den Leitungswiderstand und den Widerstand der Glättungsrossel zusammen. Die Gleichspannung jeder Station wird durch einen dem Umrichter vorgegebenen Zündwinkel bestimmt. Eine Spannungsdifferenz zwischen Gleich- und Wechselrichter führt zu einem Stromfluss auf der DC-Leitung. Somit wird Leistung

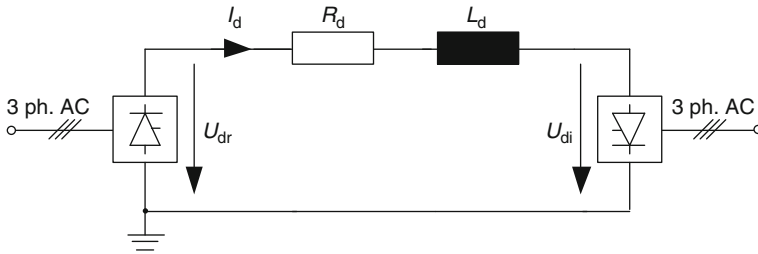


Abb. 8.20 Prinzipieller Aufbau einer LCC-HGÜ-Übertragung

vom Gleich- zum Wechselrichter übertragen. Da Thyristoren verwendet werden, kann der Gleichstrom (I_d) nur in eine Richtung fließen und ist im stationären Zustand durch das Ohmsche Gesetz gegeben (Gl. (8.4)). Eine Veränderung der äußeren Systembedingungen auf der Drehstromseite haben einen Einfluss auf die DC-Seite. Dies beeinflusst auch die übertragene Leistung. Unter solchen Bedingungen verschiebt sich der stationäre Arbeitspunkt vorübergehend, bevor die Regelung eingreift. Die Gleich- und Wechselrichterregelung müssen schnell sein, um das System zu stabilisieren und die Bedingungen wieder herzustellen und beizubehalten, die vor einer Störung herrschten.

$$I_d = \frac{U_{dr} - U_{di}}{R_d} \quad (8.4)$$

mit

U_{di} : Gleichspannung am Wechselrichter

U_{dr} : Gleichspannung am Gleichrichter

R_d : Wirkwiderstand im Gleichstromkreis

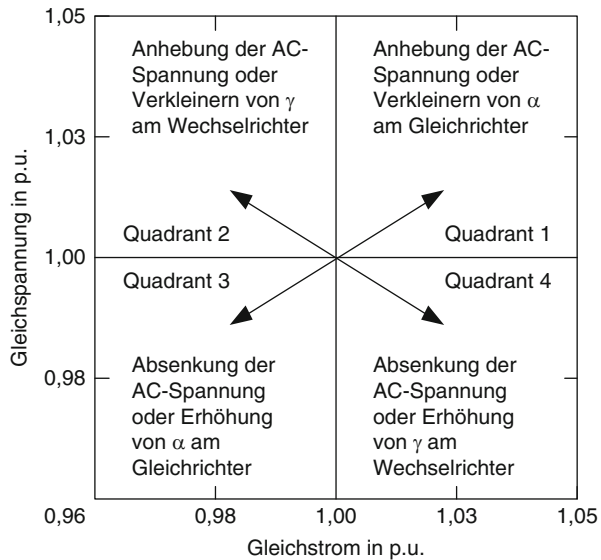
Abbildung 8.21 zeigt die Reaktion der HGÜ auf eine kleine Änderung der Wechselspannung und des Steuerwinkels, dabei ist die Abweichung vom stationären Arbeitspunkt beim Gleich- und Wechselrichter gering. Weiterhin zeigt diese Darstellung ein inhärentes Verhalten des HGÜ-Systems, welches nicht vom Regelkonzept abhängig ist. Dieses Verhalten wird herangezogen, um die HGÜ-Wechselwirkungen zu erklären, wenn sich die Wechselspannung und die Reglerparameter ändern. Die notwendigen Gleichungen zeigen die Zusammenhänge von Steuerwinkel, Gleich- und Wechselspannung. Sie sind in den Umrichtergrundgleichungen zusammengefasst [21]:

$$U_{dr} = BU_{d0r} \cos(\alpha) - BR_{cr} I_d \quad (8.5)$$

$$U_{di} = BU_{d0i} \cos(\gamma) - BR_{cr} I_d \quad (8.6)$$

$$U_{d0r} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} U_{acr} \quad (8.7)$$

Abb. 8.21 Veranschaulichung der Wechselwirkung zwischen Gleich- und Wechselrichter bezüglich Gleichspannung und Gleichstrom bei äußeren Störungen [36]



$$U_{d0i} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} U_{aci} \quad (8.8)$$

$$R_{cr} = \frac{3}{\pi} X_{cr} \quad (8.9)$$

$$R_{ci} = \frac{3}{\pi} X_{ci} \quad (8.10)$$

Dabei sind

B : = 1 für sechspulsige Umrichter; = 2 für zwölfpulsige Umrichter

U_{d0r} : Ideale Leerlaufgleichspannung am Gleichrichter

U_{d0i} : Ideale Leerlaufgleichspannung am Wechselrichter

U_{acr} : Leiter-Leiter-Wechselspannung am Gleichrichter

U_{aci} : Leiter-Leiter-Wechselspannung am Wechselrichter

α : Steuerwinkel (Zündwinkel)

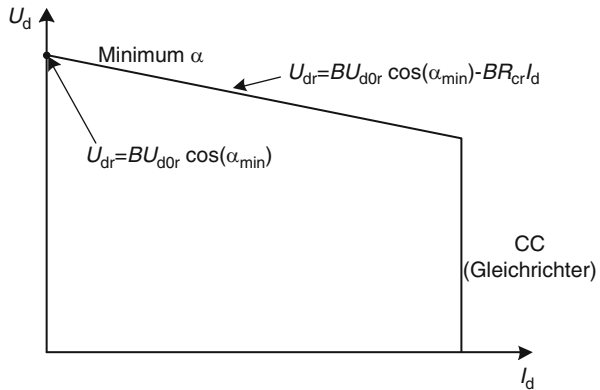
γ : Löschwinkel

X_{cr} : Kommutierungsreaktanz bezogen auf die Ventilseite des Umrichtertransformators pro Phase am Gleichrichter [Ω]

X_{ci} : Kommutierungsreaktanz bezogen auf die Ventilseite des Umrichtertransformators pro Phase am Wechselrichter [Ω]

Nach Gl. (8.5) bis (8.10), hat die Änderung der Wechselspannung und des Steuerwinkels Auswirkungen auf die Gleichspannung, womit sich auch der Gleichstrom verändert. Wie in Abb. 8.21 ersichtlich, bestimmt sich der stationäre Arbeitspunkt durch die Gleichspannung und den Gleichstrom beider Umrichter (hier jeweils 1

Abb. 8.22 U_d - I_d
Charakteristik der
Gleichrichterstation



p.u.). Die Wechselwirkungen zwischen Gleich- und Wechselrichter werden im weiteren Verlauf dieses Kapitels genauer untersucht, wenn die Auswirkungen einer veränderten Wechselspannung bzw. Steuerwinkels betrachtet werden.

Wie in Gl. (8.7) und (8.8) erkennbar, steigen Gleichspannung und Gleichstrom, wenn die Wechselspannung größer bzw. der Steuerwinkel am Gleichrichter kleiner wird (der Arbeitspunkt in Abb. 8.21 verschiebt sich dann zeitweise in den 1. Quadranten) und umgekehrt (zeitweise Verschiebung des Arbeitspunktes in den 3. Quadranten). Somit wird der Arbeitspunkt bei Störungen am Gleichrichter nur zwischen dem 1. und 3. Quadranten verschoben. Dies muss in der Regelung beachtet werden, um den stationären Arbeitspunkt beizubehalten. Wenn die Wechselspannung steigt bzw. der Steuerwinkel am Wechselrichter verkleinert wird, steigt die Gleichspannung, sinkt aber gleichzeitig auch der Gleichstrom (zeitweise Verschiebung des Arbeitspunktes in den 2. Quadranten) und umgekehrt (zeitweise Verschiebung des Arbeitspunktes in den 4. Quadranten). Bei Störungen am Wechselrichter wird der Arbeitspunkt zwischen dem 2. und 4. Quadranten verschoben. Auch hierauf muss die Regelung abgestimmt sein, um den Arbeitspunkt möglichst schnell wieder in den stationären Arbeitspunkt zu bringen.

Gleichrichterregelung Um die erforderliche Leistung bereitstellen zu können, muss die Gleichrichterregelung ihre Aufgabe rechtzeitig erfüllen. Die übliche HGÜ-Regelung nutzt hierfür die im Gleichrichter integrierte hierarchische Leistungsregelung. Der enthaltene Leistungsregler liefert einen Gleichstromsollwert für die untergeordnete Gleichstromregelung (s. Abb. 8.17).

Die Regelabweichung des Gleichstromes wird einem PI-Regler zugeführt, der daraus den notwendigen Zündwinkel erzeugt. Die Gleichspannung am Gleichrichter nimmt entsprechend Gl. (8.5) zu oder ab. In [39] werden mögliche Einstellung für den PI-Regler vorgeschlagen. Die vertikale Linie in Abb. 8.22 repräsentiert die Stromregelung des Gleichrichters. Die Stromregelung verbleibt auf dieser Linie, solange der minimale Zündwinkel (z. B. 5°) nicht erreicht wird. Dieser minimale Zündwinkel ist dadurch gegeben, dass die Thyristorventile eine minimale Vorwärtsspannung benötigen, um ordnungsgemäß einschalten zu können und Kommutierungsfehler

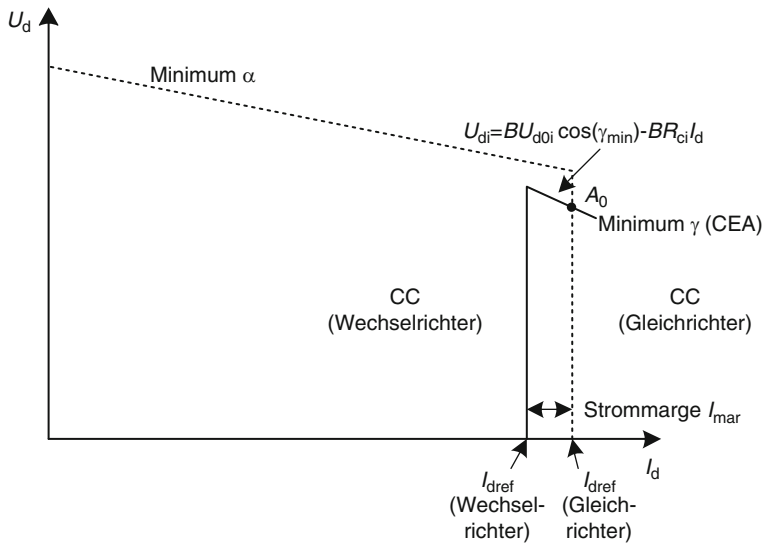


Abb. 8.23 U_d - I_d -Charakteristik der Wechselrichterstation

zu vermeiden. Sobald der minimale Zündwinkel erreicht ist, kann er nicht weiter verkleinert werden. Die Regelung arbeitet dann mit minimalem Zündwinkel. Die U_d - I_d -Charakteristik des minimalen Zündwinkels (Abb. 8.22) folgt der durch Gl. (8.5) vorgegebenen Steigung. Danach steigt der Gleichstrom und die Gleichspannung des Gleichrichters sinkt, weil die Strombelastung der AC-Systemimpedanz und der Kommutierungsreaktanz des Umrichtertransformators steigen.

Wechselrichterregelung Der Wechselrichter verfügt über eine Löschwinkelregelung, die sicherstellt, dass der Winkel im richtigen Moment erzeugt wird und kein Kommutierungsfehler auftritt. Dieser CEA-Modus des Umrichters ist in Abb. 8.23 mit einer durchgezogenen Linie dargestellt. Der Löschwinkel muss so klein wie möglich gehalten werden, um einen bestmöglichen Leistungsfaktor zu erhalten, die Harmonischen zu reduzieren, den Blindleistungsbedarf und die Anlagengröße für das Wechselrichter-AC-System zu minimieren. Der minimale Löschwinkel stellt noch eine gewisse Sicherheitsmarge gegen Kommutierungsfehler, verursacht durch kleine Transiente im AC-System, zur Verfügung. Um das Risiko für Kommutierungsfehler zu minimieren, liegt der Wert für den minimalen Löschwinkel praktischerweise bei 15 – 18° [14].

Für die Zündwinkelregelung des Wechselrichters werden oft folgende zwei Methoden verwendet: prädiktiver Löschwinkel und Löschwinkelfeedback [2, 3, 14, und 35]. Bei der prädiktiven Löschwinkelmethode wird der benötigte Zündwinkel algebraisch berechnet. In Abb. 8.24 wird das Prinzip dieses Ansatzes dargestellt, dessen Vorteil in einer schnellen Reaktion auf Spannungsänderungen besteht, da die

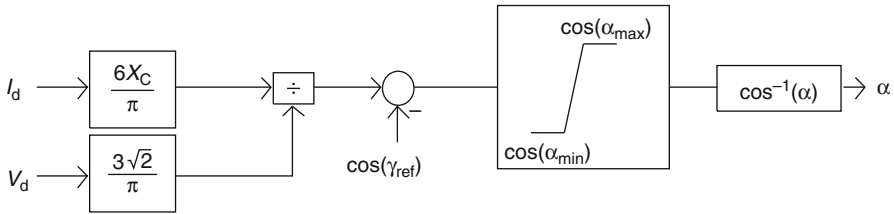


Abb. 8.24 Schema des prädiktiven Löschwinkelansatzes

Abb. 8.25 Schema des
Löschwinkelfeedbackansatzes

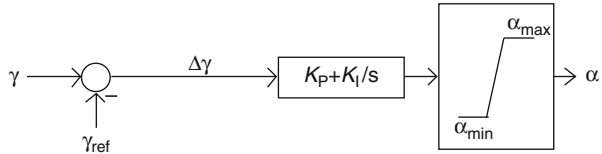
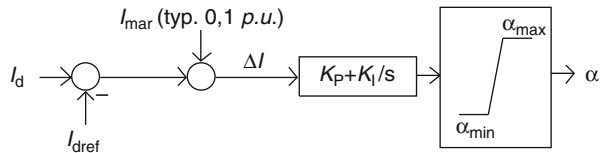


Abb. 8.26 Schema der
Gleichstromregelung des
Wechselrichters



Wechselspannung direkt mit eingeht. Dieses Verfahren wurde in den ersten LCC-HGÜ-Designs verwendet. Es hat sich allerdings als nicht praktikabel erwiesen da bei schwachen AC-Netzen eine harmonische Instabilität auftritt [3].

Beim Löschwinkelfeedbackansatz, ist der Löschwinkelregler ein PI-Regler. Die Regelabweichung des Löschwinkels wird dem PI-Regler zugeführt. So wird ein genauerer Wert unter stationären Bedingungen sichergestellt. Das Prinzip des Löschwinkelfeedbackansatzes ist in Abb. 8.25 dargestellt.

Das natürliche Verhalten der Regelung des minimalen Löschwinkels wird durch (8.6) beschrieben. Der Schnittpunkt zwischen CEA und Stromregelung des Gleichrichters, liefert den normalen Arbeitspunkt (A_0) (s. Abb. 8.23). Der Stromsollwert des Wechselrichters ist bei einer Strommarge (I_{mar}), die typischerweise etwa 10 % des Nennstromes beträgt, kleiner als der des Gleichrichters. Die Strommarge muss groß genug gewählt werden; damit die Stromregelung von Gleich- und Wechselrichter nicht auf Grund von Stromharmonischen, die dem Gleichstrom überlagert sein können, interagieren. Wenn der Wert allerdings klein ist, kann eine negative Interaktion zwischen Wechsel- und Gleichrichterseite auftreten. Dies kann zu Instabilitäten führen. Das Schema der Stromregelung des Wechselrichters ist in Abb. 8.26 dargestellt.

Der Vorteil der Stromregelung des Wechselrichters wird deutlich in dem Fall, in dem die AC-Spannung am Gleichrichter abnimmt. Die CEA-Charakteristik wird nach unten verschoben (Abb. 8.27). Der Arbeitspunkt verschiebt sich dann zum Punkt A und der Wechselrichter übernimmt die Stromregelung. Wenn die Stromregelung

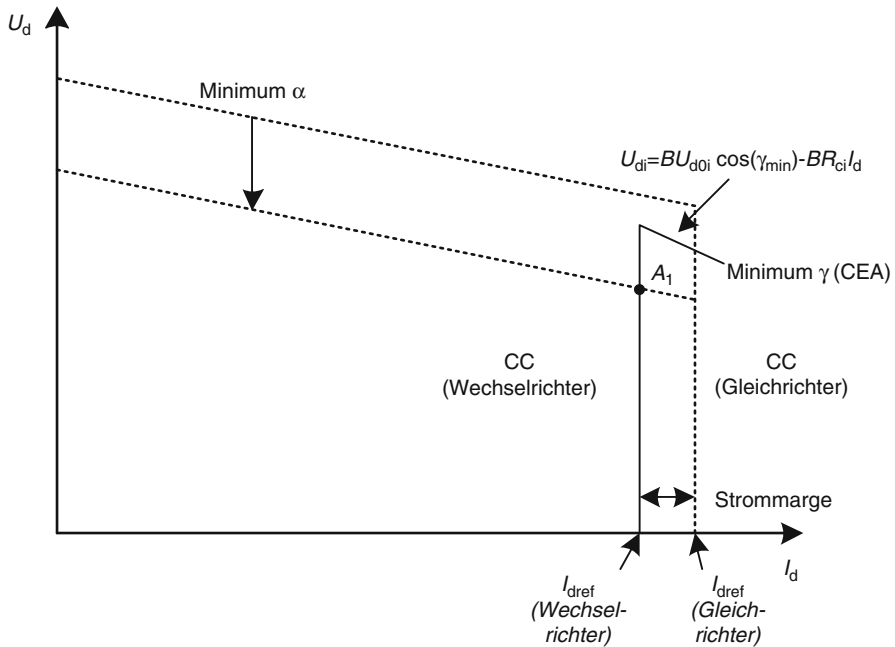


Abb. 8.27 AC-Spannungsabnahme am Gleichrichter und die Notwendigkeit der Gleichstromregelung des Wechselrichters

des Wechselrichters nicht zur Verfügung stehen würde, würde es keinen Schnittpunkt mehr geben und der Arbeitspunkt würde weiter sinken, bis kein Strom mehr fließt.

Der Übergang zwischen CEA und Stromregelung des Wechselrichters wird dadurch erreicht, dass beide Regelschleifen im Regelsystem enthalten sind und jeweils der kleinste Zündwinkel der beiden Regelungen ausgewählt (Abb. 8.28) wird. Beide Regelungen sind nicht gleichzeitig aktiv. CEA wird unter normalen Systembedingungen bevorzugt.

Ein Nachteil der Umrichterregelung kann die negative Steigung der Charakteristik des minimalen Löschwinkels sein. In der Praxis ist der vom Gleichrichter gesehene „negative Widerstand“ des Wechselrichters stark abhängig von der Netzwerkimpedanz. Je schwächer das Drehstromsystem am Wechselrichter ist, umso größer ist auch die Steigung dieser Geraden. Der steile Abfall des CEA kann mehrere Schnittpunkte mit der minimalen Zündwinkel-Charakteristik des Gleichrichters verursachen.

Abbildung 8.29 zeigt einen vergrößerten Ausschnitt von Abb. 8.23, in dem der Wechselrichter an ein schwaches AC-System angeschlossen ist. Dies führt zu einer Mehrdeutigkeit von drei möglichen Arbeitspunkten bei A_0 (erwünscht), A_1 und A_2 , so können Instabilitäten hervorgerufen werden. Diese mehrdeutigen Arbeitspunkte sollten vermieden werden.

Eine Veränderung kann durch die Glättung der Übergänge zwischen CEA und Stromregelung des Wechselrichters vorgenommen werden. Eine Variante

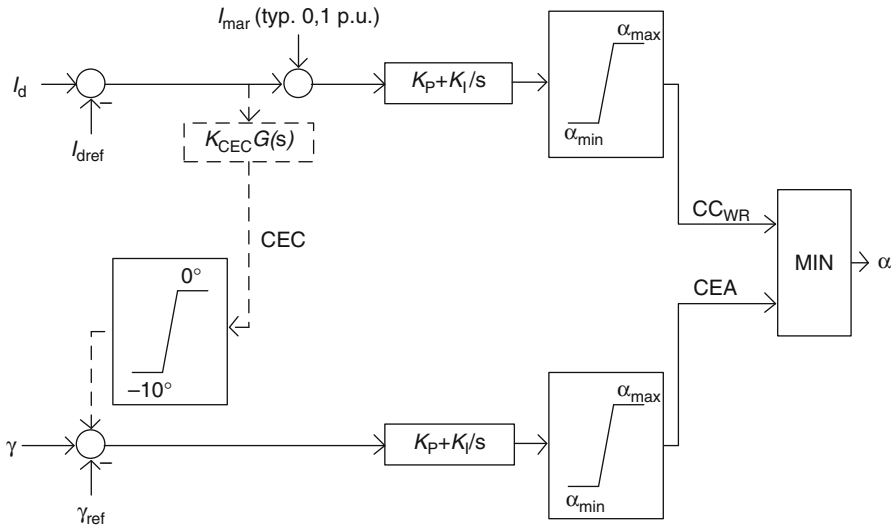
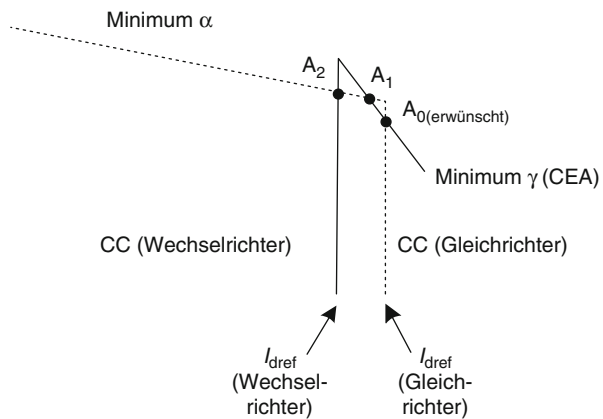


Abb. 8.28 Regelungsschema des Wechselrichters mit Stromregelung CC, Stromfehlerregelung CEC und Löschwinkelregelung CEA

Abb. 8.29 Regelung des Löschwinkels für schwache Wechselrichter-AC-Systeme



(s. Abb. 8.30) besteht in einer Nutzung der CEC. Dies führt zu einer Vergrößerung des Löschwinkels, wodurch sich anteilig der Strom auf einen Wert unterhalb des Referenzwertes des Gleichrichters verringert. Dadurch wird auch die Sicherheitsmarge für die Vermeidung von Kommutierungsfehlern erhöht.

So wird auch die negative Steigung verändert, indem noch ein positiver Anstieg im Bereich des reduzierten Stroms überlagert wird. Auf dieses Weise kann die Instabilität durch den Übergang zwischen den drei Punkten verhindert werden (s. Abb. 8.31). Die gestrichelte Linie in Abb. 8.28 zeigt die Einbindung

Abb. 8.30 Veränderung der Wechselrichterregelung durch CEC

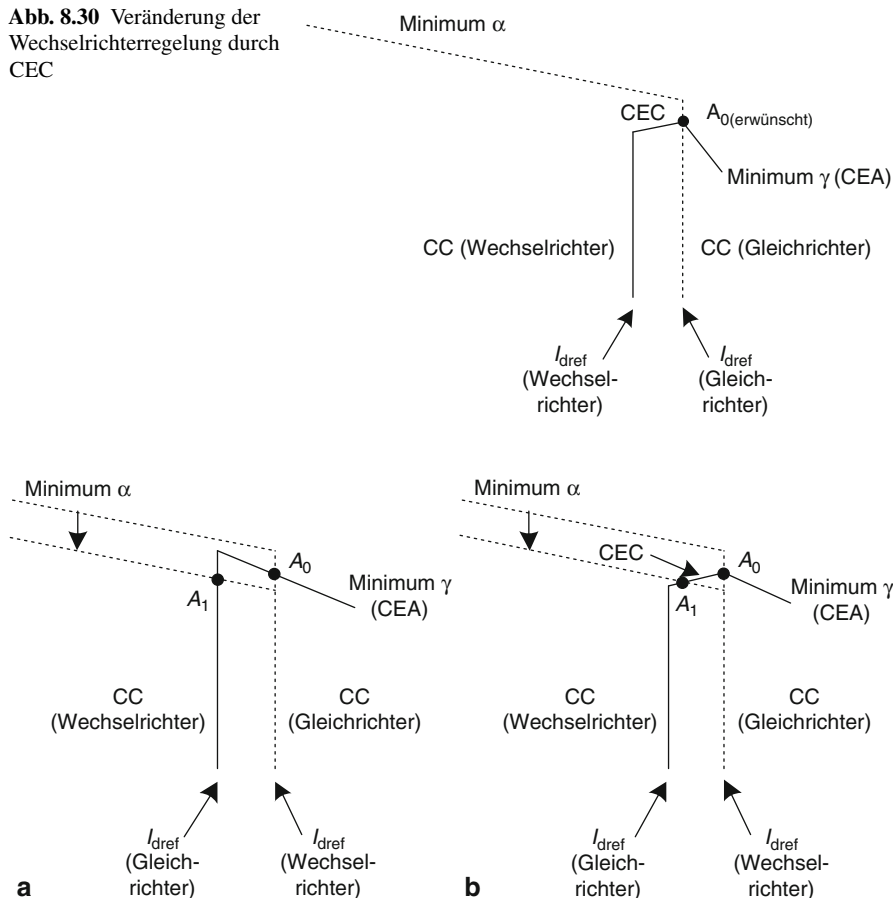
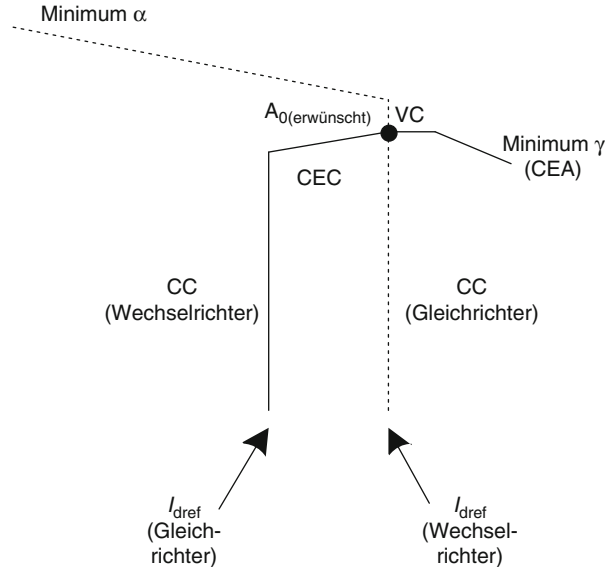


Abb. 8.31 Vergleich der Regelcharakteristik vor und nach der Modifikation des CEA durch den CEC. **a** Nach der Modifikation des CEA, **b** nach der Modifikation des CEA

der CEC in das Regelungsschema des Wechselrichters. Es zeigt, dass eine Erhöhung des Löschwinkels nur durchgeführt wird, wenn der gemessene Strom kleiner ist, als der Referenzstrom des Gleichrichters. Die meisten Hersteller fügen eine Lead-Lag-Übertragungsfunktion $G(s)$ zum Proportionalanteil (K_{CEC}) hinzu, um das dynamische Verhalten des HGÜ-Systems zu verbessern. Um den Vorteil dieser Modifikation zu veranschaulichen, wird der Fall betrachtet, dass die Wechselspannung am Gleichrichter abfällt. Da die Wechselspannung am Gleichrichter verkleinert wird, wird die Gleichrichtercharakteristik des minimalen Zündwinkels nach unten verschoben (s. Abb. 8.12).

In Abb. 8.31a ist die Veränderung des Arbeitspunktes von A_0 zu A_1 dargestellt, woraus eine große Leistungsabweichung resultiert. Im Vergleich dazu ist die allmähliche Veränderung in Abb. 8.31b dargestellt. Die CEC bewirkt eine kleinere Änderung

Abb. 8.32 Veränderung der Wechselrichterregelung durch Spannungsregelung und CEC



der Leistungsübertragung. Deshalb ist es weniger störend und weniger schädlich für das AC-System. Die CEC wird nicht für den stationären Betrieb verwendet. Sie kann als Reserveregelung angesehen werden, die bei transienten Vorgängen zum Tragen kommt und direkt auf den Zündwinkel wirkt.

Die zweite Möglichkeit besteht darin, die Spannungsregelung direkt am Wechselrichter zusätzlich zur CEC einzusetzen (Abb. 8.32). Der CEA wird somit durch eine Veränderung der Steigung korrigiert. Dabei wird der Löschwinkel größer, um die Gleichspannung auf dem Sollwert zu halten. Diese Regelung wird mit einem Rückkopplungssignal der Gleichspannung am Wechselrichter realisiert (ähnlich wie bei der Stromregelung). Außerdem sorgt die CEC für einen weichen Übergang zwischen der Strom- und Spannungsregelung. Die Anforderungen und die genaue Charakteristik für diese Funktionalität hängen von den jeweiligen Systemanforderungen ab. Dies funktioniert durch die Verringerung der Referenzspannung im Verhältnis zur Differenz zwischen Stromsollwert und gemessenem Strom.

Abbildung 8.33 zeigt das Schema der Wechselrichterregelung nach Hinzufügen der der Gleichspannungsregelung und der CEC.

In der Praxis wird die Spannungsregelung im stationären Betrieb eingesetzt, obwohl der Löschwinkel dabei etwas erhöht und dadurch mehr Blindleistung benötigt wird. Der erhöhte Löschwinkel bei der Spannungsregelung im Vergleich zum CEA liefert eine große Sicherheitsmarge für Kommutierungsfehler. Wenn die Wechselspannung am Wechselrichter steigt, reduziert die Spannungsregelung den Zündwinkel (bzw. erhöht den Löschwinkel), wodurch mehr Blindleistung benötigt und die Spannungserhöhung vermindert wird. Daraus resultiert eine positive Regelungs- bzw. Dämpfungswirkung auf die Wechselspannung. Wenn die Wechselspannung abnimmt, wird die Spannungsregelung den Zündwinkel erhöhen (bzw.

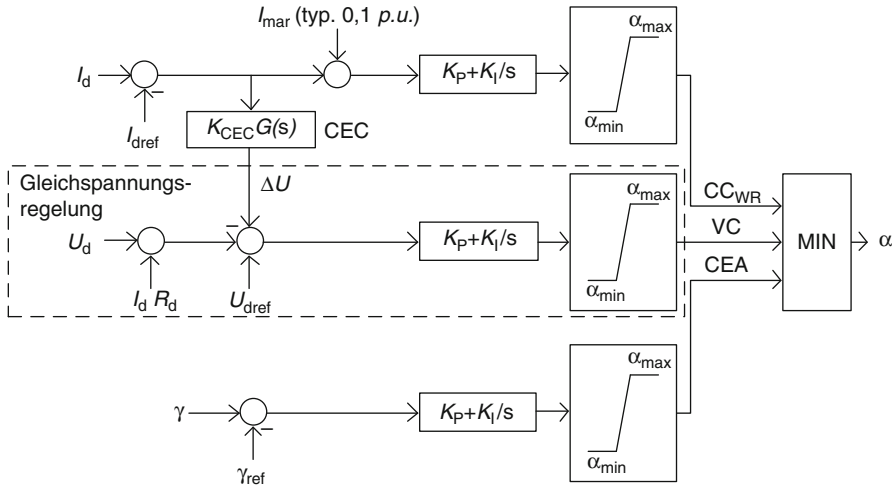


Abb. 8.33 Schema der Wechselrichterregelung mit CEC, CEA, Strom- und Spannungsregelung

den Löschwinkel verkleinern), wodurch wiederum die Blindleistung des Umrichters sinkt und die Wechselspannung ansteigt. Dieser Kompromiss ist sinnvoll und akzeptabel. Ein Betrieb bei minimalem Löschwinkel erfolgt nicht dauerhaft.

Die Spannungsregelung des Wechselrichters muss dessen Spannung regeln, bis die Gleichspannung des Gleichrichters auf einem konstanten Maximalwert von z. B. 1 p.u. gehalten wird. Deshalb ist der geregelte Wert der Gleichspannung am Wechselrichter gleich dem Gleichspannungssollwert am Gleichrichter abzüglich der Spannung, die an dem DC-Widerstand ($I_d R_d$) abfällt. Dieser kann sich durch veränderte Umgebungstemperaturen, Wind und Eigenerwärmung erheblich verändern. Besonders bei langen DC-Leitungen tritt dieser Effekt besonders stark auf und führt zu Berechnungsfehler entstehen können. In der Praxis wird ein Modell von R_d durch ein Fehlersignal korrigiert. Dieses Fehlersignal berechnet sich aus der Umrichter Gleichspannung plus der am DC-Teil abfallenden Spannung minus der Gleichspannung am Gleichrichter. Es wird eine leittechnische Verbindung von der Gleichrichterstation übermittelt. Deshalb verändert sich R_d schrittweise, bis der Fehler zu Null wird. Wenn die leittechnische Verbindung zur Gleichrichterstation ausfällt, wird der letzte bekannte Wert von R_d verwendet, bis die Kommunikation wieder möglich ist. Abbildung 8.34 zeigt die bereits bekannte U_d - I_d -Charakteristik der Gleichrichter- und Wechselrichterregelung, wenn die Gleichspannungsregelung im stationären Betrieb ist.

Verhalten bei Spannungsabnahme auf der Drehstromseite Im Folgenden soll die U_d - I_d -Charakteristik für den Fall einer Abnahme der Spannung auf der Drehstromseite des HGÜ-Systems dargestellt werden. Eine Abnahme der Wechselspannung am Gleichrichter bedingt die Reduktion der Gleichspannung, wodurch der Gleichstrom ebenfalls sinkt. Anschließend verringert die Stromregelung des Gleichrichters

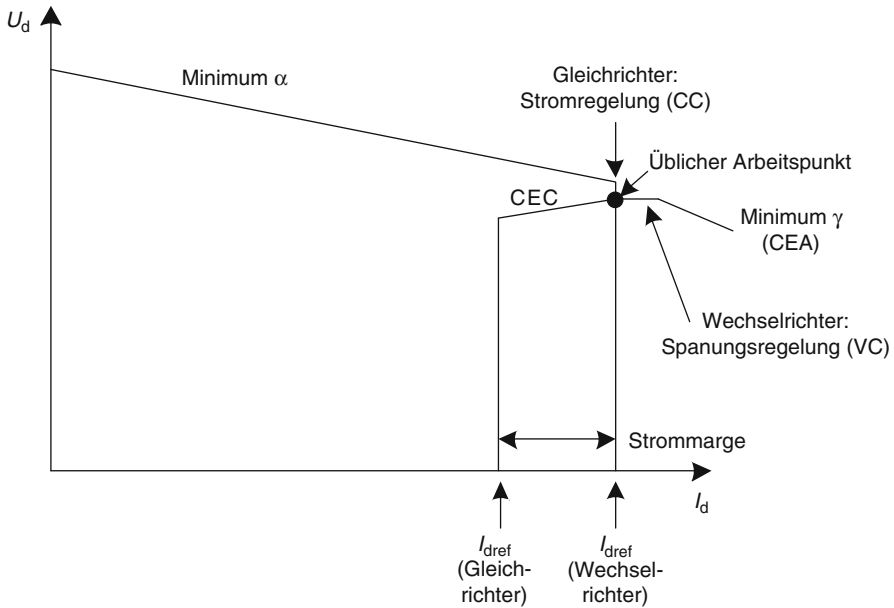


Abb. 8.34 U_d - I_d -Charakteristik der Gleich- und Wechselrichterstation

den Zündwinkel. Dies wiederum führt zur Erhöhung der Gleichspannung, damit der Gleichstrom auf seinem Referenzwert gehalten wird. Erreicht der Zündwinkel dabei sein Minimum von z. B. 5° , führt dies zu unkontrollierbaren Bedingungen. Wenn die Gleichrichterwechsellspannung weiter abnimmt, wird auch die natürliche Kennlinie des minimalen Zündwinkels nach unten verschoben. Dadurch verschiebt sich der normale Arbeitspunkt (A_0) durch die CEC zu einem temporären Arbeitspunkt (A_1), wie es in Abb. 8.35 dargestellt ist. Bei diesem Arbeitspunkt verharrt der Gleichrichter beim minimalen Zündwinkel und der Wechselrichter schaltet von der Spannungsregelung durch die CEC auf die Stromregelung um. Das bedeutet, dass die am Gleichrichter mögliche Gleichspannung jetzt durch die Charakteristik des minimalen Zündwinkels bestimmt und die Stromregelung des Wechselrichters den Zündwinkel anpassen muss, um die neue Stromreferenz zu erhalten.

Bei einer Strommarge von 0,1 p.u. würde sich im zeitweiligen Arbeitspunkt die übertragene Leistung von 1 p.u. langsam auf 0,9 p.u. reduzieren. Wenn die Strommarge groß ist, würde eine Änderung des Regelungsmodus von der Spannungsregelung durch die CEC zur Wechselrichterstromregelung eine negative Wirkung auf das AC-System haben, obwohl der CEC zu einem weichen Übergang beiträgt. Wenn die Strommarge aber unter 0,1 p.u. liegt, könnten die Stromharmonischen die bereits erwähnten Wechselwirkungen zwischen Gleich- und Wechselrichterstation auslösen. Die Regelungen müssen die richtigen Stromsollwerte einstellen, um unerwünschte Verhältnisse zu vermeiden. Dazu muss die leittechnische Kopplung der Stationen richtig funktionieren.

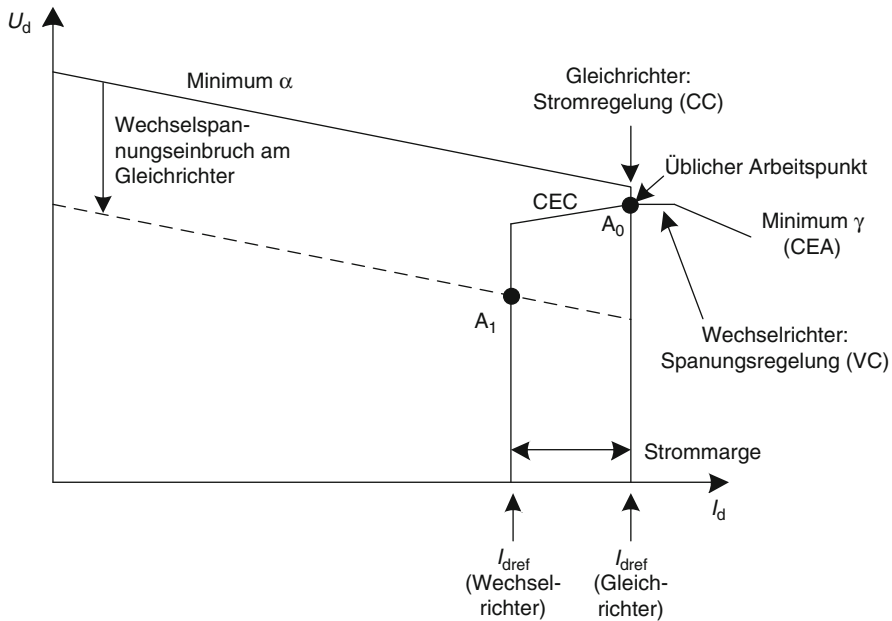


Abb. 8.35 U_d - I_d -Charakteristik wenn die Netzanschlussspannung am Gleichrichter abnimmt

Ohne besondere Vorkehrungen für die Betriebskoordination an den Kopfstationen kann eine Reduktion der Gleichrichter- (oder Erhöhung des Wechselrichter-) -stromsollwerte um mehr als die Strommarge zwischen Gleich- und Wechselrichtersollwerten einen vollständigen Gleichspannungszusammenbruch verursachen. In [39 und 4] sind Strategien für die Sicherstellung der Strommarge zusammengefasst. In der Konsequenz wird das gesamte Regelungsschema komplexer. Wenn z. B. eine Stromsollwertüberwachung verwendet werden soll, ist eine Einschränkung die Geschwindigkeit, mit der der Strom verändert werden kann und die Strommarge dabei sicher eingehalten wird. Wenn der Strom zu schnell verändert wird, wird die Strommarge unter Umständen zu klein. So kann es bei dieser Methode notwendig sein, die Änderungsgeschwindigkeit der Gleichrichterstromsollwertvorgabe festzulegen.

Wenn die Wechselspannung am Wechselrichter abnimmt, überwacht die Spannungsregelung die Abnahme der Gleichspannung. Dann erhöht diese Regelung den Zündwinkel (bzw. reduziert den Löschwinkel), um die Gleichspannung auf ihrem Referenzwert zu halten. Dann wird CEA aktiviert und der Wechselrichter verharrt bei der Einstellung des minimalen Löschwinkels, wenn die Wechselrichterwechselspannung weiter abnimmt. Wenn allerdings die Wechselspannung weiter abnimmt und dies nicht mehr durch die Verringerung des Löschwinkels auf sein Minimum kompensiert werden kann, wird die Gleichspannung, die dann gerade ihre eigenen Löschwinkelminimumcharakteristik folgt, weiter mit der Wechselspannung abnehmen (Abb. 8.36). Dieser Abfall verursacht eine vorübergehende Erhöhung des Gleichstromes, wodurch der Arbeitspunkt vorübergehend vom Punkt A_0 zum Punkt

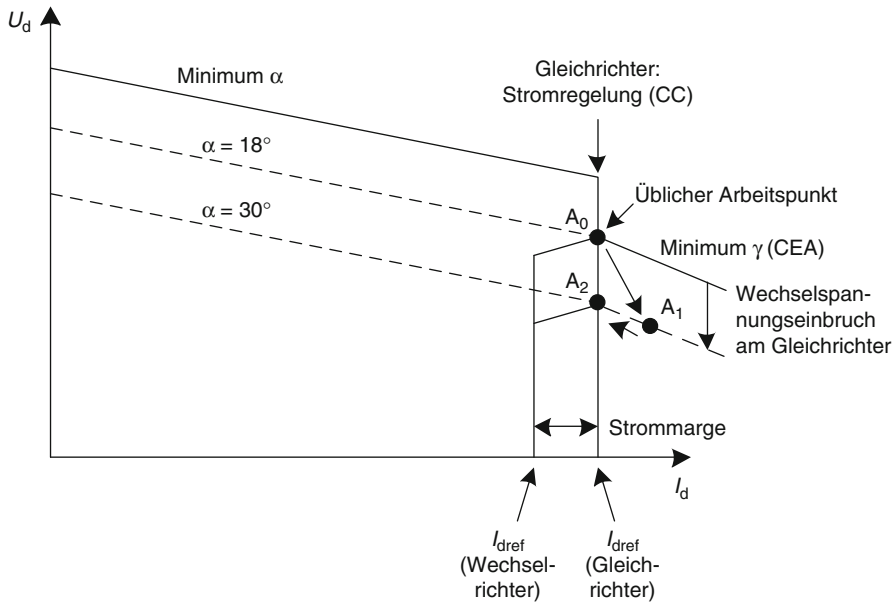


Abb. 8.36 U_d - I_d -Charakteristik bei Abnahme der Wechselrichterwechselspannung

A_1 wechselt. Danach realisiert die schnelle Stromregelung des Gleichrichters einen Stromanstieg, der größer als der Referenzwert ist. Dann vergrößert sich der Zündwinkel auf z. B. 30° , was wiederum zur Reduktion der Gleichrichtergleichspannung führt und sich der Arbeitspunkt von A_1 nach A_2 verschiebt. Wegen seiner langsamen Dynamik (Sekundenbereich) kommt die konstante Gleichstromreferenz vom hierarchisch aufgebauten Leistungsregler. Die Leistung im Arbeitspunkt A_2 ist kleiner als die in A_0 vor der Störung. Das bedeutet, dass die Regelung nichts tun kann, bis sich die Wechselspannung nach einigen Sekunden wieder erholt und sich der Arbeitspunkt wieder zu A_0 verschoben hat. Wenn die Wechselrichterwechselspannung für längere Zeit niedrig bleibt, wird die Stufenschalterregelung aktiviert, um die Wechselspannung auf der Sekundärseite des Transformators, die mit dem Umrichter verbunden ist, wieder anzuheben und damit die normalen Betriebsbedingungen wieder herzustellen. Trotzdem tritt eine kleine Abnahme der DC-Leistung von Zeit zu Zeit auf.

Die Dynamik der hierarchischen Leistungsregelung kann erhöht werden, indem die Zeitkonstante der Glättungsfunktion (Abb. 8.17) im Millisekundenbereich festgelegt wird (z. B. 20 ms). Diese Einstellung findet nur dann Verwendung, wenn der Umrichter in seiner Leistungsfähigkeit eingeschränkt ist. Der Gleichrichter wird in diesem Fall weiter seinen Zündwinkel bis in den Bereich des Wechselrichters z. B. 120° erhöhen, um den Fehler zu beheben. Gleiches passiert während ein Pol blockiert wird. Wird ein Pol blockiert, bedeutet dies, dass bei unter Spannung stehenden

Umrichtertransformatoren keine Zündimpulse an die Ventile übermittelt werden. Das System ist in diesem Zustand leistungslos.

Um die Bedeutung dieser Zeitkonstanten (in ms) deutlich zu machen, soll folgendes Beispiel angeführt werden: Wenn in einer bipolaren HGÜ ein Pol vorübergehend blockiert ist, halbiert sich die Gleichspannung. Die Regelung aus Abb. 8.17 überwacht die Gleichspannungsabnahme, weshalb die Gleichstromreferenz augenblicklich in den Überlastbereich erhöht wird. Dies entspricht abhängig von der Umgebungstemperatur und den verfügbaren Kühlsystemen etwa 25 % des Nenngleichstroms [14]. Die übertragene Leistung ist somit 62,5 % der Nennleistung des unversehrten Poles. Wenn die Zeiteinstellungen im Sekundenbereich vorgenommen wird, z. B. 10 s, erkennt die Leistungsregelung die Gleichspannungsänderung nicht. In Folge bleibt der Sollwert für den Gleichstrom unverändert z. B. 1 p.u. Die übertragene Leistung beträgt dann nur 50 %.

Es gibt allerdings auch einen Grund, die Zeitkonstante während einer kleinen Störung nicht im Millisekundenbereich festzulegen, wenn die Leistungsfähigkeit vermindert und die Blockierung von Polen nicht aktiviert ist. Das folgende Beispiel verdeutlicht diesen Sachverhalt: Die Abnahme der Wechselspannung am Wechselrichter führt dazu, dass sich der Arbeitspunkt von A_0 zu A_1 verschiebt (s. Abb. 8.36). Damit einher geht eine Vergrößerung des Gleichstroms. Die Stromregelung versucht durch Erhöhung des Zündwinkels auf z. B. 30° den Strom wieder zu senken. Dies führt dann zur Verschiebung des Arbeitspunktes von A_1 nach A_2 . Danach überwacht die hierarchische Leistungsregelung die Spannungserhöhung am Gleichrichter, weshalb der Sollwert des Gleichstroms erhöht werden muss. Dies wiederum führt zur Reduktion des Zündwinkels. Dadurch steigt die Gleichspannung am Gleichrichter. Dies erzwingt die Verschiebung des Arbeitspunktes nach A_1 . Der Arbeitspunkt wird zwischen A_1 und A_2 hin- und hergeschoben; dies kann eine kritische Instabilität hervorrufen.

Während Störungen im AC-System kann die Spannung an den Anschlussorten von Gleich- oder Wechselrichter einbrechen. In diesem Fall ist es nicht hilfreich die volle Höhe des Gleichstromes beizubehalten; insbesondere dann nicht, wenn in schwache AC-Systeme eingespeist wird, weil aufgrund des Blindleistungsbedarfs eine zusätzlich Verschlechterung der Spannungsverhältnisse am Anschlussort auftreten kann.

Wenn ein AC-Fehler an der Wechselrichterseite auftritt, führt der Abfall der Wechselrichtergleichspannung zu einer kurzen Erhöhung des Gleichstroms, wodurch eine Verkleinerung des Löschwinkels verursacht wird. Es besteht dann ein hohes Risiko für Kommutierungsfehler. Aufgrund des hohen Gleichstromes sind nicht nur die Ventile durch thermische Überlastung gefährdet, sondern es kann auch zu Störungen anderer angeschlossener Systeme kommen. Deshalb sollte die U_d - I_d -Charakteristik durch Hinzufügen einer Begrenzung dahingehend verändert werden, dass der Gleichstrom spannungsabhängig begrenzt wird. Dies wird mit der sogenannten „Voltage Dependent Current Order Limit, VDCOL“ erreicht (s. Abb. 8.37).

Die Knickpunkte A und B in Abb. 8.37 liegen typischerweise bei 70 und 30 % der Gleichspannung. In besonderen Fällen und abhängig von den AC-Systemanforderungen sogar auch höher. Des Weiteren definiert die Linie zwischen

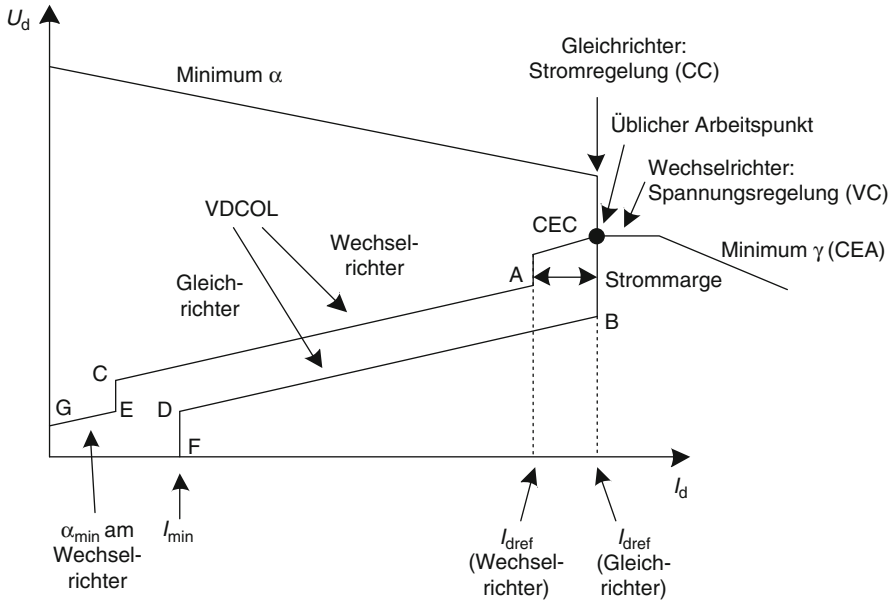


Abb. 8.37 MCCM U_d - I_d -Charakteristik mit VDCOL

D und F einen minimalen Gleichstrom (praktisch etwa 0,1 p.u.), um Stromdiskontinuitäten zu vermeiden. Wegen der unvermeidlichen Welligkeit des Gleichstroms, besteht bei geringer Leistungsübertragung die Gefahr von Stromdiskontinuitäten. Dies erhöht nicht nur die Belastung der Snubberbeschaltung der Ventile, sondern es wird auch periodisch die Kopplung zwischen Gleich- und Wechselrichter durch identische Gleichstromwerte unterbrochen, was zu regelungstechnischen Instabilitäten führen kann. Dieser minimale Strom sichert die Kontinuität des Gleichstroms bei der LCC-HGÜ. Die Verbindungslinie zwischen den Punkten G und E repräsentiert den minimalen Zündwinkel am Wechselrichter z. B. 115° [14]. Dieser Wert garantiert, dass die Gleichspannung am Wechselrichter auch im Fehlerfall nicht die Polarität ändert. Deshalb müssen circa 40 % ($= \cos(115^\circ)$) der Gleichspannung vom Gleichrichter erzeugt werden, bevor ein Stromfluss stattfindet, was den Blindleistungsbedarf minimiert. Wenn das VDCOL durch eine Störung z. B. durch einen AC-Fehler aktiviert wird, wird der Gleichstromsollwert spannungsabhängig reduziert. Dies wirkt sich positiv auf die Erholung des angeschlossenen AC-Systems aus. Abbildungen 8.38 und 8.39 zeigen schematisch die Regelungen des Gleich- und Wechselrichters mit VDCOL-Charakteristik.

8.2.5 Eckdaten LCC-HGÜ-Technologie

In den vorherigen Abschnitten wurde ausführlich die Regelung der klassischen LCC-HGÜ beschrieben, die auf netzgeführten Stromrichtern basierten. Die Charakteristik

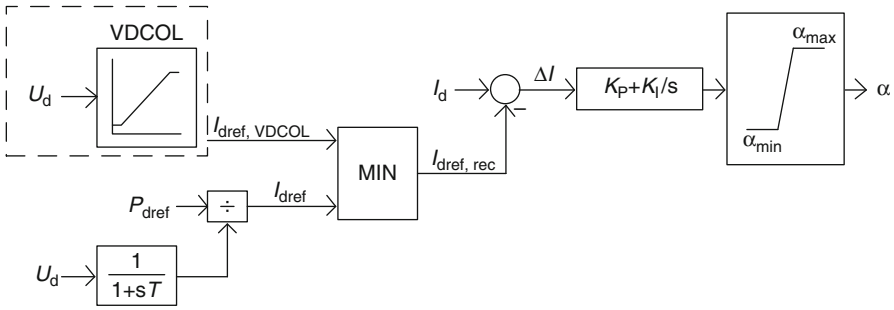


Abb. 8.38 Schema der hierarchischen Leistungs- und Gleichstromregelung des Gleichrichters mit integrierter VDCOL-Charakteristik

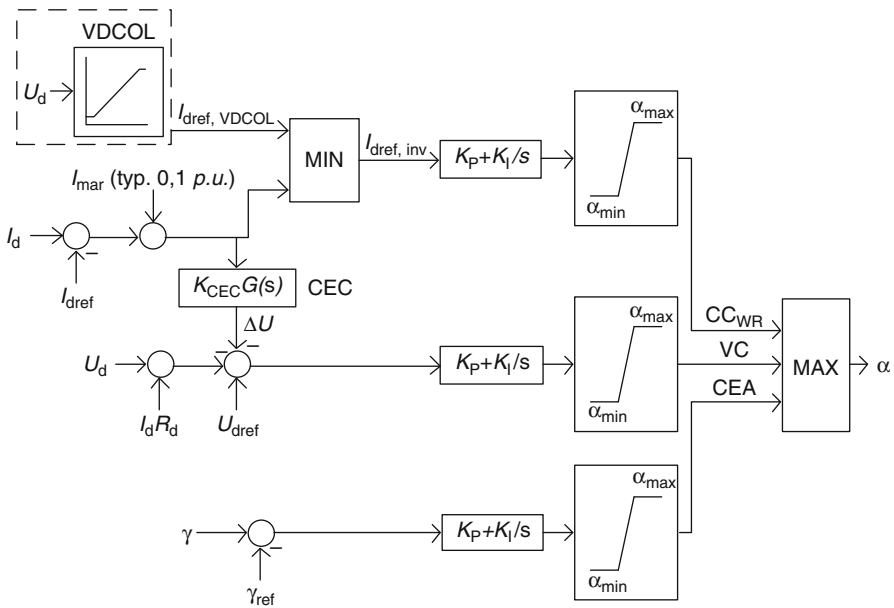


Abb. 8.39 Einfaches Schema der Wechselrichterregelung mit Stromregelung, Spannungsregelung, CEC und CEA mit integrierter VDCOL-Charakteristik

einer LCC-HGÜ-Anlage wird durch die Eigenschaften der schaltenden Thyristoren bestimmt. Die Eckdaten der LCC-HGÜ-Technologie sind in Tab. 8.3 aufgelistet.

Die Leistungsregelbarkeit wird durch die Regelung der Thyristorzündungen sichergestellt. Thyristoren können eingeschaltet aber nicht ausgeschaltet werden. Der Ausschaltvorgang erfordert einen natürlichen Nulldurchgang des Thyristorstroms.

Die Schaltvorgänge sind verantwortlich für den Klirrfaktor und den Bedarf an Blindleistung in Abhängigkeit vom Zündwinkel. LCC-Umrichter können nur Blindleistung aufnehmen. Oberschwingungen und Blindleistung müssen direkt an der

Tab. 8.3 Eckdaten der LCC-HGÜ-Technologie

Übertragungstechnologie	LCC-HVDC	
	Freileitung	Kabel ^a
Maximale Gleichspannung	$\leq 800 \text{ kV}$	$\leq 500 \text{ kV}$
Maximale Leistung	< 7200 MW (Freileitung) < 1000 MW (pro MI Kabelsystem bei 1kA und Kabel ohne Parallelschaltung)	
Maximale Übertragungslänge	Theoretisch unbegrenzt, praktisch durch Spannungsabfall begrenzt.	
Platzbedarf Umrichterstation	200 x 120 x 20 m (600 MW) – Beispiel variiert mit Bauhöhe (Richtwert im Folgenden: 25m ² /MW)	
Wirkleistungsflussregelung	Kontinuierlich mindestens 10% Belastung	
Blindleistungsbedarf Umrichter	50% .. 60% der Umrichterleistung	
Spannungsregelung	Langsam über Transformatorstufenschalter	
Leistungsflussumkehr	Über Polaritätswechsel der Gleichspannung	
Filtereinrichtungen	Großer Bedarf an AC Filtern	
Netzanschlussbedingungen	$S_k > 2 \times$ installierte Leistung	
Schwarzstartfähigkeit / Inselversorgung	Nicht inhärent zur Technologie möglich	
Installationsbasis seit 1970	> 85 GW Übertragungsleistung > 29.000 km Übertragungsdistanz davon ca. 14% Seekabelstanz (ca. 4.000 km) sowie ca. 0,8% Landkabelstanz (ca. 230 km)	

^aMit LCC-HGÜ werden nur sog. Ölpapier- oder masseimpregnierte (MI-)Kabel verwendet werden. Der Einfluss von XLPE-Kabeln ist aufgrund des Polaritätswechsels bei Leistungsflussumkehr nicht sinnvoll realisierbar

Umrichterstation kompensiert werden, um negative Auswirkungen auf das AC-Übertragungsnetz zu vermeiden. AC-Filter und Shunt-Kompensatoren nehmen viel Platz in der Umrichteranlage ein. Ein Schwarzstart ist mit LCC-Umrichtern praktisch nicht möglich.

8.3 Selbstgeführte HGÜ (VSC-HGÜ)

Die fortschreitende Entwicklung in der Leistungselektronik führte zur Einführung von abschaltbaren Halbleiterelementen. Basierend auf IGBT-Ventilen die als zunächst in einer Zweipunktumrichterschaltung eingesetzt wurden, wurde die erste selbstgeführte HGÜ in den späten 1990er Jahren entworfen [7]. Weitere Technologien für selbstgeführte Umrichter mit Gleichspannungskreis (Voltage Source Converter, VSC) folgten etwa 10 Jahre später mit der Markteinführung (s. auch Abschn. 7.2.2 bis 7.2.5 für eine detaillierte Technologiebeschreibung).

Der grundlegende Unterschied zwischen der selbstgeführten und der netzgeführten Technologie ist, dass VSC-HGÜs abschaltbare Leistungshalbleiter verwenden. Deshalb ist es nicht mehr erforderlich, die AC-Spannungen am Anschlussort für den Kommutierungsprozess bereit zu stellen. Ein weiterer Vorteil der VSC-HGÜ-Technologie ist die Fähigkeit, die Blindleistung an beiden Umrichterstationen,

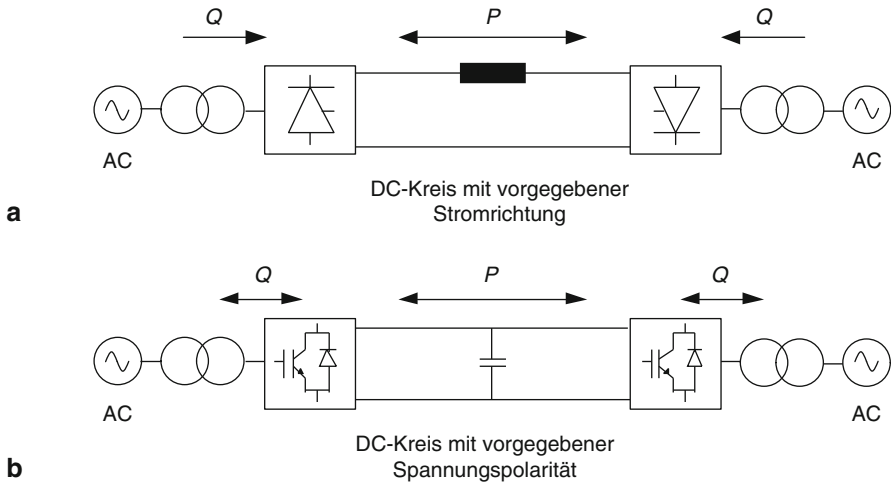


Abb. 8.40 LCC-HGÜ im Vergleich mit selbstgeführter VSC-HGÜ. **a** Fremdgeführte LCC-HGÜ, **b** Selbstgeführte VSC-HGÜ

unabhängig vom Wirkleistungsfluss, sondern nur noch abhängig von der maximalen Nennscheinleistung zu steuern (s. auch Abb. 8.40).

Deshalb können VSC-HGÜs überall im Drehstromnetz unabhängig von dem zur Verfügung stehenden Kurzschlussleistungsverhältnis platziert werden. Dies ermöglicht die Versorgung von passiven Netzwerken bei gleichzeitiger Schwarzstartfähigkeit oder die Inselversorgung. Die Betriebseigenschaften und Charakteristika von selbstgeführten Umrichtern hängen stark von der Anordnung der Umrichterventile und der Schaltgeräte ab. Einen Überblick über die möglichen VSC-Topologien und ihren Einfluss auf die Betriebseigenschaften der Umrichter wird in Kap. 7 gegeben. Wie auch bei FACTS-Elementen verfügen Hersteller von HGÜ-Systemen über unterschiedliche Technologien, die zum Teil auch bei FACTS-Elementen zum Einsatz kommen. Heute lassen sich folgende Technologieprinzipien unterscheiden (s. auch Kap. 7):

- Pulsweitenmodulierte (PWM) Zweilevel- oder Dreilevel-VSC-Umrichter, die erstmals von ABB in den 90er Jahren eingeführt wurden. (PWM-VSC-HGÜ, kurz: PWM-VSC oder PWM-HGÜ). Diese Technologie ist unter dem Markennamen „Light-Technology“ bekannt.
- Multilevel Umrichter Technologie, die sich voraussichtlich als Stand der Technik in den nächsten Jahren für hohe Leistungen in HGÜ-Anwendungen durchsetzen wird. Es gibt drei verschiedene Konzepte:
 - Modulare Multilevel Umrichter Technologie (MMC-VSC-HGÜ, kurz: MMC-VSC oder auch MMC-HGÜ) die etwa 2006 durch Siemens auf den Markt gebracht wurden und unter dem Markennamen „Plus-Technology“ bekannt ist.

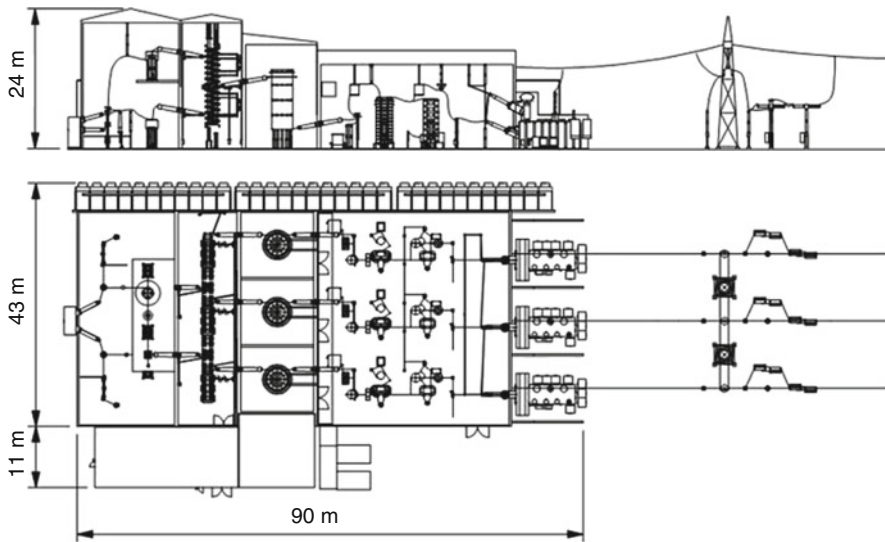


Abb. 8.41 Typische VSC-HGÜ-Layout – 1.000 MW [15]

- Hybrid-Multilevel-Ansatz (HML-VSC-HGÜ, kurz: HML-VSC) dessen Entwicklung 2010 durch Alstom Grid bekannt gemacht wurde. Technologisch ist dieser Ansatz eine Kombination der beiden zuvor genannten Technologien.
- Kaskadierte Zweilevel-Umrichter wurden ebenfalls 2010 durch ABB eingeführt (CTL-VSC-HGÜ, kurz: CTL-VSC). Dieser Ansatz ist eine Weiterentwicklung des Zweilevel- bzw. Dreilevel-PWM-VSC-Technologie und soll unter demselben Markennamen vermarktet werden: „Light-Technology“.

8.3.1 PWM-VSC und Grundprinzip des Vierquadrantenbetriebs

Grundsätzlich erfordern VSC-HGÜ-Stationen weniger bis gar keine Blindleistungskompensationsanlagen und AC-Filter-Ausrüstungen als LCC-HGÜ-Stationen. Unter anderem auch deswegen weisen VSC-HGÜ-Umrichter-Stationen einen geringeren Platzbedarf auf (vgl. Abb. 8.41). Je nach Technologie variieren der Kühlaufwand und die externe Beschaltung mit Filtereinrichtungen.

Die Verfügbarkeit von IGBTs erleichtert die Wirk- und Blindleistungsflusssteuerung beispielsweise durch den Einsatz von Puls-Weiten-Modulation (PWM). In Abhängigkeit von den eingesetzten IGBTs kann die Schaltfrequenz bis zu 2 kHz betragen [6]. Die hohe Schaltfrequenz reduziert signifikant die erzeugten Oberschwingungen, erhöht aber die gesamten Verluste; insbesondere die Schaltverluste. Mit PWM wird es möglich, an den AC-Klemmen des Umrichters – in den

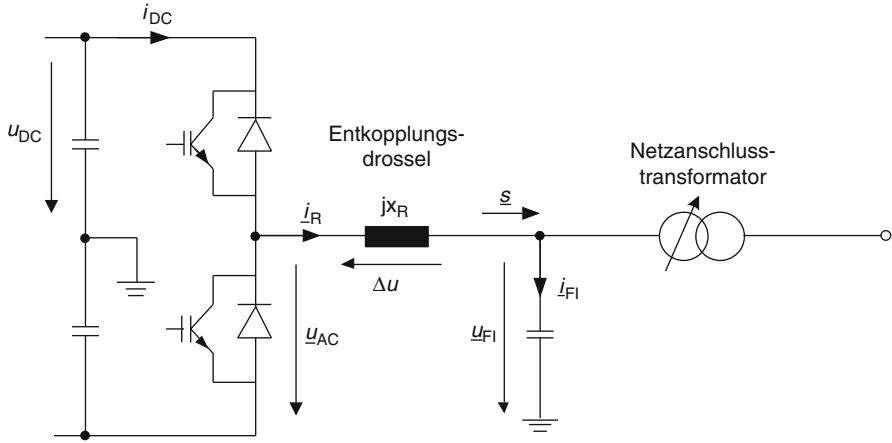


Abb. 8.42 Einfache Anordnung einer PWM-VSC-HGÜ-Kopfstation mit Netzanschluss-transformator

Grenzen der Dimensionierung – nahezu alle Wechselspannungsamplituden und -phasenlagen zu erzeugen. Das Umrichter-Spannungsprofil wird durch die für die Puls-Weiten-Modulation verwendete Grundschwingung bestimmt.

Auf Grund von anderen leistungselektronischen Schaltern, zeigt der Umrichter eine völlig andere Charakteristik. Das nachfolgende Ersatzschaltbild liefert beispielhaft eine Beschreibung für eine Leistungsflussregelung. Diese Schaltung besteht aus zwei Leistungshalbleiterschaltern, die für die Wechselstromerzeugung zwei Spannungspegel liefern können, nämlich $\pm u_{DC}$. Deshalb wird diese Topologie auch als Zweipunkt- bzw. Zweilevelumrichter bezeichnet. Sie steht im Folgenden als Referenz für die Beschreibung der Leistungsverhältnisse. Basis dafür ist die in Abb. 8.42 angegebene Anordnung.

Die ins AC-Netz eingespeiste Scheinleistung ist gegeben durch:

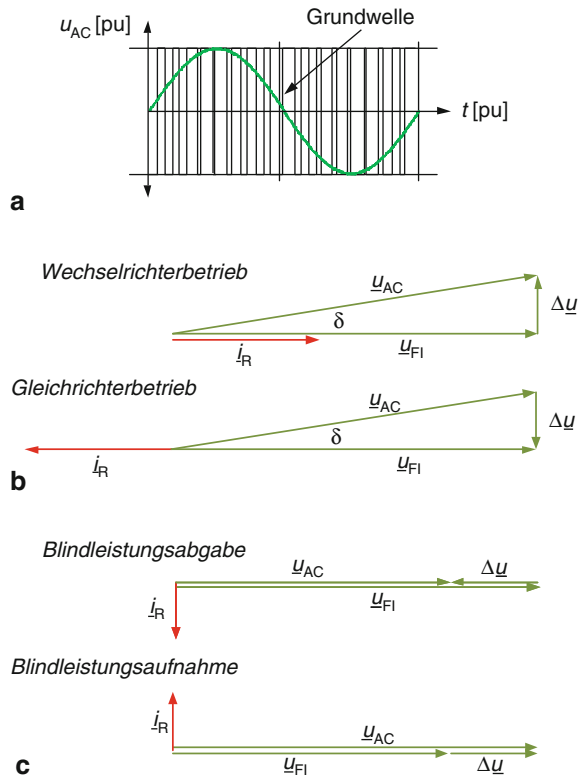
$$\underline{s} = p + jq = \underline{u}_{FI} \underline{i}_E^* \quad (8.11)$$

Wirk- und Blindleistung sind gegeben durch:

$$\begin{aligned} p &= \frac{u_{FL} u_{AC}}{x_R} \sin(\Delta\delta) \\ q &= \frac{u_{FL} u_{AC}}{x_R} \cos(\Delta\delta) - \frac{u_{FL}^2}{x_R} \\ \Delta\delta &= \angle \underline{u}_{AC} - \angle \underline{u}_{FL} \end{aligned} \quad (8.12)$$

Der Winkel δ ist die Phasenverschiebung zwischen der Ausgangsspannung direkt an den Umrichterklammern und der Spannung an den Netzanschlussklammern, also der Spannung, die über dem Filterzweig anliegt. Das gilt nur, wenn eine widerstandslose Netzanschlussdrossel mit einer Reaktanz von x_R angenommen wird. Wie

Abb. 8.43 Veranschaulichung der Betriebsweise einer VSC-HGÜ mit PWM. **a** Prinzip der Spannungserzeugung an den Ausgangsklemmen des Umrichters, **b** Darstellung der Zeiger bzgl. reiner Wirkleistungsabgabe/-aufnahme, **c** Darstellung der Zeiger bzgl. reiner Blindleistungsabgabe/-aufnahme



bei allen derartigen Anordnungen hängt der Wirkleistungsfluss in das angeschlossene Drehstromnetz überwiegend vom Phasenwinkel der Netzanschlussspannung ab, dagegen wird der Blindleistungsfluss in ein Netz durch das Verändern der Spannungsbetragsdifferenz zwischen Umrichter und Anschlussklemmen gesteuert.

Wenn die Umrichterspannung u_{AC} der Netzanschlussspannung nacheilt, fließt Wirkleistung von der AC- zu der DC-Seite und entsprechend in die andere Richtung, wenn die Spannung voreilt. Ist der Betrag der Umrichterspannung größer als der der Netzspannung, wird Blindleistung in das Netz eingespeist; bei einem anderen Betragsverhältnis entsprechend umgekehrt (Abb. 8.43).

Trotz der Tatsache, dass die Wirk- und Blindleistung unabhängig eingestellt werden können, wird die maximale Scheinleistung des Umrichters durch die thermischen Grenzen beschränkt. Daher müssen verschiedene Steuerungsmodi definiert werden, um zu klären, welcher Steuerungsparameter oberste Priorität hat. Zum Beispiel muss zwischen der Blindleistungs-, Spannungs-, Wirkleistungs- und Frequenzsteuerungen unterschieden werden.

Da die Sperrspannung von Halbleitern auf wenige kV begrenzt ist, müssen mehrere Leistungshalbleiter (IGBT) in die Reihe geschaltet werden, um die hohen Gleichspannungen für Hochleistungs-Energieübertragung zu beherrschen. In Abhängigkeit von der erforderlichen Gleichspannung sind mehrere hundert IGBTs je

Umrichter-Zweig erforderlich, um die hohe Sperrspannung sicherzustellen (s. auch Kap. 7). Um eine definierte Spannungsverteilung entlang eines Umrichterzweigs zu gewährleisten, müssen alle in Serie geschalteten IGBTs mit einer Genauigkeit im Mikrosekunden-Bereich gleichzeitig geschaltet werden [18]. Dies wird durch eine parallel angeordnete spannungsbegrenzende Schaltung, die als Spannungsteiler wirkt, gewährleistet. An den AC-Umrichter-Anschlussstellen treten aufgrund der PWM steile Spannungsflanken auf, sodass Filtereinrichtungen erforderlich sind, um die so generierten Oberwellen zu reduzieren.

VSC-HGÜ-Stationen erfordern im Gegensatz zu LCC-HGÜ-Stationen keinen großen Aufwand an Blindleistungskompensation und Filtereinrichtungen. Deshalb haben VSC-HGÜ-Umrichter einen verminderten Grundflächenbedarf. Die benötigten VSC-HGÜ-Betriebsmittel sind: Transformatoren, AC-Filter, Glättungskapazitäten, Regelung und Kühlung.

8.3.2 MMC-VSC-HGÜ

Die für den Einsatz in HGÜ verwendete MMC-Technologie unterscheidet sich von der grundsätzlichen Wirkungsweise nicht von der auch in FACTS-Elementen eingesetzten Umrichtertechnik, die ausführlich in Kap. 7 beschrieben wurde.

Sowohl die beschriebene MMC-Technologie, die ein symmetrischer Monopol ist, als auch die beiden Umrichterstationen, die nach dem Punkt-zu-Punkt-HGÜ-Übertragungsprinzip identisch sind und mit HGÜ-Leitern verbunden werden, machen den DC-Systemteil aus. Der Vorteil des modularen Umrichteraufbaus besteht darin, dass die Systemgleichspannung entsprechend den Übertragungsbedingungen und anderen Projektanforderungen frei gewählt werden kann.

Für das weltweit erste HGÜ-Übertragungssystem mit MMC-VSC [38] wurden extrudierte 200-kV-Untersee Gleichstromkabel entwickelt und damit eine neue Spannungsebene für diese Kabeltechnologie eingeführt. Die Schnittstellen auf der Wechselstromseite des HGÜ-Anschlusspunktes sind die Netzanschlusstransformatoren, die die AC-Systemspannungen an die Umrichtersystemspannungen auf der AC- und DC-Seite des Umrichters anpassen. Die geeigneten Spannungswerte ergeben sich aus grundlegenden Berechnungen während der Systemauslegung. Umrichter werden so entworfen und ausgelegt, dass die Leistungsanforderungen an das HGÜ-Übertragungssystem erfüllt werden und dass es Überstrom- und Überspannungsbeanspruchungen, die durch Fehler in verschiedenen Teilen der Station auftreten können, standhält.

Ein zusätzlich eingebauter Widerstand wird während der Inbetriebsetzung eines Umrichters genutzt, um die für den Normalbetrieb erforderliche Gleichspannung aufzubauen (s. Abb. 8.44). Im Normalbetrieb ist dieser Widerstand kurzgeschlossen. In solch einer symmetrischen Anordnung ist das Potential des DC-Kreises bezüglich Erdpotential nicht fixiert. Sind die Spannungen zwischen der DC-Seite und Erdpotential symmetrisch, entsteht kein Gleichspannungsoffset auf der Sekundärseite der Transformatoren. Somit ist es zulässig einfache Drehsstromtransformatoren zu

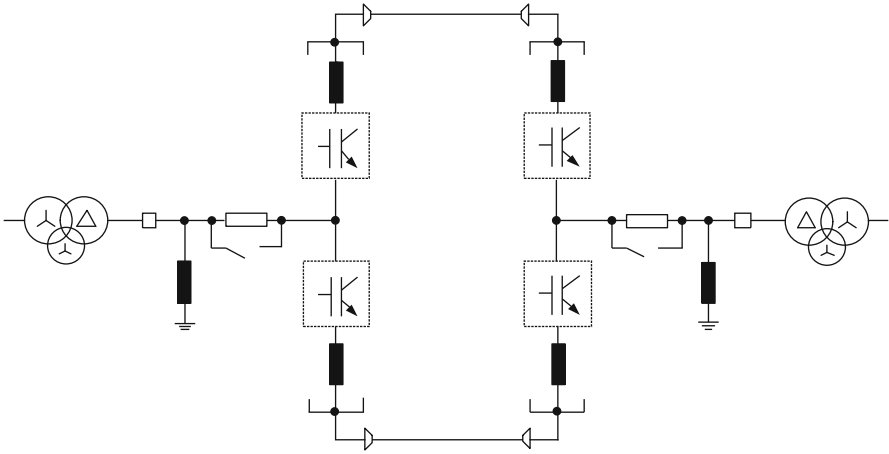


Abb. 8.44 Funktionsmodell eines MMC VSC HGÜ-Übertragungssystems in monopolarer Ausführung

verwenden. Es werden spezielle Erdungseinrichtungen zwischen der Sekundärseite der Transformatoren und der AC-Seite der Umrichterabzweige installiert, um eine Bezugserde in einer Station zu schaffen. Der Umrichter dieser Station regelt dann die im DC-Kreis. Sollte der DC-Schaltkreis offen sein, kann eine optionale Verbindung zur Erde auch in der anderen Umrichterstation vorgenommen werden. Dann würden die Stationen als Blindleistungskompensator im STACOM-Modus arbeiten. Optionale Tertiärwindungen in den Anschlusstransformatoren können für die Eigenversorgung der Station aus dem Drehstromnetz genutzt werden. Eine Option wären zusätzliche AC-Leistungsschalter auf der Sekundärseite, die Fehlerströme des DC-Systems ausschalten.

8.3.3 Eckdaten VSC-HGÜ-Technologie

Der entscheidende Unterschied zwischen den netzgeführten Umrichtern und den selbstgeführten Umrichtern besteht in den verwendeten Leistungshalbleitern. VSC basierte HGÜs verwenden heute IGBT-Ventile oder IGBTs in Modulen, wodurch schnelle Ein- und Ausschaltvorgänge möglich sind (Tab. 8.4).

Im Gegensatz zu LCC-HGÜ-Systemen kann dort der Wirk- und Blindleistungsfluss unabhängig voneinander kontinuierlich geregelt werden.

Je nach Ausführung verursacht der Umrichtungsprozess mehr oder weniger Harmonische, die auf der AC-Seite kompensiert werden müssen. VSC-Umrichter verursachen geringere Harmonische als LCC-Umrichter. Jüngst in den Markt eingeführte Technologien erzeugen die AC-Spannung durch eine Treppenfunktion mit bis zu mehreren hundert Spannungsstufen, sodass hier praktisch keine Filter mehr erforderlich sind.

Tab. 8.4 VSC-HGÜ
Umrichter Eckdaten – Stand
2010

Übertragungsmedium	VSC-HGÜ	
	Freileitung	Kabel
Maximale Gleichspannung	Im Bereich von zweimal ca. 300 kV	$\leq 500 \text{ kV}^a$ bzw. $\leq 320 \text{ kV}$ (XLPE)
Theoretische maximale Leistung pro System bei optimaler Kühlung und theoretischer Strombelastung von 1,875 kA.	$\leq 1200 \text{ MW}$ (XLPE Kabel) (770 MW bei 1,2 kA) $\leq 1870 \text{ MW}$ (Massekabel) (1000 MW bei 1,0 kA) $\leq 2400 \text{ MW}$ (Freileitung) (1800 MW bei 1,4 kA)	
Maximale Übertragungslänge	Theoretisch unbegrenzt, lim. durch Spannungsabfall	
Platzbedarf Umrichterstation	$120 \times 50 \times 11 \text{ m}$ (550 MW); $48 \times 25 \times 27 \text{ m}$ (500 MW) variiert mit Bauhöhe (Richtwert im Folgenden: $10 \text{ m}^2/\text{MW}$)	
Wirkleistungsflussregelung	Schnell und kontinuierlich	
Spannungsregelung	Kontinuierlich, Antwortzeit $< 100 \text{ ms}$	
Leistungsflussumkehr	Über Umkehr der Gleichstromrichtung	
Anforderungen an Filter	Wenig (PWM); bzw. nicht erforderlich ^b	
Grid connection requirements	Keine besonderen Anforderungen	
Black start / island supply	Grundsätzlich möglich, Hilfsbetriebe zur Stationsversorgung sind erforderlich, um Kühlung, Steuerungssysteme etc. zu betreiben. Kann durch Dieselgenerator bereitgestellt werden.	
Installationsbasis seit 1997 mit im Bau befindlichen Analagen	7200 MW (davon max. Projektgröße: $2 \times 1000 \text{ MW}$) Maximale DC-Spannung Kabel: $\pm 320 \text{ kV}$ Maximale DC-Spannung Freileitung: $\pm 350 \text{ kV}$ Freileitungslänge insgesamt: rd. 1000 km Seekabellänge insgesamt: rd. 1400 km Landkabellänge insgesamt: rd. 730 km	

^aDas VSC-Modell kann theoretisch mit Massekabeln arbeiten; Masse imprägnierte PPL (Paper Polypropylene Laminated) sind bis 500 kV kommerziell verfügbar. Ein VSC-System wurde bis jetzt nur mit extrudierten Kabeln (XLPE) betrieben

^bIn MMC-Anlagen sind keine besonderen Filtereinrichtungen installiert. Es gibt hier allerdings einige Komponenten, die es in PWM-Anlagen nicht gibt und als Filtereinrichtungen betrachtet werden können. z.B. spezielle Drosseln und Kondensatoren in den Phasen der Umrichter

Der bei der LCC-Technologie erforderliche Platz für AC-Filtereinrichtungen ist bei VSC-Anlagen erheblich geringer. Darüber hinaus kann ein VSC aufgrund seiner Fähigkeit des 4-Quadranten-Betriebs sogar aktiv Blindleistung erzeugen (kapazitiv und induktiv), sodass der Betriebsmodus eines STATCOMs bei einer Umrichterstation grundsätzlich immer möglich ist.

VSC-HGÜs sind schwarzstartfähig und können passive Netzwerke speisen. Die Schwarzstartfähigkeit eines VSC hängt von der Eigenbedarfsversorgung ab. Für ein 1.000 MW Modell ist ca. 1 MW nötig, damit der VSC einen Schwarzstart vornehmen kann.

8.4 HGÜ-Systeme

8.4.1 Ausführung des DC-Kreises

Als Übertragungsmedium im DC-Kreis kommen grundsätzlich drei verschiedene Technologien in Frage, die aufgrund ihrer physikalischen Eigenschaften die Leistungsübertragung begrenzen und die betrieblichen Möglichkeiten vorgeben:

- Freileitung
- Masseimprägnierte Kabel (MI-Kabel)
- Kunststoffkabel (XLPE-Kabel)

Freileitungen stellen in der Regel die geringste Begrenzung dar. Hier sind lediglich die Abmaße des „Right of Way“, die bautechnische Konstruktion der Masten sowie isolationstechnische Randbedingungen begrenzende Faktoren. Freileitungen für HGÜ-Anwendungen sind heute bis 800-kV-Gleichspannung und 4,5-kA-Gleichstrom dimensioniert worden (Stand 2010).

Masseimprägnierte Kabel sind bis dato bis zu einer Nenngleichspannung von 500 kV verfügbar. Typischerweise wird diese Kabeltechnologie für Seekabelverbindungen eingesetzt. Präqualifikationstests gemäß der CIGRE-Empfehlungen sind mit polypropylen-papier-laminiertem masseimprägnierten Kabeln (MI PPL Kabel) bis 600 kV erfolgreich durchgeführt worden [11]. Eine technologische Grenze für MI-Kabel besteht in der Abfuhr der Verlustenergie und maximalen (durch das Isolationsmedium gegebenen) Betriebstemperatur. MI-Kabel werden heute praktisch nur in Verbindung mit Seekabelprojekten verlegt. Für die Anlandung erfolgt allerdings auch eine Erdverlegung. Diesbezüglich liegen Betriebserfahrungen vor. Eine weitere Begrenzung besteht in dem maximalen Außendurchmesser eines Kabels, der durch den Leiterquerschnitt und die Dicke des Isolationsmaterials gegeben ist. Bei Seekabeln stellt der Außendurchmesser keine großartige Begrenzung bzgl. der maximalen Kabelsegmentlänge dar, weil das produzierte Kabel direkt in einem Trommelspeicher auf einer entsprechenden Verlegebarkasse aufgespult werden kann. Auf diese Weise können Kabelsegmente großer Länge produziert werden. Anders stellt sich der Transport bei Landkabeln dar. Hier werden die Kabel auf den Schwertransport auf der Straße/Schiene geeignete Kabeltrommeln aufgewickelt und mittels Tieflader zum Installationsort transportiert. Die Größe dieser Kabeltrommeln ist durch das Transportprofil (Straße/Schiene) vom Produktionsort zum Installationsort bestimmt. Unter Berücksichtigung des Biegeradius und der typischen Isolationsdicke kann man von einer Kabelsegmentlänge von kleiner gleich 1 km pro Kabeltrommel für 500-kV-MI-Kabel ausgehen.

Als Beispiel sei das reine MI-Kabel im Neptune-Projekt mit einem Außendurchmesser von etwa 130 mm angeführt [34]. Bei einer Kabeltrommel mit Außenabmaßen von $3\text{ m} \times 4,2\text{ m}$ und einem Innendurchmesser von 3,2 m ergibt sich eine Kabelsegmentlänge von rund 700 m pro Trommel. Bei einem Kabeldurchmesser von 120 mm bei 2.000 mm^2 [33] kann eine Kabelsegmentlänge von rund 1 km erzielt werden. Mit einem spezifischen Gewicht von rund 40 kg/m [33] hat dieses Kabel pro Trommel ohne Trommeleigengewicht ein Transportgewicht von 40 t, was wiederum eine Randbedingungen bzgl. der Belastbarkeit der Zufahrtswege mit sich bringt. Die Kabelsegmente werden mittels Kabelmuffen miteinander verbunden. Stand der Technik bei MI-Kabeln sind handgewickelte Muffen, die in einem speziellen „Muffenfertigungszelt“ unter kontrollierten klimatischen Bedingungen angefertigt werden müssen. Der Arbeitsaufwand für die Anbringung einer MI-Kabel-Muffe muss nach Aussagen verschiedener Hersteller mit 2–4 Tagen angesetzt werden (s. auch Abb. 8.45).



Abb. 8.45 Beispiel einer Einrichtung (Container) für die Erstellung einer Muffenverbindung für ein XLPE-HGÜ-Kabelsystem [33]

Kunststoffkabel mit Isolation aus quervernetztem Polyäthylen haben bezüglich der erforderlichen Isolationsdicke und Transportgewicht einige Vorteile gegenüber MI-Kabeln. Auch das thermische Verhalten ist für die Verlegung als Landkabel deutlich vorteilhafter, da mit höheren Betriebstemperaturen gearbeitet und die Wärmeabfuhr durch das Isolationsmedium besser gewährleistet werden kann. XLPE-Kabel sind heute bis zu einer Nenngleichspannung von 320 kV kommerziell verfügbar. Der Außendurchmesser ist bei gleichem Leiterquerschnitt vergleichbar (leicht geringer) mit dem eines MI-Kabels. Das spezifische Gewicht ist ebenfalls vergleichbar. Bezüglich der logistischen Anforderungen an eine Landverlegung zwischen den MI- und XLPE-Kabeln ergeben sich nur geringe Unterschiede. Die XLPE-Kabelsegmente werden ebenfalls mit Kabelmuffen miteinander verbunden. Diese Kabelmuffen können in Teilen vorgefertigt werden, was eine deutliche Reduktion des Zeitaufwands zur Installation der Kabelmuffen bedeutet. Der Arbeitsaufwand für die Anbringung einer XLPE-Kabel-Muffe muss nach Aussagen verschiedener Hersteller mit 1–2 Tagen angesetzt werden.

8.4.2 *Aktuell realisierte Projekte*

Die in diesem Abschnitt angegebenen technologischen Grenzen stellen eine Momentaufnahme aus dem Jahr 2010 dar. Neben der Begrenzung der übertragbaren Leistung durch die heute verfügbaren Bemessungsspannungen und -ströme der verfügbaren Leitungstechnologien, sind auch die Umrichtertechnologien nicht beliebig skalierbar. So liegt bei der LCC-Technologie aktuell die maximal erreichbare Gleichspannung bei ± 800 kV. Der Gleichstrom bei LCC-HGÜ ist durch die Thyristorgröße auf 4,5 kA beschränkt. VSC basierte Umrichter sind nach Herstellerangaben heute

bis 350 kV mit Freileitungstechnologie in monopolarer Anordnung gebaut worden. Bei einer bipolaren Ausführung kann man hier mit einer Spannung von im Bereich bis über ± 600 kV ausgehen. Der theoretisch denkbare maximale Gleichstrom ohne Modulparallelschaltung liegt heute bei um die 1,875 kA und stellt einen thermischen Grenzstrom dar. Bei praktisch ausgeführten Anlagen ist ein Nenngleichstrom ca. 1,5 kA erreicht worden (vgl. Abb. 8.46). Die in Abb. 8.46 dargestellten technologischen Grenzen setzen aus aktueller Sicht die theoretisch möglichen Anlagenspannungen und -ströme in ein Verhältnis.

Demnach liegt in Freileitungstechnik die theoretische Begrenzung bei bipolarer Ausführung als Zweileiter-System (2 Leiterseile) für VSC-HGÜ im Bereich um 2.250 MW und für LCC-HGÜ bei 7.200 MW. Für eine Ausführung als Landkabel besteht die Grenze für bipolare Systeme ohne Parallelschaltung für VSC-HGÜ bei ca. 1.000 MW (1.600 MW mit MIK-Kabeln) und LCC-HGÜ mit MI-Kabel bei etwa 1.800 MW.

Es kann davon ausgegangen werden, dass zumindest in der Kabeltechnologie diese Grenzen kurz- bis mittelfristig nicht drastisch überschritten werden. Unter Berücksichtigung aktuell realisierter Anlagen (vgl. Tab. 8.5) kann nach heutiger Einschätzung die Trassenleistung nur durch eine Parallelschaltung von HGÜ-Systemen vergrößert werden.

8.4.3 Stationsverluste der unterschiedlichen Technologien

Ausgangspunkt für die Darstellung der Verluste sind Herstellerangaben wie in [18] oder auch welche, die in die Arbeit der CIGRE Working Group B4.46 [12] eingeflossen sind bzw. publizierten HGÜ-Studien entnommen werden können (z. B. [8]). Stationsverluste setzen sich zu einem großen Anteil aus Durchlass- und Schaltverlusten der Leistungshalbleiter sowie Transformatorverlusten zusammen. Hier kommen technologische Unterschiede in den Halbleitern ebenso zum Tragen wie der Einfluss der Umrichterarchitektur auf die erforderliche Schaltfrequenz. Die Durchlassverluste hängen zusätzlich von dem aktuellen Strom, d. h. der Belastung der Umrichter ab. Zur Verlustklassifikation wird in der Regel die Volllastsituation angegeben, die eine „Worst-Case“-Betrachtung darstellt.

Thyristorbasierte LCC-HGÜ-Anlagen weisen mit Abstand die geringsten Verluste von deutlich unter einem Prozent im Vollastbetrieb auf. Technologiebedingt sind die Stationsverluste bei IGBT-Umrichtern deutlich höher. Aufgrund ihrer Topologie weist heute die VSC-HGÜ mit PWM die höchsten Verluste von knapp 2 % pro Umrichterstation auf. Beim Einsatz einer anderen Umrichtertechnologie können mit der VSC-HGÜ in MMC-Ausführung die Schaltverluste deutlich reduziert werden, sodass heute die Verluste für VSC-basierte HGÜ nicht mehr größer als bei 1,2 % pro Station liegen müssen. Diese Angaben sind Richtwerte und können bei realen Anlagen durch Designfeinheiten leicht abweichen.

Der Hersteller der VSC-HGÜ mit PWM hat im Sommer 2010 die Markteinführung einer neuen ebenfalls auf VSC-Basis arbeitenden HGÜ-Topologie vorgenommen (CTL-VSC) und damit Verluste von deutlich unter 1,5 % pro Umrichterstation

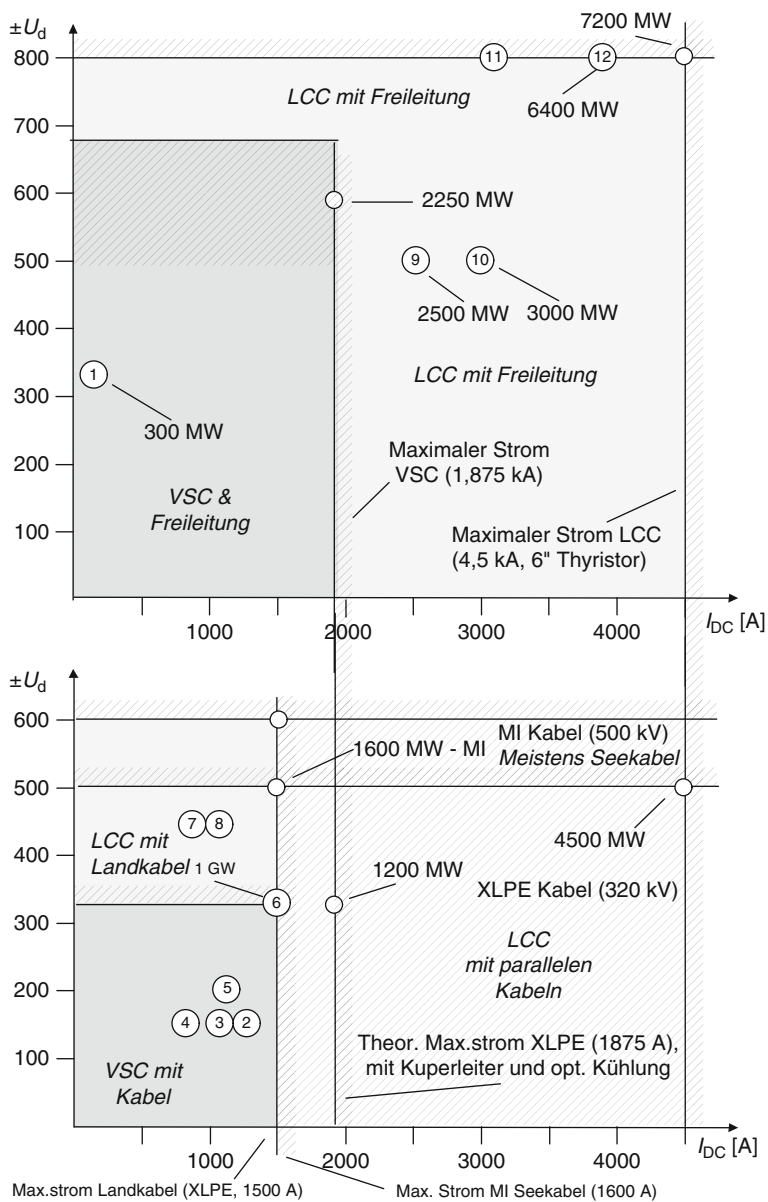


Abb. 8.46 Verfügbare Systemleistungen und -spannungen nach Umrichter- und Übertragungsleitungstechnologie auf Basis. (Von [12], Stand 2010)

Tab. 8.5 Auswahl repräsentativer Anlagen

#	Name	Typ	Gleichspannung (kV)	Nennleistung (MW)	DC-Medium	Inbetriebsetzung
1	Caprivi Link	VSC	350	300	Freileitung	2009
2	BorWin 1	VSC	± 150	400	Seekabel	2009
3	Estlink	VSC	± 150	350	Seekabel	2006
4	Murraylink	VSC	± 150	220	Landkabel	2002
5	Transbay	VSC	± 200	400	Seekabel	2010
6	Inelfe	VSC	± 350	2×1.000	Landkabel	2013
7	NorNed	LCC	± 450	700	Seekabel	2007
8	BritNed	LCC	± 450	1.000	Seekabel	2010
9	Ballia-Bhiwadi	LCC	± 500	2.500	Freileitung	2009
10	Hukunbeir-Liaonin	LCC	± 500	3.000	Freileitung	2009
11	Yunnan-Guangdong	LCC	± 800	5.000	Freileitung	2010
12	Xiangjuba-Shanghai	LCC	± 800	6.400	Freileitung	2011

Tab. 8.6 Planungsgrößen für Verfügbarkeit von LCC-HGÜ-Anlagen weltweit

Kategorie	Verfügbarkeit
Gesamte Verfügbarkeit der Anlagen (10-Jahres-Statistik)	98,5% Gesamte Anlagen 99,5% Anlagen ohne Transformatorfehler
... davon FEU – auch typische Werte für die Anlagenspezifikation	0,5% FEU bzw. 99,5 % Verfügbarkeit
... davon SEU – auch typische Werte für die Anlagenspezifikation	1% SEU bzw. 98,5% Verfügbarkeit unter Berücksichtigung von SEU und FEU

angekündigt. Ohne den Ersatz der Leistungshalbleiter IGBT durch andere leistungselektronische Bauteile mit niedrigeren Verlusten zu ersetzen, dürften die Stationsverluste bei VSC-basierten HGÜ nicht signifikant unter 1 % reduziert werden können [16].

8.4.4 Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit

Die Zuverlässigkeit bzw. Verfügbarkeit von HGÜ Anlagen (ohne Kabel- oder Freileitungssystem) wird herstellerübergreifend vom CIGRE SC B4 statistisch erfasst. Aufgrund der im Vergleich zur Installationsbasis der thyristorbasierten LCC-HGÜ nur äußerst geringen installierten Leistung (und Anlagenanzahl) von VSC-HGÜ liegen heute nur belastbare Zuverlässigkeits- und Verfügbarkeitsdaten von LCC-HGÜ-Anlagen vor. Diese wurden im Rahmen einer EPRI-Studie über die Möglichkeiten von Ultra-HGÜ (± 800 kV) eingehend analysiert [1]. Das Ergebnis dieser Untersuchung ist in Tab. 8.6 dargestellt. Die Komponente mit der größten Auswirkung auf die Zuverlässigkeit stellt der Umrichtertransformator dar (s. erste Zeile in Tab. 8.6). Die hier verwendeten Kennzahlen Planungsgrößen für die unplanmäßige Nichtverfügbarkeit und planmäßige Nichtverfügbarkeit, jeweils bezogen auf die in dieser Zeit nicht lieferbarer Energie. Im angelsächsischen spricht man auch von forced energy unavailability (FEU) bzw. scheduled energy availability (SEA). Bei

Tab. 8.7 Systemverfügbarkeit repräsentativer LCC-HGÜ-Anlagen „System Energy Availability, Energy Utilization and Converter Station Energy Unavailability“. (Aus [37])

System	Year Commissioned	Maximum Continuous Capacity MW	Energy Availability percent		Energy Utilization percent (1)		Forced Energy Unavailability percent (2)		Scheduled Energy Unavailability percent	
			2005	2006	2005	2006	2005	2006	2005	2006
<i>Thyristor Valves</i>										
Skagerrak 1 & 2	1976/77	550	98.9	98.2	64.4	65.0	0.69	0.01	0.38	1.83
Skagerrak 3	1993	500	58.2	15.5	43.0	9.1	41.83	84.48	0.00	0.04
Vancouver Island Pole 2 (3)	1977/79	476	91.8	91.5	59.8	65.4	0.16	0.41	8.01	7.06
Square Butte	1977	550	95.0	95.4	74.7	73.5	0.42	0.12	4.09	4.49
Shin-Shinano 1	1977	300	97.3	98.0	0.07	0.3	0.01	0.00	2.65	1.97
Shin-Shinano 2	1992	300	99.1	95.3	6.41	24.3	0.00	0.00	0.88	4.71
Nelson River BP1 (5)	1973/04	1855	96.0	95.1	74.9	70.30	1.12	0.51	2.83	4.36
Nelson River BP2	1978/83	2000	96.8	97.5	80.7	75.90	0.39	0.62	2.79	1.84
Hokkaido-Honshu	1979/93	600	97.5	95.9	12.8	11.87	0.00	1.65	2.52	2.44
CU	1979	1138	96.1	98.4	79.5	84.80	0.07	0.10	3.71	1.48
Gotland 2 & 3	1983/87	320	99.4	99.4	26.9	27.40	0.07	0.00	0.56	0.61
Itaipu BP1	1983/86	3150	95.4	96.6	68.8	71.89	0.18	0.41	3.06	3.00
Itaipu BP2	1985/86	3150	97.6	96.5	68.8	71.89	0.10	0.14	2.32	3.21
Highgate	1985	200	98.5	97.7	67.9	75.70	0.01	0.05	1.50	2.30
Virginia Smith	1988	200	96.1	99.3	43.0	38.16	0.34	0.21	3.54	0.49
Vindhyachal	1989	500	98.6	98.6	48.0	43.10	0.22	0.20	1.20	1.22
McNeill	1989	150	95.1	96.9	39.4	34.00	0.15	0.30	4.70	2.80
Fennoskan	1990	500	75.3	88.2	38.2	52.43	0.00	2.55	0.74	1.51
Rihand-Dadri	1991	1650	98.7	74.1	87.9	61.18	0.04	25.24	1.29	0.63
SACOI (4)	1992	300/300/50	93.4	86.8	51.2	51.92	0.20	0.45	5.88	5.71
New Zealand Pole 2 (3)	1992	500	99.3	98.1	31.8	29.04	0.05	0.03	0.59	1.86
Sakuma	1995/93	300	97.6	97.7	0.06	0.01	0.00	0.62	2.41	1.64
Baltic Cable	1994	600	98.2	97.2	73.4	65.00	0.61	1.52	1.23	1.23
Kontek	1998	600	95.7	94.2	68.6	67.08	0.03	0.03	4.32	5.60
Chandrapur	1998	1000	97.2	97.3	30.9	41.53	1.82	2.42	0.99	0.30
SwePol	2000	600	88.3	98.3	38.4	33.50	4.49	0.02	7.20	1.67
Vizag I East-South	2000	500	94.7	99.8	24.5	24.54	5.14	0.00	0.14	0.20
Vizag II East-South	2005	500	99.6	99.8	23.3	48.16	0.07	0.00	0.31	0.24
Kii Channel	2000	1400	98.1	90.9	95.6	83.57	0.81	2.04	1.14	7.09
Malaysia-Thailand	2001	300	97.3	98.3	66.0	87.72	0.21	0.15	2.47	1.54
Grita	2001	500	96.5	95.4	39.1	31.91	0.36	0.05	3.10	4.58
Rivera	2001	70	79.3	97.4	47.7	51.90	20.24	0.46	0.43	2.13
Talcher-Kolar	2003	2000	97.7	98.4	59.3	74.50	0.89	0.71	1.38	0.93
Sasaram	2003	500	98.5	99.1	68.7	65.97	0.04	0.44	1.43	0.45
<i>Mercury –Arc Valves</i>										
New Zealand Pole 1	1965/92	500	82.3	90.3	21.2	22.29	7.36	2.23	3.50	7.48
Vancouver Island Pole 1	1968/69	312	90.5	95.0	19.1	20.86	0.26	0.59	9.26	4.46

(1) Based on maximum continuous capacity
(4) Three terminal monopole system

(2) Converter station outages only
(5) Conversion to thyristor valves complete 2004 Oct.

(3) Thyristor Pole

der FEU bzw. SEU werden nur Komponenten der Umrichterstationen mit berücksichtigt. Ausfälle von Kabeln oder Freileitungen gehen in diese Statistik nicht mit ein. SEU umfassen planmäßige z. B. aufgrund von Wartungsarbeiten durchgeführte Abschaltungen.

Zur weiteren Erklärung der Daten sollten einige Punkte berücksichtigt werden, die nicht aus der stark komprimierten Darstellung der statistischen Ergebnisse in Tab. 8.7 entnommen werden können:

- Fehler treten nicht gleichverteilt an allen HGÜ-Anlagen weltweit auf. Anlagen, an denen einmal Fehler aufgetreten sind, weisen eine erhöhte Häufigkeit von Fehlern auf.
- Vier der mehr als 50 untersuchten HGÜ-Anlagen verursachten 65 % aller Fehler.
- Es gibt keine dominanten ursächlichen Fehlerursachen
- Langjährige Betriebserfahrungen liegen derzeit nur bis zu einer Nennspannung von ± 500 kV vor

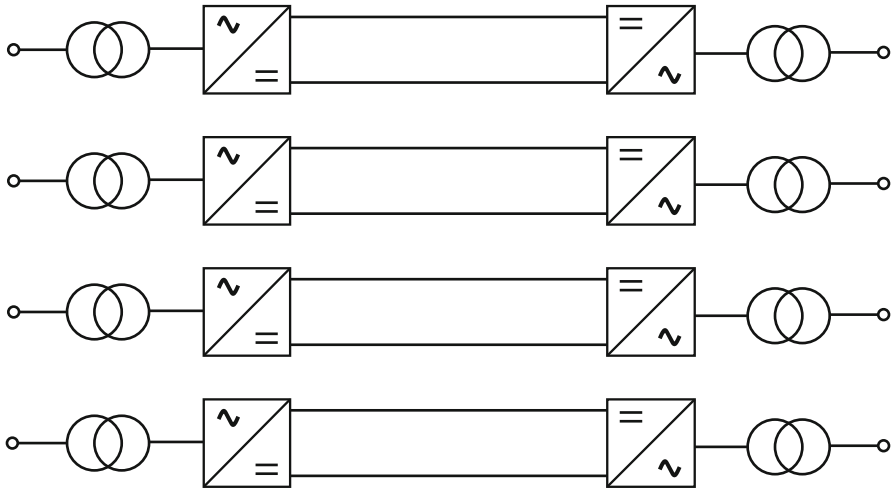


Abb. 8.47 Anlagenschema für die Ausführung als VSC-HGÜ mit Landkabeln und 3-aus-4-Redundanz

Zuverlässigkeit von HGÜ-Systemen ist bis zu einem gewissen Grad planbar. Durch z. B. eingebaute Redundanzen oder eine entsprechende Ersatzteilstrategie Tab. 8.7 zeigt den Auszug einer Statistik über die Zuverlässigkeit.

8.5 Beispiele für Hochleistungsübertragung im Modell

In den folgenden Abschnitten werden unter Berücksichtigung der verfügbaren Gleichspannungen und Leistungen für HGÜ-Systeme im Jahr 2010 Beispiele für mögliche Ausführungen einer 2.500-MW-Verbindung über 1.000 km angegeben unter Berücksichtigung einer n-1-Redundanz in der übertragenen Leistung angegeben. Eine Distanz von 1.000 km ist mit den in Europa üblichen Spannungsebenen für Drehstromtechnologie nicht mehr ohne Vermaschung und vertretbarem Kompensationsaufwand zu realisieren. Bei diesem Beispiel sollen die in den vorangestellten Abschnitten beschriebenen Technologien der HGÜ – nämlich LCC und VSC – für die genannte Übertragungsaufgabe eingesetzt werden. Als Übertragungsmedium kommen sowohl Landkabel als auch Freileitungen in Frage.

VSC-HGÜ mit Landkabeln (3-aus-4-Redundanz) Für die Ausführung mit Landkabeln (XLPE) ist die heute maximal verfügbare Kabelnennspannung die limitierende Größe. Pro Kabelsystem – bestehend aus Hin- und Rückleiter – sind bei einer Nennspannung von ± 320 kV bei etwa 1,3 kA rund 833 MW übertragbar. Vier parallele Systeme (Abb. 8.47) ermöglichen in dieser Ausführung den redundanten Transport von 2.500 MW.

Besonders zu berücksichtigen ist die Gesamtlänge des Kabels von 8.000 km; weltweit sind bislang 450 km Landkabel bei einer niedrigeren Nennspannung verlegt worden. Nimmt man See- und Landkabel zusammen entspricht die hier zu

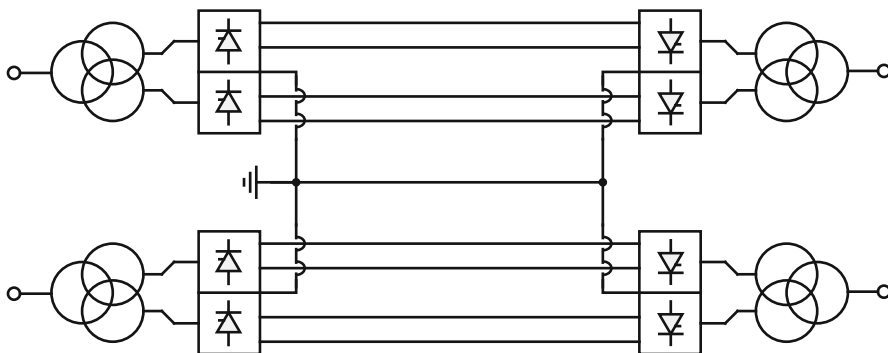


Abb. 8.48 Anlagenschema für die Ausführung als LCC-HGÜ mit Landkabeln und 1-aus-2-Redundanz

verbauende Kabellänge dem etwa fünffachen der jemals im Zusammenhang mit VSC-HGÜ verlegten Länge an Gleichstromkabeln.

Bei der Abschätzung der Bauzeit für diese Einrichtung muss berücksichtigt werden, dass weltweit nur eine begrenzte Produktionskapazität für XLPE-Kabel zur Verfügung steht. Desweiteren sind bei einer Ausführung als Landkabel mehr als 5.000 Muffen erforderlich, was zeitlich ebenfalls in die Realisierungsdauer mit eingerechnet werden muss. In Anbetracht der Muffenmontage tritt der Aspekt der Kabelfertigung zunächst einmal in den Hintergrund. Die vorliegende Systemkonfiguration mit der heute bestehenden Kabeltechnologie kann aufgrund der Bauzeit praktisch nicht realisierbar.

Technische Daten:

- Gleichspannung $\pm 320 \text{ kV}$
- Gleichstrom pro System 1.302 A
- Wirkleistung (n) $4 \times 833,3 \text{ MW} \approx 3.333 \text{ MW}$
- Wirkleistung (n – 1) $3 \times 833,3 \text{ MW} \approx 2.500 \text{ MW}$
- Technologie Gleichstromkreis XLPE-Kabel
- Flächenbedarf Kopfstationen $\text{ca. } 2 \times 4 \times 10 \text{ m}^2 / \text{MW} \times 833 \text{ MW} \approx 66.640 \text{ m}^2$
- Trassenbreite $< 8 \times 8 \text{ m} = 64 \text{ m}$
- Kabellänge $8 \times 1.000 \text{ km} = 8.000 \text{ km}$
- Muffen (1,5 km Segmente) 5.333 Muffen

LCC-HGÜ mit Landkabeln (1-aus-2-Redundanz) Bei der Ausführung mit LCC kommen MI-Kabel zum Einsatz, da hier eine höhere Nenngleichspannung verwendet werden kann. Mit der maximalen Gleichspannung von $\pm 500 \text{ kV}$ ergibt sich bei voller Redundanz eine Anordnung mit zwei Bipolen an die jeweils vier Kabel angeschlossen werden (Abb. 8.48). Mit der Parallelschaltung pro Hin- und Rückleiter ergibt sich ein Gleichstrom von $2,5 \text{ kA}$ pro System.

Da das System vollredundant ausgeführt ist, muss der metallische Rückleiter nur die Funktion des Erdausgleichsleiters übernehmen. Hier ist der Einsatz eines Mittelspannungskabels ausreichend. Beide Systeme können denselben Erdausgleichsleiter

verwenden. Ähnlich wie bei der im vorangehenden Abschnitt vorgestellten Ausführungsvariante werden hier enorme Anforderungen an die Kabelproduktionskapazität und Muffenfertigungszeit deutlich.

Insbesondere letztere liegt unter Berücksichtigung der heutigen Technologie bereits in unrealistischen Größenordnungen. Selbst bei dem Einsatz mehrerer parallel arbeitender Muffenfertigungsteams wird die Fertigungsdauer der Muffen auf der Baustelle mehrere Jahren in Anspruch nehmen. Auch hier ist für eine realistische unterirdische Langstreckenooption mit HGÜ ein Technologiesprung in der Kabeltechnik erforderlich, um die Bauzeiten der HGÜ-Anlage in eine realistische Größenordnung zu bewegen.

Technische Daten:

- Gleichspannung $\pm 500 \text{ kV}$
- Gleichstrom pro System 2.500 A
- Wirkleistung (n) $2 \times 2.500 \text{ MW} \approx 5.000 \text{ MW}$
- Wirkleistung (n – 1) $1 \times 2.500 \text{ MW} \approx 2.500 \text{ MW}$
- Gleichstromkreis MI-Kabel – jeweils 2 parallele Kabel pro Pol
- Flächenbedarf Umrichter ca. $2 \times 2 \times 25 \text{ m}^2/\text{MW} \times 2.500 \text{ MW} \approx 250.000 \text{ m}^2$
- Trassenbreite $< 8 \times 8 \text{ m} = 64 \text{ m}$
- Kabellänge $8 \times 1.000 \text{ km} = 8.000 \text{ km}$ MI-500-kV-Kabel sowie $1 \times 1.000 \text{ km}$ MS-Kabel als Erdausgleichsleiter
- Muffen (1 km Segmente) 8.000 Muffen (Nur Hochspannungskabel)

LCC-HGÜ mit Landkabeln (3-aus-4-Redundanz) Durch den Übergang von einer 1-aus-2-Redundanz auf eine 3-aus-4-Redundanz kann für eine LCC-HGÜ-Verbindung die erforderliche Kabellänge von 8.000 km auf 6.000 km Hochspannungsgleichstromkabel verringert werden. Dafür erhöht sich die Anzahl der erforderlichen Bipole entsprechend von zwei auf drei (Abb. 8.49). Alle Bipole verwenden denselben Neutraleiter als Erdausgleichsleiter, was die Länge des erforderlichen Mittspannungsgleichstromkabels nicht beeinflusst.

Auch bei einer um 25 % geringeren Kabellänge als bei der im vorherigen Abschnitt vorgestellten 1-aus-2-redundanten LCC-HGÜ besteht hier aufgrund der längeren Muffenfertigungszeit bei MI-Kabeln immer noch ein Montageaufwand von mehreren Jahren. Abgesehen von der hier nicht weiter betrachteten Kabelproduktionskapazität erscheint diese Lösung allein aufgrund der zu erstellenden Muffen in Anbetracht der heute verfügbaren Technologie als nicht oder nur sehr schwer realisierbar.

Technische Daten:

- Gleichspannung $\pm 500 \text{ kV}$
- Gleichstrom pro System 1.250 A
- Wirkleistung (n) $3 \times 1.250 \text{ MW} \approx 3.750 \text{ MW}$
- Wirkleistung (n – 1) $2 \times 1.250 \text{ MW} \approx 2.500 \text{ MW}$
- Gleichstromkreis MI-Kabel

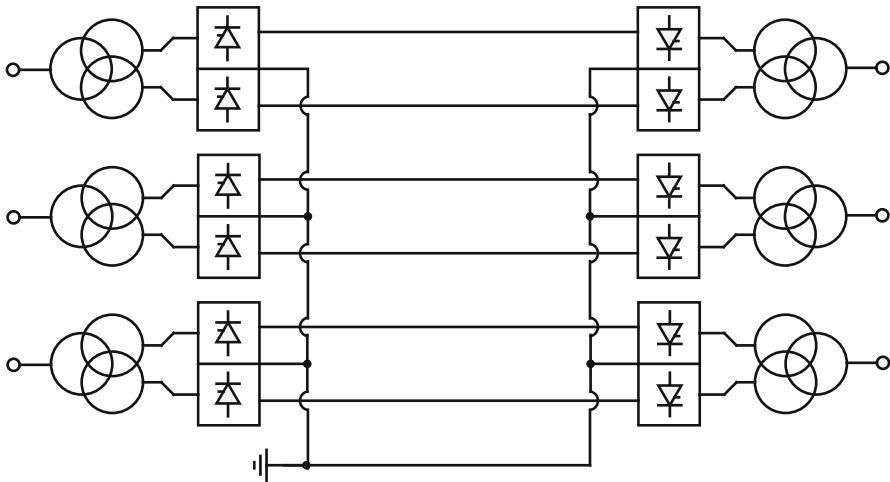


Abb. 8.49 Anlagenschema für die Ausführung als LCC-HGÜ mit Landkabeln und 3-aus-4-Redundanz

- Flächenbedarf Umrichter $\text{ca. } 2 \times 3 \times 25 \text{ m}^2/\text{MW} \times 1.250 \text{ MW} \approx 187.500 \text{ m}^2$
- Trassenbreite $< 6 \times 8 \text{ m} = 48 \text{ m}$
- Kabellänge $6 \times 1.000 \text{ km} = 6.000 \text{ km}$ MI-500-kV-Kabel
sowie $1 \times 1.000 \text{ km}$ MS-Kabel
als Erdausgleichsleiter
- Muffen (1 km Segmente) 6.000 Muffen (Nur HS Kabel)

VSC-HGÜ mit Freileitung (2-aus-3-Redundanz) Im Gegensatz zu Hochspannungsgleichstromkabeln stellen Freileitungen keinen limitierenden Faktor für HGÜ-Systeme dar. Hier begrenzen – unabhängig von der Technologie – die leistungselektronischen Komponenten die maximal pro System übertragbare Leistung. In einer Ausführung auf VSC-HGÜ-Basis müssen mehr als zwei Systeme eingesetzt werden, um die Redundanzanforderungen zu erfüllen. Eine technisch sinnvolle Variante ist die Ausführung mit drei parallelen Systemen mit einer Gleichspannung von $\pm 620 \text{ kV}$, sodass ein verlustarmer Betrieb der Umrichter mit etwa 1 kA möglich ist (Abb. 8.50). Die drei Systeme (sechs Leiterseile) können auf einem Mast installiert werden, sodass sich in erster Abschätzung eine Trassenbreite von etwa 48 m ergibt, wenn eine Drei-Ebenen-Anordnung ausgeführt wird (s. auch Abb. 8.51). Die Masthöhe würde bei einer solchen Ausführung im Bereich von mehr als 70 m liegen. Eine exakte Bestimmung der Trassenbreite inklusive Schutzbereich sowie Masthöhe erfordert eine detaillierte Untersuchung der Feldverhältnisse und einen Abgleich mit Richtlinien für zulässige Feldbelastung am Erdboden.

Technische Daten:

- Gleichspannung $\pm 620 \text{ kV}$
- Gleichstrom pro System $\text{ca. } 1.000 \text{ A}$

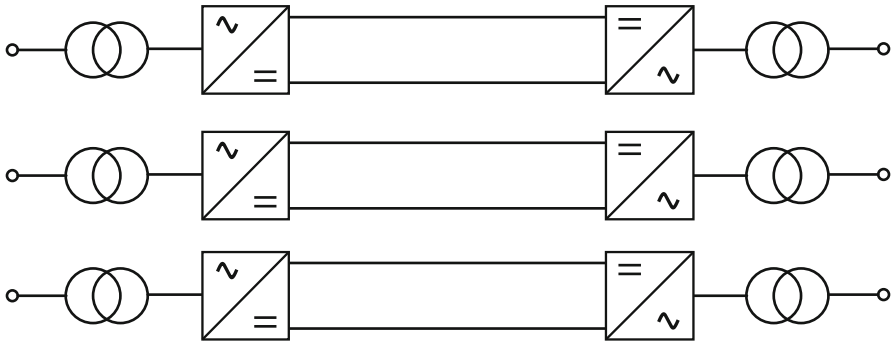
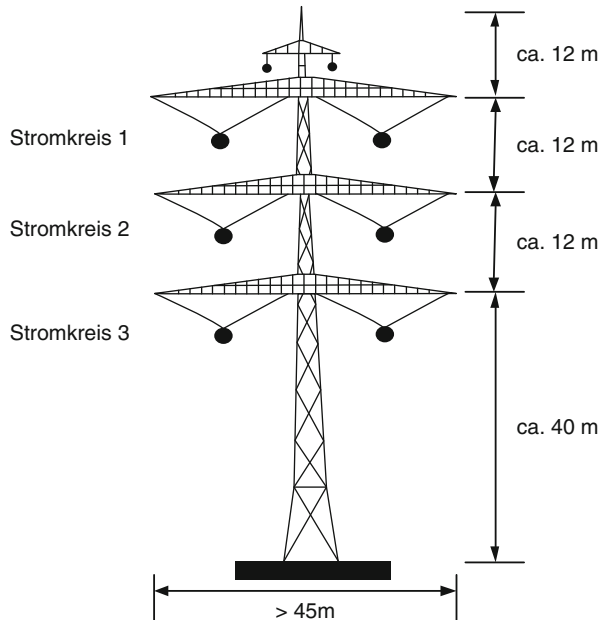


Abb. 8.50 Anlagenschema für die Ausführung als VSC-HGÜ mit Freileitung und 3-aus-4-Redundanz

Abb. 8.51 Skizze eines Freileitungsmastes, der drei Gleichstromsysteme ± 620 kV aufnehmen kann



• Wirkleistung (n)	$3 \times 1.250 \text{ MW} \approx 3.750 \text{ MW}$
• Wirkleistung (n - 1)	$2 \times 1.250 \text{ MW} \approx 2.500 \text{ MW}$
• Gleichstromkreis	Freileitung
• Flächenbedarf Umrichter	$\text{ca. } 2 \times 3 \times 10 \text{ m}^2/\text{MW} \times 1.250 \text{ MW} \approx 75.000 \text{ m}^2$
• Trassenbreite	$> 45 \text{ m}$

Um auf den dritten Stromkreis verzichten zu können, müsste pro VSC-HGÜ-System eine Leistung von 2.500 MW übertragen werden können. Unter der Berücksichtigung der technologischen Strombegrenzung von VSC-HGÜ auf knapp 1.800 A wäre ein Technologiesprung auf eine Nenngleichspannung von etwa 700 kV erforderlich.

Die Angaben der Trassenbreiten für diese und die im folgenden Abschnitt angegebene Freileitungsausführung verstehen sich als grobe Schätzung und sind für freies unbebautes und unbewaldetes Terrain angegeben. Projektierungen von Freileitung müssen in Anlehnung an die Vorschriften von Drehstromfreileitungen gemäß EN DIN 50 341–1 erfolgen.

LCC-HGÜ mit Freileitung (1-aus-2-Redundanz) Die Kombination der LCC-HGÜ-Technologie mit dem Übertragungsmedium „Freileitung“ erlaubt eine Drei-Leiter-Ausführung zur 1-aus-2-redundanten Übertragung von 2.500 MW über 1.000 km. Bei dieser Ausführung werden zwei Ventile á 750-kV-Nenngleichspannung in Serie geschaltet. Die Nullpunkte der Bipole sind durch ein auf Nennstromstärke ausgelegtes Leiterseil verbunden, sodass bei Ausfall eines Ventils (n-1-Fall) die gesamte Nennleistung über das verbleibende Ventil übertragen werden kann (2.500 MW). Bei entsprechenden Erdungsmaßnahmen kann der Rückleiter auf niedrigerem Isolationsniveau ausgeführt werden.

Von allen vorgestellten Varianten weißt diese Ausführung den geringsten Leitungsaufwand bei gleichzeitig installierter 1-aus-2-Redundanz dar. Ohne die hier erforderliche Redundanz ist dieses System bereits als Zweileitersystem mit einer Übertragungsleistung von bis zu 5.000 MW mit einer Nennspannung von ± 800 kV im Rahmen einer kommerziellen Anlage ausgeführt worden. Die Entscheidung darüber, ob hier eine Nennspannung von ± 800 kV bei geringerem Leiterquerschnitt oder ± 750 kV eingesetzt wird, obliegt wirtschaftlichen Überlegungen.

Technische Daten:

• Gleichspannung	± 750 kV
• Gleichstrom pro System	3.300 A
• Wirkleistung (n)	2×2.500 MW = 5.000 MW
• Wirkleistung (n – 1)	1×2.500 MW = 2.500 MW
• Gleichstromkreis	Freileitung
• Flächenbedarf Umrichter	ca. $2 \times 2 \times 25$ m ² /MW $\times$ 5.000 MW $\approx$ 500.000 m ²
• Trassenbreite	ca. 60 m bei Einebenenordnung mit ausschwingenden Seilen

In Abb. 8.53 und 8.54 sind beispielhaft die Dimensionen von HGÜ-Masten mit einem Stromkreis skizziert. Eine genau Bemaßung und Bestimmung der Trassenbreite muss im Einzelfall durch eine detaillierte Designstudie geklärt werden. Wird ein redundantes Drei-Leiter-HGÜ-System installiert, muss ein dritter Leiter mitgeführt werden (vgl. Abb. 8.52). Einen optischen Eindruck einer derartigen Ausführung für eine Nenngleichspannung größer gleich ± 750 kV vermittelt Abb. 8.55.

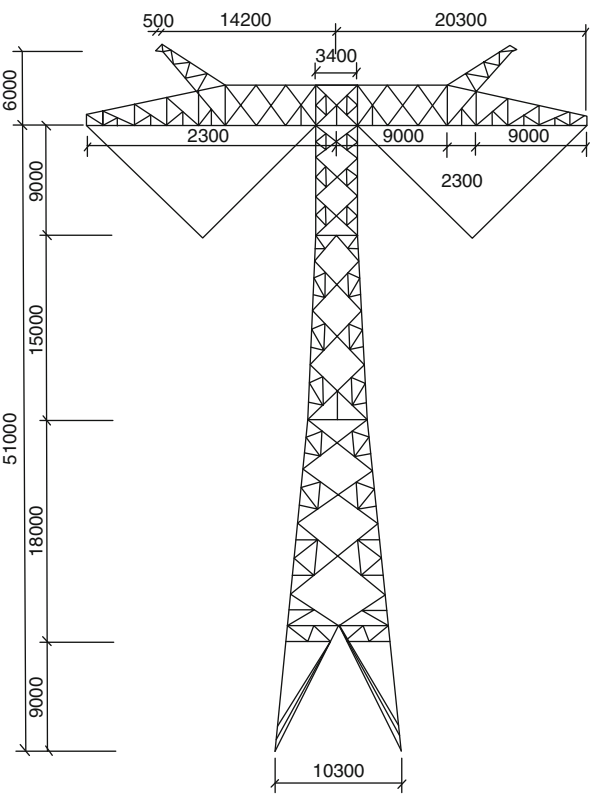
8.6 Umweltbeeinflussung von HGÜ

Eine Nenngleichspannung von ± 800 kV stellt momentan eine technologische Grenze für die LCC-HGÜ dar. In diesem Kapitel sollen einige qualitative Randbedingungen bezüglich der Beeinflussung der Umwelt bezüglich Geräuschemission und Feldbelastung bezüglich dieser Nenngleichspannung skizziert werden.



Abb. 8.52 Anlagenschema für die Ausführung als LCC-HGÜ mit Freileitung und 1-aus-2-Redundanz

Abb. 8.53 Maßbild eines Freileitungsmasten, der ein Gleichstromsystem ± 800 kV aufnehmen kann; erstmals eingesetzt in China. [26]



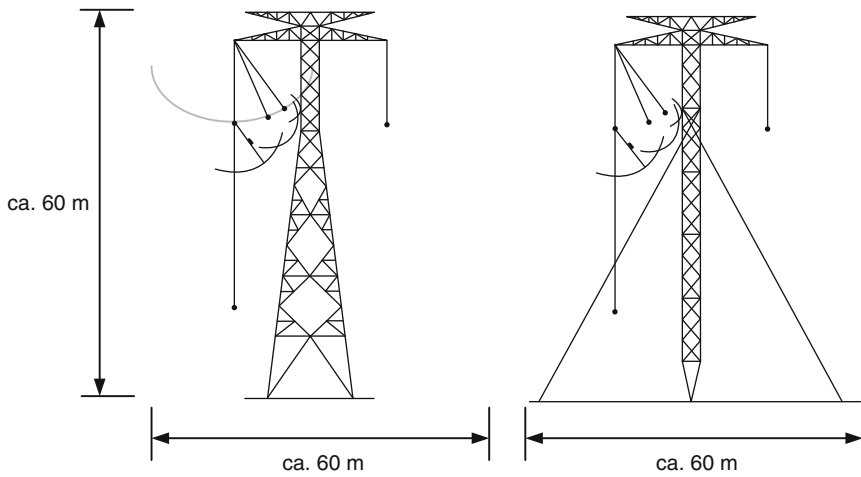


Abb. 8.54 Skizze von Freileitungsmasten, die ein Gleichstromsystem ± 750 kV aufnehmen können (s. auch [13]); hier fehlt der dritte ausgeprägte Leiter, der zu einer Trassenverbreiterung um den Faktor 1,5 führt, falls eine Einebenenanordnung gewählt wird



Abb. 8.55 Beispiel für die ungefähre Ausprägung eines Dreileiter-Gleichstrommastes, der ein Gleichstromsystem mit ± 750 kV Gleichspannung mit metallischem Rückleiter aufnehmen kann; hier in Einebenenanordnung anhand einer Drehstromausführung. (Nach [40])

8.6.1 Geräuschemission

Die Beurteilung der spezifischen Geräuschemission erfordert eine detaillierte Studie einer ausgeführten Anlage mittels spezieller Geräuschmodelle. Hier soll beispielhaft anhand von [5] die Geräuschemission einer 800-kV-HGÜ-Station beschrieben werden. Die Umweltbeeinflussung – auch durch Geräuschemission – ist in den letzten Jahren bedeutsamer geworden. Es ist davon auszugehen, dass diese Problematik in Zukunft weiter an Bedeutung gewinnen wird. Für Umrichterstationen ist die Begrenzung von Geräuschemission ein entscheidender Designfaktor. Herstellerseitig ist viel Forschungs- und Entwicklungsaufwand investiert worden, um Anforderungen der Kundenspezifikationen bezüglich Geräuschentwicklung einzuhalten. Dabei ist es sehr wichtig, dass bereits im frühen Stadium des Anlagendesigns Vorkehrungen zur Reduktion der Geräuschemission getroffen werden. Das „Nachrüsten“ von Einrichtungen zur Geräuschemissionsverringering ist sehr aufwändig und kostenintensiv.

Ein in jüngsten Spezifikationen für HGÜ-Anlagen geforderter maximaler Geräuschpegel ist 50 dB(A) an den Anlagengrenzen; d. h. an der Umzäunung einer Umrichterstation inklusiver AC-Schaltanlage. Beispielsweise ist nach der geltenden Fassung der TA Lärm die Größe 50 dB(A) der Immissionsrichtwert für reine Wohngebiete zwischen 6:00 und 22:00 oder Gewerbegebiete während der Nachstunden zwischen 22:00 und 6:00 Uhr [31].

Um diesen Grenzwert zu erreichen, sind einige Vorkehrungen zu treffen, da der Geräuschpegel nicht notwendigerweise mit zunehmender Nennspannung zunimmt sondern auch entscheidend von der übertragenen Leistung abhängt: Bei einer 800-kV-Umrichterstation mit 6.400 MW installierter Leistung ist im Vergleich zu einer 500-kV-Anlage mit 3.000 MW die doppelte Anzahl an Umrichtertransformatoren erforderlich. Die Anzahl der geräuschemittierenden Einrichtungen ist praktisch doppelt so groß. Auch die AC-Filter haben nahezu die doppelten Ausmaße. Damit sind die emittierten Geräusche bei einer etwas mehr als doppelt so hohen installierten Leistung nahezu 3 dB höher, obwohl die Nenngleichspannung nur um den Faktor 1,6 angehoben wurde (s. Abb. 8.56). Typische Maßnahmen zur Verringerung der Geräuschentwicklung sind:

- Alle Umrichtertransformatoren werden eingehaust. Die Luftkühlung erfolgt mittels spezieller geräuscharmer Lüfter.
- Luftspulen werden mit einem Lärmschild an der Ober- und Unterseite versehen.
- AC- und DC-Filterkondensatoren haben eine akustische Dämpfung.
- AC-Filterdrosseln werden mit einer geringen Stromdichte betrieben und ebenfalls mit Lärmschilden ausgestattet.
- Die Ventilkühlung bzw. Klimatisierung der Ventilhalle erfolgt mittels Anlagen, die mit geräuscharmen Lüftern ausgeführt sind.

Um diese Maßnahmen bereits in der Designphase einer Anlage berücksichtigen und auf Wirksamkeit prüfen zu können, ist eine entsprechende Geräuschsimulation erforderlich. Die Simulation erfolgt anhand eines dreidimensionalen Modells der Umrichterstation mit räumlicher Nachbildung der topographischen Umgebung der

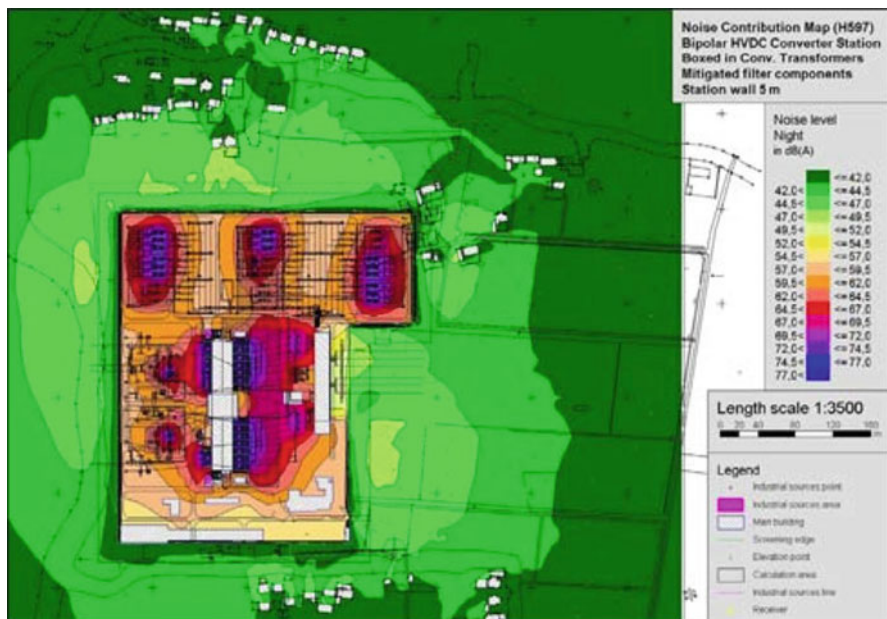


Abb. 8.56 Beispiel für das Ergebnis einer Geräuschsimulation einer LCC-HGÜ-Umrichterstation. [5]

Anlage. Mit einem hinreichend genauen Modell der Anlage und Umgebung können so mittels dieser Simulation die Wirksamkeit von Maßnahmen zur Geräuschpegelreduktion untersucht werden. Die Genauigkeit dieser Simulationen wird in der hier zugrunde liegenden Quelle mit besser als 2 dB(A) angegeben.

8.6.2 Feldemission

Die Analyse der elektromagnetischen Feldbelastung erfordert eine detaillierte Feldberechnung unter Verwendung der exakten Geometrie der Leiteranordnungen und Spannfeldlängen bei Freileitungsausführungen. Diese detaillierten Untersuchungen sind von Fall zu Fall durchzuführen. In diesem Abschnitt soll zur Verdeutlichung der Problematik die Berechnung einer 800-kV-LCC-HGÜ mit zwei Leiterseilen dargestellt werden. Basis für die Berechnung ist eine Freileitungsausführung mit einer Mastform nach Abb. 8.53. Eine vollständige Darstellung der Ergebnisse findet sich in [26]. Basis für die Feldberechnung ist die Ausführung der LCC-HGÜ wie oben beschrieben. Es wird weiterhin angenommen, dass ein maximaler Betriebsstrom von 3.150 A je Leiterseil fließt. Die Berechnungen sind durchgeführt worden für

Tab. 8.8 Zusammenfassung der Ergebnisse der Feldberechnungen bei Variation der Masthöhe – Feldstärken in 1 m oberhalb des Erdbodens

Mastausführung nach Abb. 8.53	Magnetisches Feld	Elektrisches Feld
HGÜ-Mast ohne Masterhöhung	56,6 μT (DC)	26,6 kV/m (DC)
HGÜ-Mast mit 6 m Masterhöhung	33,3 μT (DC)	13,6 kV/m (DC)
HGÜ-Mast mit 12 m Masterhöhung	21,0 μT (DC)	8,1 kV/m (DC)
HGÜ-Mast mit 18 m Masterhöhung	14,2 μT (DC)	5,3 kV/m (DC)

Abb. 8.57 Magnetische Flussdichte (Gleichfeld) in 1 m Höhe über dem Erdboden bei Variation der Masthöhe (Angabe: $T+n[\text{m}]$) bei einem Betrieb mit einem Strom von 3.150 A pro Leiterseil und Nennspannung

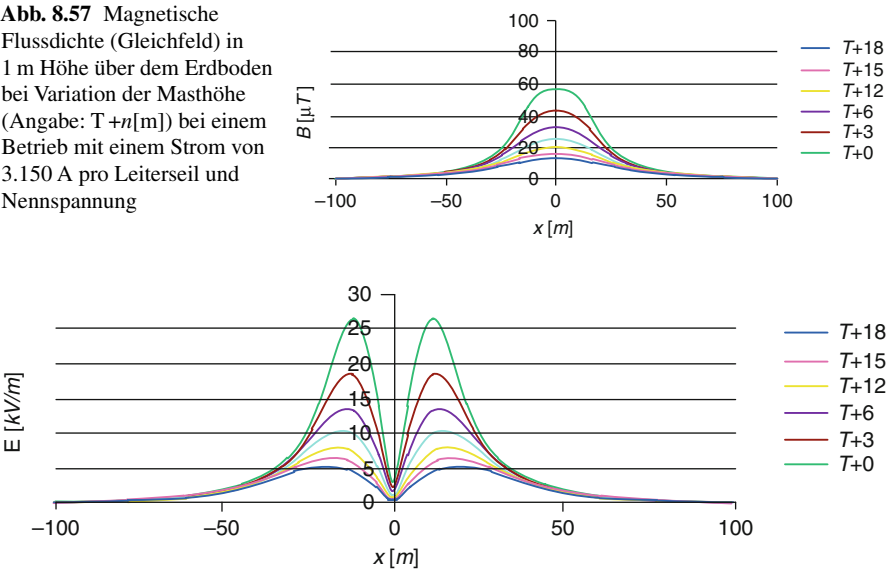


Abb. 8.58 Elektrische Feldstärke (Gleichfeld) in 1 m Höhe über dem Erdboden bei Variation der Masthöhe (Angabe: $T+n[\text{m}]$) bei einem Betrieb mit einem Strom von 3.150 A pro Leiterseil und Nennspannung

- einen Vertikalschnitt der Freileitungsanordnung in einer Umgebung von 0 bis 100 m
- ein Querprofil der Feldstärken in 1 m Abstand über Boden (entspricht der Kopfhöhe von Kindern)

Die Beurteilung der Berechnungsergebnisse erfolgt auf der Grundlage der ICNIRP-Richtlinien, da die 26. Verordnung zum BImSchG für statische ($f=0\text{ Hz}$) durch Gleichstrom (DC) erzeugte Felder keine Grenzwerte definiert. Eine Variation der Masthöhe hat erwartungsgemäß einen signifikanten Einfluss auf das elektrische und magnetische Feld am Erdboden, bzw. in 1 m Höhe über dem Erdboden. Der Einfluss von möglichen Masterhöhungen auf die Feldverteilung am Erdboden in 1 m Höhe sind in Abb. 8.57 und 8.58 dargestellt. Die Feldberechnungen ergeben die in Tab. 8.8 zusammengefassten Feldbelastungen.

8.7 HGÜ Netze

Eine erste Erweiterung der vorab skizzierten Punkt-zu-Punkt-Verbindung besteht in einer Anzapfung im Gleichstromkreis. Grundsätzlich stehen für eine Zwischenentnahme sowohl die LCC- als auch die VSC-Technologie zur Verfügung, wobei letztere für die Anwendung nicht kommerziell verfügbar ist.

Ist eine Punkt-zu-Punkt-Verbindung als LCC-HGÜ ausgeführt, erfordert eine LCC-Technologie für die Zwischenentnahme eine Polumschaltung, damit ein vollständig „trilateraler“ Betrieb möglich wird. Eine VSC-HGÜ basiert auf einer unabhängig von der Leistungsflussrichtung vordefinierten Polarität der Gleichspannung. Würde eine VSC-basierte Anzapfung einer LCC-HGÜ vorgenommen werden, so müsste die Gleichstrompolarität ebenfalls geändert werden, was den Einsatz von XLPE-Kabeln verhindert und die Gleichstromkreisausführung in Freileitungstechnologie oder MI-Kabeln bedingt. Des Weiteren müsste durch eine detaillierte Technologieanalyse geklärt werden, in wie weit die heutige VSC-Technologie für einen Polaritätswechsel überhaupt vorbereitet bzw. geeignet ist, da dies dem ursprünglichen Funktionskonzept widerspricht.

Die Errichtung einer Mehrpunktverbindung würde den ersten Schritt zu einem sogenannten „Overlay-Netzwerk“ darstellen. Dessen Betrieb erfordert eine sorgfältige Abstimmung mit der Betriebsführung der dann unterlagerten Drehstromnetze. Für den Aufbau eines HGÜ-Netzes ist die VSC-Technologie grundsätzlich besser geeignet, da hier ohne betriebliche Einschränkungen Gleichstrommaschen gebildet werden können. Nur mit Maschenbildung ist die Anforderung an einen redundanten Netzbetrieb wirtschaftlich zu erfüllen. Schlüsselkomponenten für den Betrieb eines vermaschten Gleichstromnetzes sind insbesondere Leistungsschalter, die heute noch Gegenstand von Forschung und Entwicklung sind.

Literatur

1. Adapa, R. (ed.): Advanced HVDC Systems at ± 800 kV and Above, Electric Power Research Institute (EPRI) Report 1013857, November 2007
2. Ainsworth J.D.: The Phase-Locked Oscillators – A New Control System for Controlled Static Converters, IEEE PAS, Vol.120, no.10, pp. 1233-1242, October 1973
3. Ainsworth J.D.: Developments in the Phase-Locked Oscillator Control System for HVDC and other large Converters, IEE Conference Publication 255 on AC and DC Power Transmission, pp. 98-103, September 1985
4. Arrilaga J.: High Voltage Direct Current Transmission, 2nd Edition, The Institution of Electrical Engineers, 1998
5. Aström, U.; Lescale, V.: Converter Stations for 800 kV HVDC, Proceedings of the International Power System Technology Conference, PowerCon, Chongqing, China, 22-26 October 2006
6. Bahrman M.P.: Overview of HVDC Transmission, IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, Oct 29th – Nov 1st, 2006.
7. Bahrman M., Johnson B.K.: The ABCs of HVDC Transmission Technologies, IEEE Power & Energy magazine, pp. 32-44, March/April 2007.

8. Barberis N.; Todorovic J.; Ackermann T.: Loss evaluation of HVAC and HVDC transmission solutions for large offshore wind farms, *Electronic Power Systems Research* 76 (2006) 916-927, 2006
9. Beringer J., et.al.: Design of Water cooled Thyristor Valve Group for Extension of Manitoba Hydro HVDC System, CIGRE Report 14-05, Paris 1976
10. Breuer G.D., et.al.: HVDC Surge Diverters and their Application for Overvoltage Protection on HVDC Schemes", CIGRE Report 33-14, Paris 1972
11. CIGRE SC B4 Colloquium, Northern European experiences and future needs of HVDC & FACTS applications, Bergen, Norwegen, 10.06. – 12.06.2009
12. CIGRE WG B4.46 Report, VSC based HVDC for bulk power transmission – economic aspects and comparison with other AC and DC technologies, 2011
13. Ferrero, G.M.: The Transmission System, Presentation at the World Energy Council – International Forum on the Grand Inga Project, 6-17 March, 2007
14. Guide for Planning DC Links Terminating at AC Systems Location Having Low Short-Circuit Capacity – Part 1: AC/DC Interaction Phenomena, CIGRE Brochure No. 68, Paris, June 1992
15. Guide for Planning DC Links Terminating at AC Systems Location Having Low Short-Circuit Capacity – Part 2: Planning Guidelines, CIGRE Brochure No. 115, Paris, September 1997
16. HVDC PLUS – Basic and Principle of Operation, Siemens Energy Sector, PTD H 1 M7Re, V1, March 7th, 2008.
17. Ishikawa M., Horiuchi S., Irokawa S., Imai K., Hirose S., Sekiya K.: Simulator Study of Multiterminal HVDC Transmission System without fast Commutation, *IEEE T-PWRD*, Vol., No. 3, July 1986
18. It's time to connect – a technical description of HVDC light, ABB Grid Systems – HVDC, Ludvika, Sweden, March 2008.
19. Karlecik-Maier F.: A New Closed Loop Control Method for HVDC Transmission, *IEEE T-PWRD*, Vol. 11, No. 4, pp. 1955-1960, October 1996
20. Käuferle J., Povh D.: Concepts of Overvoltage and Overcurrent Protection of HVDC Converters, CIGRE Report 14-08, Paris 1978
21. Kimbark E.D.: *Direct Current Transmission*, Volume 1, Wiley-Interscience, 1971
22. Lazaridis L.P.: Economic Comparison of HVAC and HVDC Solutions for Large Offshore Wind Farms under Special Consideration of Reliability, Master Thesis, Royal Institute of Technology, Stockholm, 2005.
23. LeDu A., Taisne J.P., Birret D., Couraud X.: The Sardinia-Corsica-Italy Multiterminal dc Scheme, CIGRE SV 14, Paper 13-8, 1982
24. Long W.F., Reeve J.: Application Aspects of Multiterminal DC Power Transmission, *IEEE T-PWRD*, Vol. 5, No. 4, pp. 2084-2098, November 1990.
25. Magg T.G., Mutschler H.D., Nyberg S.; Wasborg J., Thunehed H., Sandberg B.: Caprivi Link HVDC Interconnector: Site selection, geophysical investigations, interference impacts and design of the earth electrodes, CIGRE Session Paper B4-302, Paris, 2010
26. Plotzke, O.: Untersuchung des ungestörten magnetischen und elektrischen Felds unter maximaler Last bei einer Nenngleichspannung von ± 800 kV unter einer Freileitung, Abschlussbericht A-00468 / 2009, Forschungsgesellschaft für Energie und Umwelttechnologie FGEU mbH, November 2009
27. Reeve J.: Multiterminal HVDC Power Systems, *IEEE T-PAS*, Vol. 99, No. 2, March/April 1980
28. Reeve J., Chen S.P.: Digital Simulation of a Multiterminal HVDC Transmission System, *IEEE T-PAS*, Vol. 103, No. 12, December 1984
29. Sakurai T., Goto K.: A new Control Method for Multiterminal HVDC Transmission without fast Commutation Systems, *IEEE T-PAS*, Vol. 102, No. 5, May 1983
30. Schettler F., Huang H., Christl N.: HVDC Transmission Systems using Voltage Sourced Converters – Design and Applications, *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, July 2000
31. Sechste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm – TA Lärm) vom 26. August 1998 (GMBI Nr. 26 / 1998 S. 503)

32. Sood V.K.: HVDC and FACTS Controllers, Application of Static Converter in Power Systems, Kluwer Academic Publishers, 2004
33. Stark G.: Energieübertragung mit HGÜ-Technologie und Projektbeispiele, Beitrag zur ETG-Fachtagung „Transport von elektrischer Energie mit Freileitungen und Kabeln“, ETH Zürich, 2. April 2009
34. Stern E., Nach J., Schoeniger C., Bartzsch C., Acquafredda G., Bacchini, M., Orini A.: The Neptune Regional Transmission System 500 kV Project, Paper B4-118, CIGRE Session Paris, 2008
35. Sucena-Paiva J.P., Freris L.L.: Stability of a DC Transmission Link between strong AC Systems, IEE Proc. 120 (1973), pp. 1233-1243
36. Thepparat P.: Analysis of the Combined and Coordinated Control Method for HVDC Transmission, Shaker Verlag, Aachen, 2010
37. Vancers, I.; Christofersen, D.J.; Leirbukt, A.; Benett, M.G.: A survey of the reliability of HVDC systems throughout the world during 2005-2006, CIGRE Paper B4-119, Paris Session, 2008
38. Westerweller T., Friedrich K., Armonies U., Orini A., Parquet D., When, S.: Transbay cable – world's first HVDC system using multilevel voltage-sourced converter, CIGRE Session Paris, Paper B4-101-2010, August 2010
39. Wilhelm D., Piwko R. J.: High Voltage Direct Current Handbook, First Edition, EPRI 1994
40. Zhenjian Shengda Group Co., Ltd. – Produktinformation über Angle Steel Towers, 2009

Kapitel 9

Betriebsplanung

Methoden zur Lösung der Betriebsführungs- und Planungsprobleme eines *vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens* (VIEVU) sind seit Jahrzehnten bekannt [7, 9, 10, 12, 14], (usw., s. dazu auch [1, 2]), und werden im folgenden zuerst zusammenfassend dargelegt und dann aus der Sicht der *liberalisierten Energieversorgung* ergänzt. Dies setzt die Kenntnis der elementaren mikroökonomischen Grundgesetze voraus, weshalb ein dieser erklärender Abschnitt vorangestellt wird.

Das Planungsproblem lässt sich in *Betriebsplanung* bei vorgegebenen Netz- und Kraftwerkskapazitäten und *Kapazitätserweiterungsplanung* unterteilen. Im folgenden befassen wir uns vor allem mit dem Betriebsoptimierungsproblem, dessen Lösung aber auch wichtige Entscheidungsgrundlagen für die Erweiterung des Netzes liefert.

9.1 Mikroökonomische Grundlagen

Die Produktionskosten K der Menge Q eines Gutes setzen sich aus den festen Kosten A und den variablen Kosten $B(Q)$ zusammen

$$K = A + B(Q) \quad (9.1)$$

Betriebswirtschaftlich sind vor allem die *Durchschnittskosten* k und die *Marginalkosten* oder *Grenzkosten* m von Bedeutung, definiert durch

$$k = \frac{K}{Q} = \frac{A + B(Q)}{Q}, \quad m = \frac{dK}{dQ} = \frac{dB(Q)}{dQ} \quad (9.2)$$

Ist die Kostenkurve konvex, existiert eine *minimale effiziente Produktionsmenge* Q_0 , bei welcher die Durchschnittskosten minimal werden. Durch Ableitung der ersten der beiden Gl. (9.2) erhält man

$$\frac{dk}{dQ} = \frac{1}{Q} \frac{dB(Q)}{dQ} - \frac{A + B(Q)}{Q^2} = \frac{m - k}{Q} = 0 \quad \text{---} \quad m_0 = k_{\min} \quad (9.3)$$

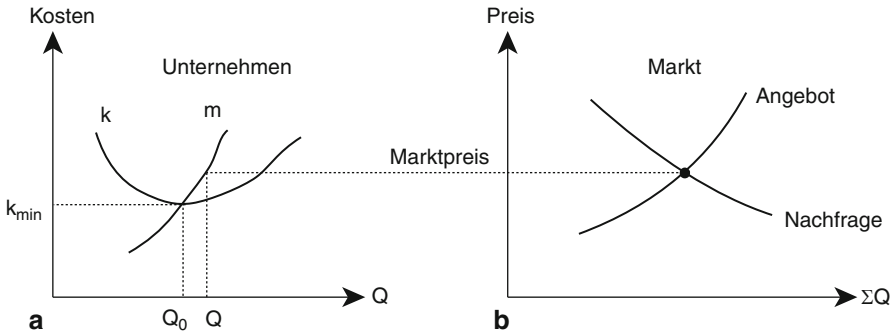


Abb. 9.1 a Durchschnittskosten k und Marginalkosten m des Unternehmens, b Marktpreis als Schnittpunkt von Angebots- und Nachfragekurve

Bei der Produktionsmenge Q_0 stimmen die Grenzkosten m_0 mit den minimalen Durchschnittskosten $k_{\min}$ überein (Abb. 9.1a). Um die Kosten zu decken und einen Gewinn zu erwirtschaften und zu maximieren, sind für das Unternehmen zwei Bedingungen zu erfüllen:

- Der Marktpreis muss über den minimalen Durchschnittskosten liegen.
- Die Produktion ist auszuweiten (über die minimale effiziente Größe hinaus), bis die Grenzkosten mit dem Marktpreis übereinstimmen.

Ein Konkurrenzmarkt kann sich dort herausbilden, wo die Nachfrage wesentlich größer ist als die minimale effiziente Produktionsmenge der einzelnen Unternehmen. Die Angebotskurve ergibt sich dann als Summe der Produktionsmengen der Unternehmen in Abhängigkeit von den Grenzkosten $\Sigma Q(m)$ und der Marktpreis als Schnittpunkt (Gleichgewichtspunkt) dieser Kurve mit der Nachfragekurve (Abb. 9.1b).

Ist eine Branche rentabel, weitet sich, nicht zuletzt auch durch das Auftreten neuer Marktteilnehmer, deren Produktion aus, und die Angebotskurve verschiebt sich nach rechts. Dadurch reduziert sich bei gleicher Nachfragekurve der Marktpreis. Die Konkurrenzsituation hat zur Folge, dass sich theoretisch und langfristig ein Gleichgewicht bei der minimalen effizienten Produktionsmenge einstellt. Da aber nicht alle Unternehmen die gleichen minimalen Durchschnittskosten aufweisen, werden in der Praxis die unrentablen Unternehmen vom Markt verschwinden und nur die rentablen (mit den kleinsten minimalen Produktionskosten) sich behaupten können.

Im Fall der Elektrizität spielt der Faktor Zeit eine erhebliche Rolle, da die Gesamtnachfrage, aber auch das Angebot erheblich schwanken können (Tag/Nacht, Winter/Sommer, im Fall der Wind- und Solarenergie auch momentane Schwankungen). Nicht alle Unternehmen sind flexibel in Ihrem Angebot. Gewisse Unternehmen sind darauf spezialisiert, nur in Spitzenzeiten bei hohem Marktpreis zu liefern.

Beispiel 9.1 Die Jahreskosten C eines Unternehmens werden durch eine quadratische Funktion der Produktion Q beschrieben: $C = a_0 + a_1 Q + a_2 Q^2$. Man bestimme

die minimale effiziente Produktionsmenge, die minimalen Durchschnittskosten und den Profit bei Verkauf zu den Grenzkosten.

$$k = \frac{a_0}{Q} + a_1 + a_2 Q, \quad m = a_1 + 2a_2 Q$$

$$m = k \quad \text{---} \quad Q_0 = \sqrt{\frac{a_0}{a_2}}, \quad m_0 = k_{\min} = a_1 + 2\sqrt{a_0 a_2}$$

$$\text{Profit für } Q > Q_0 \quad \text{---} \quad (m - k)Q = a_2 (Q^2 - Q_0^2)$$

9.2 Betriebsoptimierung eines vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens

Das vertikal integrierte Unternehmen besitzt und betreibt ein Energieversorgungssystem, bestehend aus thermischen, hydraulischen und Windenergie-Kraftwerken sowie aus dem Übertragungsnetz. Die Betriebsoptimierung setzt sich in ihrer einfachsten Form zum Ziel, die *Kostender Energieproduktion* eines Zeitabschnittes T durch optimale Steuerung der Leistungen der einzelnen Kraftwerke zu minimieren.

Die Produktionskosten setzen sich aus einem Grundanteil und einem energieabhängigen Anteil zusammen. Die Grundkosten sind bedingt durch Aufwendungen für Amortisierung, Zinsen, Personalkosten, Unterhalt usw. und laufen unabhängig von der jeweiligen Produktion auf (s. auch Band 2, Abschn. 2.2). Die energieabhängigen Kosten steigen bei einem *thermischen Kraftwerkpark* mit der erzeugten Leistung nach einer nichtlinearen stufenartigen Kurve an, können jedoch im Mittel durch eine etwas mehr als linear monoton ansteigende Kurve approximiert werden. Bei *hydraulischen Kraftwerken* und *Windenergieanlagen* sind die Kosten praktisch energieunabhängig.

Von den Produktionskosten spielen für die kurzfristige optimale Betriebsführung (bei gegebenen Kapazitäten) nur die *variablen* d. h. *von der produzierten Energie abhängigen (energieabhängigen) Kosten* der thermischen Kraftwerke eine Rolle. Der Energieaustausch mit benachbarten Netzen kann, wenn die Austauschenergie Freiheitsgrade besitzt, d. h. die Leistung nicht ständig vorgegeben ist, ebenfalls in die Optimierung einbezogen werden. Kostenfunktionen der Austauschenergie sind dann zu spezifizieren und können wie jene der Kraftwerke behandelt werden.

Der Bedarf an Wirk- und Blindleistung sei für die betrachtete Periode T und für die einzelnen Netzknotenpunkte bekannt oder als Erwartungswert darstellbar. Die entsprechenden Belastungskurven werden für die numerische Behandlung des Problems diskretisiert, d. h. durch treppenförmige Diagramme mit Treppenstufen der Dauer Δt ersetzt. Das Optimierungsproblem lässt sich dann auf 4 Grundprobleme, d. h. schließlich auf 4 Gruppen von Rechenalgorithmen reduzieren:

- Netzberechnung (Leistungsflussberechnung)
- Optimale Leistungsverteilung (OPF = optimal power flow)
- Optimale Speicherbewirtschaftung
- Optimaler Einsatzplan der thermischen Gruppen (unit commitment)

In bezug auf die Größe der Optimierungsperiode werden verschiedene Stufen unterschieden:

- a. Langfristige (Jahres- und Mehrjahres-) Optimierung
- b. Mittelfristige Optimierung (Woche, Monat)
- c. Kurzzeitoptimierung (Tag)
- d. Momentane Optimierung

Die Stufe d) wird on-line erfolgen und dient als tertiäre Steuerung der Führung der Frequenzleistungsregelung (Kap. 2). Alle Optimierungsstufen können durch Einsatz einer oder mehrerer der vier erwähnten Gruppen von Rechenalgorithmen gelöst werden. Wir setzen uns deshalb zuerst mit den 4 Grundproblemen auseinander, um dann in den folgenden Abschnitten die einzelnen Optimierungsstufen näher zu betrachten.

9.2.1 Netzberechnung

Das Netz wird durch die Netzgleichungen dargestellt

$$\begin{aligned}\vec{P} &= \vec{f}(\vec{\vartheta}, \vec{U}) \\ \vec{Q} &= \vec{g}(\vec{\vartheta}, \vec{U}),\end{aligned}\tag{9.4}$$

worin $\vec{P}$ und $\vec{Q}$ die Vektoren der Knoten-Wirk- und Blindleistungen sind, die als Differenz von Erzeugung und Verbrauch definiert werden (Band 1, Abschn. 9.6.1). Bei vorgegebenen Knotenleistungen werden aus den Gl. (9.4) die Spannungen U und die Phasenwinkel ϑ in allen Knoten des Netzes bestimmt. Im Bilanzknoten wird normalerweise $\vartheta = 0$ gesetzt; die Wirkleistung wird nicht vorgegeben, sondern ergibt sich aus der Berechnung und ist gerade so groß, dass die Wirkleistungsbilanz erfüllt ist. In den Einspeiseknoten werden meist nicht die Blindleistungen, sondern die Spannungen vorgegeben.

Begrenzungen aller Art sind zu berücksichtigen (Band 1 Abschn. 9.6.3), so z. B. neben jener der Einspeiseleistungen auch jene der Spannungen und der Phasenwinkeldifferenzen zweier benachbarter Knoten (s. Band 1, Abschn. 9.6.5). Auch kompliziertere Nebenbedingungen (z. B. Strombegrenzungen, Übersetzungsbegrenzung variabler Transformatoren, rotierende Reserve) können berücksichtigt werden. Die Begrenzung der Leistung auf den einzelnen Übertragungsleitungen, mit Rücksicht auf deren Erwärmung oder aus Stabilitätsgründen, erfolgt vielfach durch die erwähnte Begrenzung der Phasenwinkeldifferenz des Spannungszeigers zwischen Anfang und Ende der Leitung.

Zur Lösung des Gleichungssystems (9.4) sind mehrere Methoden bekannt, z. B. die iterative Knotenmethode (Gauß-Seidel) und vor allem das *Newton-Raphson-Verfahren* (Band 1, Abschn. 9.6.2).

Die wichtigsten Zusammenhänge werden im folgenden wieder aufgegriffen und vertieft.

9.2.1.1 Leistungseinspeisung, Zweigleistung, Verluste

Bei Vorgabe der Netzimpedanzen, die durch ihre Zweigadmittanzen $Y_{ik}^{(b)}$ oder Knotenadmittanzen Y_{ik} gegeben sind (Band 1, Abschn. 9.3.1)

$$\begin{aligned} \underline{Y}_{ik}^{(b)} &= G_{ik}^{(b)} + jB_{ik}^{(b)}, & k \neq i \\ G_{ik}^{(b)} &= \frac{R_{ik}}{R_{ik}^2 + X_{ik}^2}, & B_{ik}^{(b)} = \frac{-X_{ik}}{R_{ik}^2 + X_{ik}^2} \\ \underline{Y}_{ik} &= G_{ik} + jB_{ik} \quad \left\{ \begin{array}{l} \underline{Y}_{ik} = -\underline{Y}_{ik}^{(b)} \text{ für } k \neq i \\ \underline{Y}_{ii} = \sum_{k=1}^n \left(\underline{Y}_{ik}^{(b)} + \frac{1}{2} \underline{Y}_{ik}^{(0)} \right) \end{array} \right. \end{aligned} \quad (9.5)$$

ergeben sich folgende Netzgleichungen, welche die in den Knoten injizierten Leistungen ausdrücken (Band 1, Abschn. 9.6.1)

$$\begin{aligned} P_i &= \sum_{k=1}^n 3U_i G_{ik} U_k \cos(\vartheta_i - \vartheta_k) + \sum_{k=1}^n 3U_i B_{ik} U_k \sin(\vartheta_i - \vartheta_k) \\ Q_i &= \sum_{k=1}^n 3U_i G_{ik} U_k \sin(\vartheta_i - \vartheta_k) - \sum_{k=1}^n 3U_i B_{ik} U_k \cos(\vartheta_i - \vartheta_k). \end{aligned} \quad (9.6)$$

Für die in den Zweigen fließenden Leistungen gilt

$$\begin{aligned} \underline{S}_{ik} &= 3\underline{U}_i \underline{I}_{ik}^* \\ \underline{I}_{ik} &= \underline{Y}_{ik}^{(n)} \underline{U}_i - \underline{Y}_{ik}^{(b)} \underline{U}_k, \quad \text{mit} \quad \underline{Y}_{ik}^{(n)} = \underline{Y}_{ik}^{(b)} + \frac{1}{2} \underline{Y}_{ik}^{(0)}. \end{aligned}$$

Die Admittanz $Y_{ik}^{(n)}$ berücksichtigt die Hälfte der Zweigqueradmittanz. Durch Einsetzen von Strom und Admittanz folgt

$$\underline{S}_{ik} = 3U_i^2 \left(G_{ik}^{(n)} - jB_{ik}^{(n)} \right) - 3U_i U_k \left(G_{ik}^{(b)} - jB_{ik}^{(b)} \right) [\cos(\vartheta_i - \vartheta_k) + j \sin(\vartheta_i - \vartheta_k)]. \quad (9.7)$$

Für die Wirk- und Blindleistung der Netzzweige erhält man, da die Querwirkverluste vernachlässigbar sind ($G_{ik}^{(n)} = G_{ik}^{(b)}$),

$$\begin{aligned} P_{ik} &= 3U_i^2 G_{ik}^{(b)} - 3U_i U_k \left[G_{ik}^{(b)} \cos(\vartheta_i - \vartheta_k) + B_{ik}^{(b)} \sin(\vartheta_i - \vartheta_k) \right] \\ Q_{ik} &= -3U_i^2 B_{ik}^{(n)} + 3U_i U_k \left[B_{ik}^{(b)} \cos(\vartheta_i - \vartheta_k) - G_{ik}^{(b)} \sin(\vartheta_i - \vartheta_k) \right]. \end{aligned} \quad (9.8)$$

Die Zweig-Wirkverluste folgen aus der ersten der (9.8)

$$P_{vik} = P_{ik} + P_{ki} = 3G_{ik}^{(b)} \left[U_i^2 + U_k^2 - 2U_i U_k \cos(\vartheta_i - \vartheta_k) \right]. \quad (9.9)$$

Statt durch Aufsummierung der Zweigverluste nach Gl. (9.9) können die Gesamtverluste auch direkt aus den Einspeiseleistungen bestimmt werden (Band 1, Gl. 9.94)

$$P_v = \sum_{i=1}^n P_i = \sum_{i=1}^n \sum_{k=1}^n 3U_i G_{ik} U_k \cos(\vartheta_i - \vartheta_k). \quad (9.10)$$

9.2.1.2 Verlustberechnung

Mit der sehr guten Näherung $\cos x = 1 - x^2/2$ (Winkeldifferenz immer klein) wird Gl. (9.10) zu

$$P_v = \sum_{i=1}^n \sum_{k=1}^n 3U_i G_{ik} U_k \left(1 - \frac{\vartheta_i^2}{2} - \frac{\vartheta_k^2}{2} + \vartheta_i \vartheta_k \right). \quad (9.11)$$

Werden folgende Koeffizienten eingeführt

$$\tau_{ik} = U_i G_{ik} U_k \quad \text{für} \quad k \neq i, \quad \tau_{ii} = - \sum_{k=1, k \neq i}^n \tau_{ik}, \quad \text{---} \sum_{k=1}^n \tau_{ik} = 0, \quad (9.12)$$

erhält man aus Gl. (9.11), bei Berücksichtigung, dass für den Bilanzknoten 1 $\vartheta_1 = 0$

$$\begin{aligned} P_v &= \sum_{i=1}^n \sum_{k=1}^n 3U_i G_{ik} U_k + \sum_{i=2}^n \sum_{k=2}^n 3\tau_{ik} \vartheta_i \vartheta_k \\ P_v &= 3(\vec{U}^t \vec{G} \vec{U} + \vec{\vartheta}^t \vec{\tau} \vec{\vartheta}). \end{aligned} \quad (9.13)$$

Der Vektor $\vec{\vartheta}$ hat die Dimension $(n-1)$ und die Matrix τ $(n-1) \times (n-1)$

9.2.1.3 DC-Leistungsfluss

Im Rahmen der *Gleichstrom-Näherung* (DC-power flow) wird $U_i = U_k = U$ gesetzt. Der erste Term von Gl. (9.13) wird null und $\tau = U^2 \mathbf{G}$ (wobei $\mathbf{G}$ jetzt die Dimension $(n-1) \times (n-1)$ aufweist). Es folgt in p. u. (Bezugsgrößen $S_r = 3 U_r^2 Y_r$, $u = 1$)

$$p_v = \sum_{i=2}^n \sum_{k=2}^n \vartheta_i g_{ik} \vartheta_k \quad \text{---} \sum \quad p_v = \vec{\vartheta}^t \mathbf{g} \vec{\vartheta}. \quad (9.14)$$

Zur Berechnung des Lastflusses wird die Näherung $\cos x = 1$ und $\sin x = x$ verwendet, wodurch sich die Gl. (9.6) und (9.8) vereinfachen, da $\sum b_{ik} = 0$, $\vartheta_1 = 0$

$$p_i = \sum_{k=1}^n b_{ik} (\vartheta_i - \vartheta_k) = - \sum_{k=2}^n b_{ik} \vartheta_k$$

$$p_{ik} = -b_{ik}^{(b)}(\vartheta_i - \vartheta_k). \quad (9.15)$$

Dies bedeutet, dass bei der *Berechnung des Leistungsflusses* die Verluste vernachlässigt werden. Aus der ersten der Gl. (9.15) folgt

$$\begin{aligned} \vec{p} &= -\mathbf{b}\vec{\vartheta} \\ \vec{\vartheta} &= -\mathbf{b}^{-1}\vec{p} \quad \text{---} \quad \vartheta_i = -\sum_{k=2}^n (b^{-1})_{ij} p_j, \end{aligned} \quad (9.16)$$

worin $\vec{p}$ = Vektor der freien Leistungen, $\mathbf{b} = (n-1) \times (n-1)$ -Matrix und die zweite der Gl. (9.15) wird

$$p_{ik} = b_{ik}^{(b)} \sum_{j=2}^n [(b^{-1})_{ij} - (b^{-1})_{kj}] p_j \quad i, k \neq i = 1 \dots n, \quad (9.17)$$

wobei die Gleichung auch für $i=1$ (Bezugsknoten) gilt mit der zusätzlichen Definition $(b^{-1})_{1j}=0$. Mit den Gl. (9.14) und (9.16) lassen sich auch die Verluste in Abhängigkeit von den Knotenleistungen ausdrücken

$$p_v = \vec{p}^t \mathbf{h} \vec{p}, \quad \text{mit} \quad \mathbf{h} = (\mathbf{b}^{-1})^t \mathbf{g} \mathbf{b}^{-1}. \quad (9.18)$$

Mit der exakten Berechnung Gl. (9.10) (oder der exakteren Näherung Gl. 9.13), welche den Einfluss der Spannungen und somit auch des Blindleistungsflusses auf die Verluste berücksichtigt, kann die Genauigkeit des DC-Verfahrens überprüft werden. Für den AC-Leistungsfluss s. Anhang C und Band 1 Abschn. 9.6.

9.2.2 Netzberechnung mit Spannungseinkopplung

Mit dem Einsatz von FACTS-Geräten (Kap. 7) wird es möglich, durch Einkoppeln einer Spannung ΔU_{ik} in eine Leitung, auf den Blind- oder Wirkleistungsfluss Einfluss zu nehmen. Mit Bezug auf Abb. 9.2 gelten in p. u.

$$\begin{aligned} \underline{u}_i &= u_i e^{j\vartheta_i}, \quad \underline{u}_k = u_k e^{j\vartheta_k}, \\ \underline{u}_{ik} &= u_{ik} e^{j(\vartheta_k + \Delta\vartheta_{ik})} = u_k e^{j\vartheta_k} + \Delta u_{ik} e^{j(\vartheta_k + \Delta\varphi_{ik})}, \end{aligned} \quad (9.19)$$

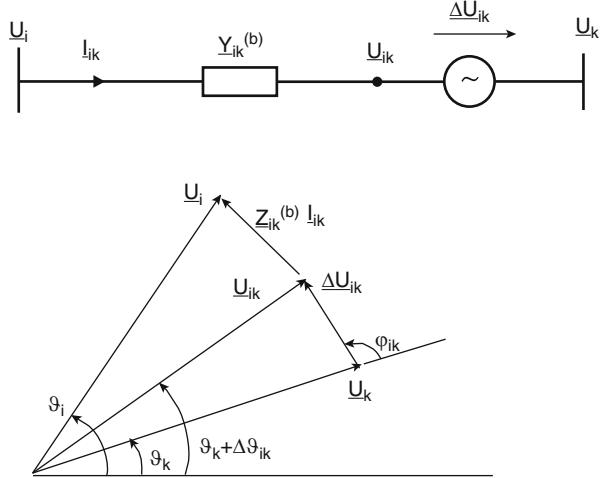
woraus

$$\begin{aligned} u_{ik} \cos \Delta\vartheta_{ik} &= u_k + \Delta u_{ik} \cos \varphi_{ik} \\ u_{ik} \sin \Delta\vartheta_{ik} &= \Delta u_{ik} \sin \varphi_{ik}. \end{aligned} \quad (9.20)$$

Bei reiner Längsregelung ist

$$\varphi_{ik} = 0 \quad \text{---} \quad \Delta\vartheta_{ik} = 0, \quad u_{ik} = u_k + \Delta u_{ik}, \quad (9.21)$$

Abb. 9.2 Wirkung eines UPFC-Geräts



bei reiner Querregelung hingegen

$$\varphi_{ik} = \frac{\pi}{2} \quad \text{---} \quad \left\langle \begin{array}{l} u_{ik} \cos \Delta \vartheta_{ik} = u_k \\ u_{ik} \sin \Delta \vartheta_{ik} = \Delta u_{ik} \end{array} \right\rangle \quad \tan \Delta \vartheta_{ik} = \frac{\Delta u_{ik}}{u_k}$$

$$\text{oder auch, da } \Delta \vartheta_{ik} \text{ klein ist, } u_{ik} \approx u_k, \quad \Delta \vartheta_{ik} \approx \frac{\Delta u_{ik}}{u_k}. \quad (9.22)$$

Für die übertragenen Leistungen ergibt sich analog Gl. (9.8), indem u_k durch u_{ik} ersetzt wird, in p. u.

$$\begin{aligned} p_{ik} &= u_i^2 g_{ik}^{(b)} - u_i u_{ik} \left[g_{ik}^{(b)} \cos(\vartheta_i - \vartheta_k - \Delta \vartheta_{ik}) + b_{ik}^{(b)} \sin(\vartheta_i - \vartheta_k - \Delta \vartheta_{ik}) \right] \\ q_{ik} &= -u_i^2 b_{ik}^{(n)} + u_i u_{ik} \left[b_{ik}^{(b)} \cos(\vartheta_i - \vartheta_k - \Delta \vartheta_{ik}) - g_{ik}^{(b)} \sin(\vartheta_i - \vartheta_k - \Delta \vartheta_{ik}) \right]. \end{aligned} \quad (9.23)$$

Bei reiner Querregelung (Wirkleistungsregelung) und unter den Annahmen des DC-Lastflusses, mit $u_i = u_k = u_{ik} = 1$, $g_{ik}^{(b)} \ll b_{ik}^{(b)}$ und $(\vartheta_i - \vartheta_k - \Delta \vartheta_{ik})$ klein, folgen die einfacheren Beziehungen (s. auch Gl. 9.15 und 9.9)

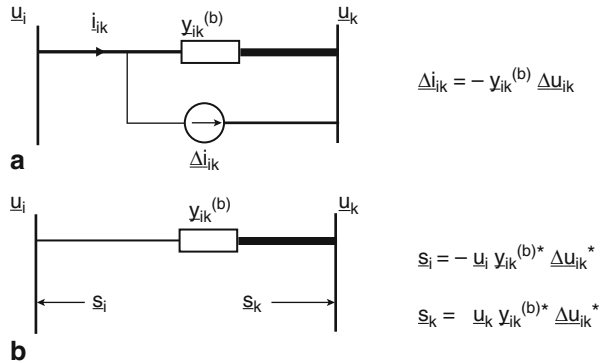
$$\begin{aligned} \text{Zweigleistung} \quad & \left\{ \begin{array}{l} p_{ik} \approx -b_{ik}^{(b)} \vartheta_{ik}, \quad \vartheta_{ik} = (\vartheta_i - \vartheta_k - \Delta \vartheta_{ik}) \\ q_{ik} \approx 0 \end{array} \right. \\ \text{Knotenleistung} \quad & p_i = \sum_{k=1}^n b_{ik} \vartheta_{ik}, \\ \text{Zweigverluste} \quad & p_{vik} = g_{ik}^{(b)} \vartheta_{ik}^2 \end{aligned} \quad (9.24)$$

b_{ik} = Imaginärteil der Knotenadmittanz

$g_{ik}^{(b)} + j b_{ik}^{(b)}$ = Zweigadmittanz.

wobei zwischen Knotenleistung und Zweigleistung die Beziehung (9.17) gilt.

Abb. 9.3 Zu Abb. 9.2
äquivalente Schemata
(in p. u.)



In Zusammenhang mit dem OPF (Abschn. 9.2.3) ist es von Vorteil, die Spannungseinkopplung durch eine äquivalente Stromeinkopplung gemäß Ersatzschema Abb. 9.3a zu ersetzen, bzw. durch Strom- oder Leistungsinjektionen, die als zusätzliche Freiheitsgrade eingeführt werden (Abb. 9.3b).

9.2.3 Optimaler Leistungsfluß (OPF)

Ein ökonomisch optimaler Betriebszustand wird, ausgehend von einem durch die Netzberechnung ermittelten kongruenten Zustand, durch Änderung der Wirk- und Blindleistungen der Kraftwerke, Einstellungen von Regeltransformatoren und FACTS-Geräte (entsprechend den vorhandenen Freiheitsgraden, s. auch Band 1, Abschn. 9.6.5) erreicht, in der Weise, daß die *energieabhängigen Produktionskosten* der betrachteten Periode T *minimal* werden. Zur Optimierung werden meist auf der linearen und nichtlinearen Programmierung basierende Verfahren verwendet [1, 15]. Für eine allgemeine Formulierung des OPF-Problems s. auch Anhang C.

9.2.3.1 Wirkleistungsoptimierung mit Verlustfunktion

Die Produktionskosten setzen sich zusammen aus den Kosten C_{th} der *thermischen Kraftwerke* und den Kosten C_h der *hydraulischen (und Wind-)Kraftwerke*. Die Kosten der thermischen Kraftwerke (im wesentlichen Brennstoffkosten), kumuliert über die Zeit $T = \sum \Delta t$, werden meist mit genügender Näherung durch einen quadratischen Ansatz in Funktion der produzierten Energie E_{th} dargestellt

$$C_{th} = \sum_T \sum_{th} F_{th}(E_{th}(\Delta t)) = \sum_T F(\vec{E}_{th}(\Delta t))$$

$$\text{mit } F_{th}(E_{th}) = a_0 + a_1 E_{th} + a_2 E_{th}^2, \quad E_{th} = P_{th} \Delta t. \quad (9.25)$$

Die Kosten der hydraulischen Leistung (exakte Definition in Abschn. 9.2.4) lassen sich in Funktion des Wasserverbrauchs W_h ausdrücken, wobei auch hier ein quadratischer Ansatz i. d. R. zulässig ist

$$C_h = \sum_T F(\vec{E}_h(\Delta t)) = \vec{\mu}' \cdot \left(\sum_T \vec{W}(E_h(\Delta t)) - \vec{W}_T \right)$$

$$\text{mit } W_h(E_h) = b_0 + b_1 E_h + b_2 E_h^2 \quad (9.26)$$

(μ' = transponierter Vektor von $\mu = [\mu_h]$). W_T ist der vorgeschriebene Wasserverbrauch der Periode T, der von der übergeordneten Optimierungsstufe festgelegt wird, und μ_h demzufolge die Kostenbewertung einer möglichen Abweichung des Verbrauchs der Periode T vom vorgeschriebenen Wert. Die Leistung von Laufkraftwerken und Windenergieanlagen ist i. d. R. durch die vorhandene Wassermenge bzw. verfügbare Windenergie vorgegeben.

Das Optimierungsproblem des hydrothermischen Verbundes lautet für eine vorgegebene Last, mit i als allgemeinen Einspeiseknoten (i = th oder h)

$$\sum_T F(\vec{E}_i(\Delta t)) = \sum_T F(\vec{E}_{th}(\Delta t)) + \vec{\mu}' \cdot \left(\sum_T \vec{W}(E_h(\Delta t)) - \vec{W}_T \right) \rightarrow \text{Min} \quad (9.27)$$

Da die Wirkleistungen die Wirkleistungsbilanz erfüllen müssen, ist eine entsprechende Nebenbedingung einzuführen, ferner ist zu berücksichtigen, dass die Leistungen eine obere und eine untere Grenze aufweisen. Für alle Δt gilt

$$\sum P_i - \sum P_c - P_v = 0$$

$$P_{i\min} \leq P_i \leq P_{i\max}, \quad (9.28)$$

mit P_c = Last in den Lastknoten ($P_L = \sum P_c$ = Gesamtlast) und P_v Wirkverluste des Übertragungsnetzes.

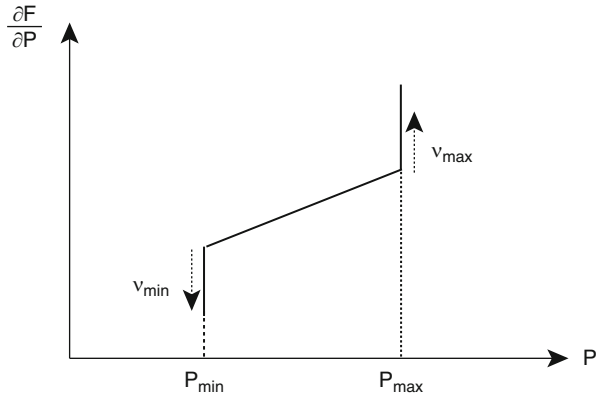
Als *Steuervariablen* sind neben den unabhängigen Wirkleistungen auch die Blindleistungen (oder Spannungen) zu berücksichtigen. Diese haben Einfluss auf die Betriebskosten über die Wirkverluste P_v .

Schließlich sei erwähnt, dass der Vektor $\vec{\mu}$, der vom Speicherbewirtschaftungsprogramm berechnet wird, über die ganze Periode T konstant ist. Dies hat zur Folge, dass Gl. (9.27) sicher erfüllt ist, wenn jeder Unterabschnitt Δt optimal ist. Sie kann also ersetzt werden durch

$$F(\vec{E}_{th}(\Delta t)) + \vec{\mu}' \cdot \vec{W}(E_h(\Delta t)) \rightarrow \text{Min}, \quad (9.29)$$

und das Leistungsverteilungsproblem nach Vorgabe von $\vec{\mu}$ unabhängig für die einzelnen Zeitabschnitte Δt gelöst werden.

Abb. 9.4 Differentialkosten des Kraftwerks in Abhängigkeit von der Leistung



Die Anwendung des Lagrangeverfahrens (s. Anhang C) führt somit zur Lagrange-funktion

$$\begin{aligned} \mathcal{L} = & F(\vec{E}_{th}(\Delta t)) + \vec{\mu}' \cdot \vec{W}(E_h(\Delta t)) - \lambda \Delta t \left(\sum P_i - P_L - P_v \right) \\ & - v_{i\max} \Delta t (P_{i\max} - P_i) - v_{i\min} \Delta t (P_i - P_{i\min}), \end{aligned} \quad (9.30)$$

mit λ , $v_{\max}$, $v_{\min}$ = Lagrange'sche Multiplikatoren. Die Multiplikatoren $v_{\max}$, $v_{\min}$ (immer ≥ 0) sind $\neq 0$, nur wenn eine der Begrenzungen wirksam wird. Sie treten dann an Stelle der Differentialkosten, die unbestimmt sind (Abb. 9.4).

Die Optimumsbedingung für eine beliebige *Wirkleistungseinspeisung* P_i lautet allgemein (Energie $E_i = P_i \cdot \Delta t$), gesetzt $v = v_{\max} - v_{\min}$

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial E_i} = \frac{\partial F}{\partial E_i} - \lambda \left(1 - \frac{\partial P_v}{\partial P_i} \right) + v_i = 0, \quad (9.31)$$

Schreibt man diese getrennt für die r thermischen und die s hydraulischen Kraftwerken und Windenergieanlagen, erhält man

$$\begin{aligned} \frac{dF_{th}}{dE_{th}} - \lambda \left(1 - \frac{\partial P_v}{\partial P_{th}} \right) + v_{th} &= 0, \quad th = 1 \dots r \\ \mu_h \frac{dW_h}{dE_h} - \lambda \left(1 - \frac{\partial P_v}{\partial P_{th}} \right) + v_h &= 0, \quad h = 1 \dots s. \end{aligned} \quad (9.32)$$

Sind alle Kostenfunktionen und Wasserverbrauchskurven sowie Wasserwerte bekannt, kann dieses System von $(r + s)$ Gleichungen zusammen mit der Leistungsbilanz und die wirksamen Begrenzungen in Gl. (9.28) nach den ebenso vielen Unbekannten P_{th} , P_h , λ , v aufgelöst werden.

In einem Netz ohne Verluste bzw. bei *Vernachlässigung der Netzverluste* und ohne wirksame Begrenzungen wären die optimalen Grenzkosten aller Generatoren gleich zu λ . Die optimale Leistungsverteilung folgt dann unmittelbar (d. h. ohne

Netzberechnung) aus den Gl. (9.32). Mit dem quadratischen Ansatz der Gl. (9.25) und (9.26) folgt z. B. für die optimalen Energien und Wassermengen

$$E_{th} = \frac{\lambda - \alpha_1}{2a_2}, \quad E_h = \frac{\lambda/\mu_h - b_1}{2b_2}. \quad (9.33)$$

Werden aus E_h die Leistungen P_h der Wasserkraftwerke berechnet und in die Energiebilanz eingesetzt, folgt der Wert von λ .

Bei der praktischen Berechnung wird man z. B. den Wert von λ zunächst vorgeben und daraus anhand der Grenzkostenkurven die Leistungen berechnen und, wenn die Leistungsbilanz nicht erfüllt ist, λ korrigieren bis zur Konvergenz.

Bei *Berücksichtigung der Netzverluste* verändern sich die Grenzkosten der Kraftwerke um den Faktor $(1 - \partial P_v / \partial P)$, wobei dieser Verlustfaktor (penalty factor) kleiner oder größer 1 sein kann, je nach Lage des Kraftwerks. Für die exakte Optimierung des Lastflusses ist also eine Berechnung der Netzverluste in Abhängigkeit von Wirk- und Blindleistungseinspeisungen notwendig. Dies ist insbesondere bei Einsatz von Windenergie besonders wichtig (Anhang D). Mit dem DC-Leistungsfluss kann $\partial P_v / \partial P$ nach (9.18) berechnet werden. Für den Fall des AC- Leistungsflusses mit wirksamen Begrenzungen s. Anhang C.

Eine *ökonomische Interpretation* des Multiplikators λ ergibt sich aus folgender Überlegung. Wird ausgehend von einem optimalen Zustand die Last um $\Delta E_L = \Delta t \Delta P_L$ geändert (um welche Last sich handelt ist gleichgültig) und ermittelt die neue optimale Leistungsverteilung, ergibt sich für die Änderung der Gesamtkosten

$$\Delta C = \sum_i \frac{\partial F_i}{\partial E_i} \Delta E_i \quad (9.34)$$

und durch Einsetzen der Gl. (9.32) und Berücksichtigung der Leistungsbilanz

$$\Delta C = \lambda \Delta t \left[\sum_i \Delta P_i - \Delta P_v \right] = \lambda \Delta E_L. \quad (9.35)$$

λ beschreibt somit die Marginalkosten des Gesamtverbrauchs des Netzes.

9.2.3.2 Berücksichtigung der Blindleistungen

Relativ zu den *Blindleistungseinspeisungen* lautet die Lagrange'sche Optimalitätsbedingung zur Minimierung der Produktionskosten (Ableitung von Gl. 9.30)

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial Q_i} = \frac{\partial F}{\partial Q_i} + \mu_i \frac{\partial W_i}{\partial Q_i} + \lambda \frac{\partial P_v}{\partial Q_i} + \gamma_i = 0. \quad (9.36)$$

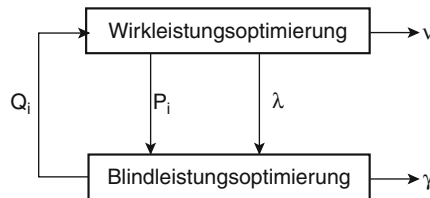
Die Grenzen der Blindleistungseinspeisung der Kraftwerke sind mit dem Multiplikator γ berücksichtigt, der jetzt an Stelle von v tritt und nur dann verschieden von

null ist, wenn $Q = Q_{\max}$ oder $Q = Q_{\min}$. Da Wassermenge und Produktionskosten unabhängig von der Blindleistungseinspeisung sind, bleibt die Bedingung übrig

$$\lambda \frac{\partial P_v}{\partial Q_i} + \gamma_i = 0. \quad (9.37)$$

Für $\gamma = 0$ (Blindleistung nicht blockiert), werden die Netzverluste minimalisiert. Mit anderen Worten, die Produktionskostenminimierung schließt eine *Blindleistungsoptimierung* nach dem Kriterium der *minimalen Netzverluste* ein.

Eine Entkopplung von Wirkleistungs- und Blindleistungsoptimierung ergibt sich dann fast von selbst nach folgendem iterativen Schema, worin die Verlustberechnung mit dem *AC-Leistungsfluss* erfolgt.



Werden die Netzverluste mit dem *DC-Verfahren* berechnet, bleiben die Blindleistungsflüsse unberücksichtigt und das erzielte Optimum stellt nur eine erste Näherung dar. Die Praxis und theoretische Berechnungen zeigen, dass diese Näherung zufriedenstellend ist, solange die Netzblindleistungsflüsse frei fließen können, nicht aber, wenn Spannungs- oder Blindleistungsgrenzen wirksam werden.

Eine zumindest für den Momentanbereich algorithmisch effizientere Lösung des OPF erhält man, wenn die Netzgleichungen an Stelle der Wirkleistungsbilanz als Nebenbedingungen eingeführt werden, womit das Netzberechnungsproblem in den OPF integriert wird [1]. Für Näheres s. Anhang C.

9.2.3.3 Begrenzung der Wirkleistungsflüsse der Leitungen

Das Optimum wird erreicht, wenn

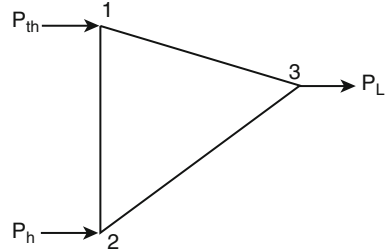
$$F(\vec{E}_i(\Delta t)) = F(\vec{E}_{th}(\Delta t)) + \vec{\mu}' \cdot \vec{W}(E_h(\Delta t)) \quad \rightarrow \text{Min} \quad (9.38)$$

mit den Nebenbedingungen (Gleichstromlastfluss)

$$\begin{aligned} \sum P_i - \sum P_c - P_v &= 0 \\ P_{i\min} &\leq P_i \leq P_{i\max}, \\ P_{jk} &\leq P_{jk\max}, \quad 1, \dots, z \end{aligned} \quad (9.39)$$

worin z die Anzahl Zweige darstellt. Die Lagrangefunktion lautet (Anhang C)

Abb. 9.5 Netz von
Beispiel 9.2



$$\begin{aligned} \mathcal{L} = & F(\vec{E}_{th}(\Delta t)) + \vec{\mu}' \vec{W}(E_h(\Delta t)) - \lambda \Delta t \left(\sum P_i - P_L - P_v \right) \\ & - v_{i\max} \Delta t (P_{i\max} - P_i) - v_{i\min} \Delta t (P_i - P_{i\min}) - \sum_{jk} \eta_{jk} \Delta t (P_{jk\max} - P_{jk}). \end{aligned} \quad (9.40)$$

Die Multiplikatoren η_{jk} sind nur an den Leistungsgrenzen verschieden von null. Wir nehmen an, dass dies für z_L Zweige zutrifft. Die Optimalitätsbedingungen lauten dann

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial E_i} = \frac{\partial F}{\partial E_i} - \lambda \left(1 - \frac{\partial P_v}{\partial P_i} \right) + v_i + \sum_{jk=1}^{z_L} \eta_{jk} \frac{\partial P_{jk}}{\partial P_i} = 0, \quad (9.41)$$

Die Variablen des Problems sind insgesamt $(r + s + 1 + z_L)$, nämlich: $(r + s)$ Kraftwerksleistungen P_i oder die entsprechenden v_i , wenn diese an den Grenzen arbeiten, λ und z_L Multiplikatoren η_{jk} . Zur Verfügung stehen die $(r + s)$ Gl. (9.41), die Energiebilanz und die z_L Gleichungen $P_{jk} = P_{jk\max}$. Im Rahmen der Gleichstrom-Näherung können diese sowie die Koeffizienten $\partial P_{jk} / \partial P_i$ aus Gl. (9.17) entnommen werden.

9.2.3.4 Beispiel einer momentanen Optimierungsrechnung

Beispiel 9.2 Für das Netz der Abb. 9.5, bestehend aus 3 Knoten mit

- einem thermischen Kraftwerk in Knoten 1 von 100 MW, mit Kosten gemäß Gl. (9.25) mit $a_1 = 20$ €/MWh, $a_2 = 3.33$ ct/(MWh)² für $\Delta t = 1$ h;
- einem hydraulischen Kraftwerk oder einer Windenergieanlage in Knoten 2,
- einer Last von 150 MW in Knoten 3,
- Leitungen 220 kV: Verbindung 12 = 50 km, 23 = 60 km, 13 = 20 km, $R' = 0.05$ Ω /km, $X' = 0.3$ Ω /km (Querwerte vernachlässigbar),

sind die optimale Leistungsverteilung und die Marginalkosten zu bestimmen, mit und ohne Netzverlusten, wenn

- a. das Wasserkraftwerk ein Speicherkraftwerk ist, mit einer installierten Leistung von 100 MW und gemäß Gl. (9.26): $b_1 = 1,200$ m³/MWh, $b_2 = 1.2$ m³/(MWh)²,

- b. das Wasserkraftwerk ein Laufkraftwerk ist oder durch eine Windenergieanlage ersetzt wird, mit aktueller Leistung 80 MW,
- c. im Fall des Speicherkraftwerks, bei hohem Wasserwert, das thermische Kraftwerk an der oberen Grenze arbeitet,
- d. das Wasserkraftwerk ein Speicherkraftwerk ist und die Leistungsübertragung auf der Verbindung 23 auf 50 MW begrenzt wird.

Der Wasserwert μ des Speicherkraftwerks sei aus der übergeordneten Optimierung bekannt. Man verwende den DC Lastfluss.

- a. Die Optimalitätsbeziehungen lauten bei Vernachlässigung der Netzverluste und falls keines der Kraftwerke an den Leistungsgrenzen arbeitet (also ohne wirksame Begrenzungen)

$$\begin{aligned} a_1 + 2a_2 E_{th} - \lambda &= 0 \\ \mu_h(b_1 + 2b_2 E_h) - \lambda &= 0 \\ E_{th} + E_h &= E_L \end{aligned}$$

woraus sich die Lösung ergibt

$$\begin{aligned} E_h &= \frac{a_1 - \mu_h b_1 + 2a_2 E_L}{2(a_2 + \mu_h b_2)} \\ E_{th} &= E_L - E_h \\ \lambda &= a_1 + 2a_2 E_{th}. \end{aligned}$$

Aus obigen Zahlenwerten erhält man eine Lösung ohne wirksame Begrenzungen nur für Wasserwerte zwischen $\mu_h = 1.62$ und 2.02 ct/m^3 ; z. B. für $\mu_h = 1.87 \text{ ct/m}^3$ folgt die optimale Lösung

$$P_h = 67.7 \text{ MW}, \quad P_{th} = 82.3 \text{ MW}, \quad \lambda = 25.5 \text{ €/MWh}.$$

Bei Berücksichtigung der Netzverluste und durch Einführung der Verlustfaktoren (penalty factors) $\alpha = (1 - \partial P_v / \partial P)$ lauten die Optimalitätsbedingungen

$$\begin{aligned} a_1 + 2a_2 E_{th} - \lambda \alpha_{th} &= 0 \\ \mu_h(b_1 + 2b_2 E_h) - \lambda \alpha_h &= 0 \\ E_{th} + E_n &= E_L + P_v \Delta t, \end{aligned}$$

mit der Lösung

$$\begin{aligned} E_{th} &= \frac{\mu_h \frac{b_1}{\alpha_h} - \frac{a_1}{\alpha_{th}} + 2\mu_h \frac{b_2}{\alpha_h} (E_L + P_v \Delta t)}{2 \left(\frac{a_2}{\alpha_{th}} + \mu_h \frac{b_2}{\alpha_h} \right)} \\ E_h &= E_L - E_{th} + P_v \Delta t \\ \lambda &= \frac{a_1 + 2a_2 E_{th}}{\alpha_{th}}, \end{aligned}$$

die mit der Berechnung der Verluste und Verlustfaktoren iteriert werden kann (angefangen mit $\alpha_{th} = \alpha_h = 1$, $P_v = 0$). Diese lassen sich mit den Annahmen des DC-Lastflusses aus den Gl. (9.18) folgendermaßen berechnen

$$P_i = \frac{E_i}{\Delta t}, \quad P_v = \frac{1}{U_{\Delta}^2} \vec{P}^t H \vec{P}$$

$$\frac{\partial P_v}{\partial P_i} = \frac{1}{U_{\Delta}^2} 2(H \vec{P})_i, \quad \alpha_i = 1 - \frac{\partial P_v}{\partial P_i}. \quad (9.42)$$

Man erhält (wenn $\vartheta_3 = 0$ angenommen wird, λ = Grenzkosten im Lastknoten)

$$P_v = 0.390 \text{ MW}, \quad \alpha_{th} = 0.996, \quad \alpha_h = 0.994$$

$$-- \succ P_{th} = 82.9 \text{ MW}, \quad P_h = 67.5 \text{ MW}$$

$$\lambda = 25.63 \text{ €/MWh}, \quad \lambda_{th} = 25.52 \text{ €/MWh}, \quad \lambda_h = 25.47 \text{ €/MWh}.$$

Aus der Grenzkostendifferenz zwischen abgegebener und aufgenommener Energie ergibt sich ein Netzertrag $(\lambda P_L - \lambda_{th} P_{th} - \lambda_h P_h)$ von 10 €/h, welcher genau dem Verlustwert entspricht.

- b. Ist das Wasserkraftwerk ein Laufwasserkraftwerk mit vorgegebener Leistung oder eine Windenergieanlage, tritt $v \neq 0$ an Stelle der undefinierten Marginalkosten und die Optimumsbeziehungen lauten ohne Netzverluste

$$a_1 + 2a_2 E_{th} - \lambda = 0$$

$$-\lambda + v = 0$$

$$E_{th} + E_h = E_L$$

$$E_h = E_{h0},$$

mit der Lösung

$$E_{th} = E_L = E_{h0}$$

$$v = \lambda = a_1 + 2a_2 E_{th}.$$

v stellt den Marginalwert der Energie des Laufkraftwerks oder der Windenergieanlage dar. Numerisch lautet die Lösung

$$P_{h0} = 80 \text{ MW}, \quad P_{th} = 70 \text{ MW}, \quad v = \lambda = 24.7 \text{ €/MWh}.$$

Werden die Netzverluste berücksichtigt, lauten die Optimumsbedingungen

$$a_1 + 2a_2 E_{th} - \lambda \alpha_{th} = 0$$

$$-\lambda \alpha_h + v = 0$$

$$E_{th} + E_h = E_L + P_v \Delta t$$

$$E_h = E_{h0},$$

mit der Lösung

$$E_{th} = E_L - E_{h0} + P_v \Delta t$$

$$\lambda = \frac{1}{\alpha_{th}} (a_1 + 2a_2 E_{th})$$

$$v = \lambda \alpha_h,$$

die durch Iteration mit den Verlustbeziehungen (9.42) Leistungen und Multiplikatoren (Grenzkosten) liefert. Numerisch folgt:

$$P_{h0} = 80 \text{ MW}, \quad P_{th} = 70.4 \text{ MW}, \quad P_v = 0.419 \text{ MW}$$

$$\lambda = 24.8 \text{ €/MWh}, \quad \lambda_{th} = 24.7 \text{ €/MWh}, \quad v = 24.6 \text{ €/MWh}.$$

Der sich aus den Grenzkosten ergebende Netzertrag von 10.4 €/h entspricht wiederum genau dem Wert der Netzverluste.

- c. Erreicht die Leistung des thermischen Kraftwerks ihre Grenzen, kann dieses wie ein Laufkraftwerk behandelt werden. Dies trifft dann zu, wenn der Wasserwert μ_h des Speicherkraftwerks hoch ist (mit obigen Zahlen z. B. 0.027 €/m³). Die Optimumsbeziehungen werden im verlustlosen Fall

$$-\lambda + v = 0$$

$$\mu_h(b_1 + 2b_2 E_h) - \lambda = 0$$

$$E_{th\max} + E_h = E_L,$$

mit den Lösungen

$$E_h = E_L - E_{th\max}$$

$$\lambda = \mu_h(b_1 + 2b_2 E_h)$$

$$v = \lambda.$$

Numerisch erhält man

$$P_{th} = 100 \text{ MW}, \quad P_h = 50 \text{ MW}, \quad v = \lambda = 35.6 \text{ €/MWh}.$$

Bei Berücksichtigung der Netzverluste folgt

$$-\lambda \alpha_{th} + v = 0$$

$$\mu_h(b_1 + 2b_2 E_h) - \lambda \alpha_h = 0$$

$$E_{th\max} + E_h = E_L + P_v \Delta t,$$

mit den Lösungen

$$E_h = E_L - E_{th\max} + P_v \Delta t$$

$$\lambda = \frac{1}{\alpha_h} \mu_h(b_1 + 2b_2 E_h)$$

$$v = \lambda \alpha_{th}$$

und numerisch folgt

$$P_v = 0.366 \text{ MW}, \quad P_{th} = 100 \text{ MW}, \quad P_h = 50.4 \text{ MW}$$

$$\lambda = 35.8 \text{ €/MWh}, \quad \lambda_{th} = 35.7 \text{ €/MWh}, \quad \lambda_h = 35.7 \text{ €/MWh}.$$

Der Netzertrag von 13.1 €/h entspricht exakt dem Wert der Netzverluste.

- d. Die Optimumsbedingungen ohne Berücksichtigung der Netzverluste lauten bei Leistungsbeschränkung auf der Verbindung 23

$$\begin{aligned} a_1 + 2a_2 E_{th} - \lambda + \eta \frac{\partial P_{23}}{\partial P_{th}} &= 0 \\ \mu_h(b_1 + 2b_2 E_h) - \lambda + \eta \frac{\partial P_{23}}{\partial P_h} &= 0 \\ E_{th} + E_h &= E_L \\ P_{23} &= P_{23\max}, \end{aligned}$$

Gleichungen, die nach den Unbekannten E_{th} , E_h , λ und η aufgelöst werden können. Die Zweigleistungen folgen aus den Beziehungen (9.17) (für $\vartheta_3 = 0$) zu

$$\begin{aligned} P_{23} &= B_{23}^{(b)} \sum_{j=1}^2 (B^{-1})_{2j} P_j \\ \frac{\partial P_{23}}{\partial P_{th}} &= B_{23}^{(b)} (B^{-1})_{21}, \quad \frac{\partial P_{23}}{\partial P_h} = B_{23}^{(b)} (B^{-1})_{22}. \end{aligned} \quad (9.43)$$

Für den Wasserwert $\mu_h = 1.63 \text{ ct/m}^3$ erhält man z. B. ohne Netzverluste und Beschränkungen die optimale Lösung

$$\begin{aligned} P_{th} &= 51.8 \text{ MW}, \quad P_h = 98.2 \text{ MW} \\ P_{23} &= 60.9 \text{ MW}, \quad \lambda = 23.5 \text{ €/MWh}. \end{aligned}$$

Wird die Leistung auf der Verbindung 23 auf 50 MW beschränkt, folgt aus obigen Beziehungen (immer ohne Verluste)

$$\begin{aligned} P_{th} &= 80 \text{ MW}, \quad P_h = 70 \text{ MW}, \quad P_{23} = 50 \text{ MW} \\ \lambda &= 26.5 \text{ €/MWh}, \quad \lambda_{th} = 25.3 \text{ €/MWh}, \quad \lambda_h = 22.3 \text{ €/MWh} \\ \eta &= 7.9 \text{ €/MWh}, \quad \partial P_{23} / \partial P_{th} = 0.154, \quad \partial P_{23} / \partial P_h = 0.539. \end{aligned}$$

Als Folge der Beschränkung ergibt sich eine Erhöhung und empfindliche räumliche Differenzierung der Grenzkosten. Das Wasserkraftwerk wird wesentlich stärker betroffen als das thermische Kraftwerk (da näher an den Engpass), weshalb der Wert seiner Energie relativ sinkt. Das thermische Kraftwerk profitiert hingegen von der Beschränkung, und das Netz erhält entsprechend der Grenzkostendifferenzierung einen Betrag von 389 €/h die als *Engpasskosten* bezeichnet werden und als Fonds-Beitrag zur Behebung des Engpasses zu verstehen sind.

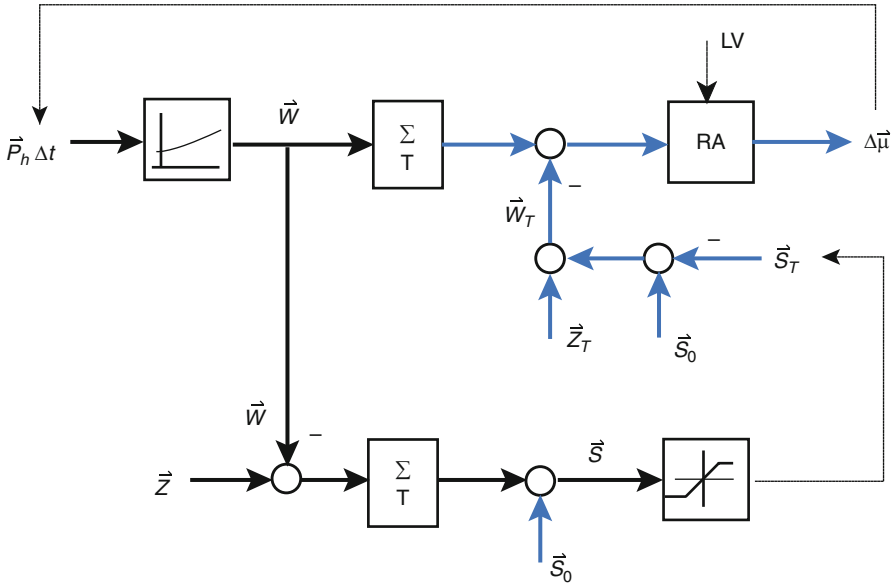


Abb. 9.6 Optimale Speicherbewirtschaftung, RA = Regelalgorithmus, LV = Lastverteilungsprogramm

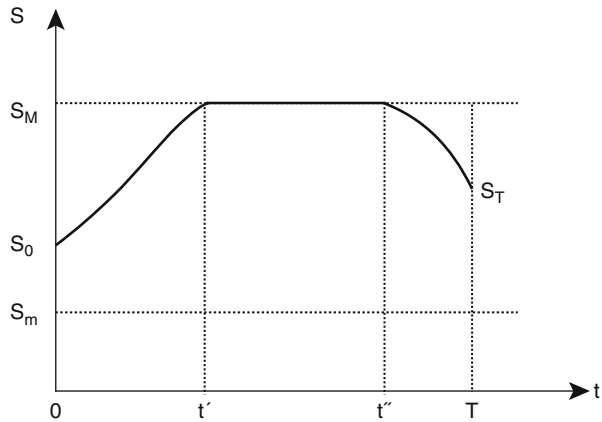
Wird das Lagrange-Verfahren auf die Gl. (9.44, 9.35) sowie (9.28) angewandt, ergibt sich die mit Gl. (9.30) übereinstimmende Formulierung von Gl. (9.46), worin $\vec{\mu}$ die Bedeutung eines Lagrange'schen Multiplikators annimmt. Das Problem wird somit auf das bereits behandelte der optimalen Leistungsverteilung zurückgeführt. Das spezifische Problem der Speicherbewirtschaftung liegt in der Bestimmung des Multiplikators $\vec{\mu}$.

$$\mathcal{L} = F(\vec{E}_{th}(\Delta t)) + \vec{\mu}' \cdot (\vec{W}(E_h(\Delta t)) - \vec{W}_T) - \lambda \Delta t \left(\sum P_i - P_L - P_v \right) - v_{\max} \Delta t (P_{i\max} - P_i) + v_{\min} \Delta t (P_i - P_{i\min}), \quad (9.46)$$

Ein mögliches Lösungsverfahren wird prinzipiell von Bild 9.6 veranschaulicht [5]. $\vec{\mu}$ kann zunächst vorgegeben werden, wonach eine erste Leistungsverteilung entsprechend Abschn. 9.2.3, z. B. ohne Berücksichtigung der Netzverluste, vorgenommen wird. Aus den Leistungen $\vec{P}_h$ der hydraulischen Kraftwerke wird die Wassermenge $\vec{W}$ auf Grund der Wasserverbrauchskurve berechnet. Die Summe über die Periode T wird einen Wasserverbrauch ergeben, der vom vorgeschriebenen $\vec{W}_T$ abweicht. Auf Grund dieser Abweichung wird der Wasserwert um $\Delta \vec{\mu}$ korrigiert und eine neue Leistungsverteilung vorgenommen usw. Wird nämlich zu viel Wasser verbraucht, so heißt dies, dass der Wasserwert zu niedrig angesetzt wurde, wird umgekehrt zu wenig Wasser verbraucht, ist dieses zu teuer gewesen.

Bei der Programmierung wird es von Vorteil sein, Leistungsverteilung und Speicherbewirtschaftung nicht nacheinander, sondern parallel durchzuführen. Dies

Abb. 9.7 Speichereinheit in Funktion der Zeit und Speichereinheitsgrenzen



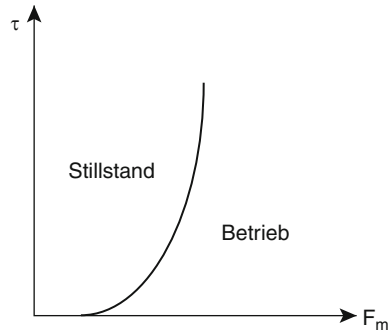
ist möglich, da die Kontrolle der Nebenbedingungen (9.45) keinen optimalen, sondern lediglich einen zulässigen Betriebspunkt fordert. Nach jedem Schritt des Leistungsverteilungsprogrammes, der sequentiell alle Unterabschnitte Δt umfasst, kann also die Korrektur der Leistungen der hydraulischen Kraftwerke der Nebenbedingung (9.45) untergeordnet, und über den Regelalgorithmus RA der neue Wert von $\vec{\mu}$ gebildet werden. Eine Lösung, die das Maximum-Prinzip anwendet, ist z. B. in [6] gegeben.

Ein weiteres Problem entsteht durch die Berücksichtigung der Grenzen des Speichereinhaltes. Der effektive Speichereinhalt S kann laufend aus Wasserzufluss Z und Wasserverbrauch W gebildet werden. Es sei nun angenommen, wie von Abb. 9.7 veranschaulicht, dass in t' die Speichereinheitsgrenze erreicht wird. Ab sofort wird der Wasserverbrauch gleich dem Wasserzufluss gesetzt, die Leistung also in Abhängigkeit des Wasserzuflusses begrenzt. In t'' ändert das Vorzeichen der vom Leistungsverteilungsprogramm verlangten Korrektur ΔP_h , und die Begrenzung wird unwirksam.

Als Variante sei folgendes Vorgehen beschrieben. Bei jedem Leistungsverteilungsschritt, der wie gesagt sequentiell die Berechnung aller Unterabschnitte Δt umfasst, werden t' und t'' bestimmt, wobei von $t' - t''$ das Speicherkraftwerk wie ein Laufkraftwerk behandelt wird. Die Zeitabschnitte $0 - t'$ und $t'' - T$ werden nun im Speicherbewirtschaftungsprogramm getrennt optimiert, indem nicht mehr die Nebenbedingung (9.45), sondern folgende Nebenbedingungen erfüllt werden:

$$\begin{aligned} \sum_{t=0}^{t'} \vec{W}(E_h(t)) &= \sum_{t=0}^{t'} \vec{Z}(t) + \vec{S}_0 - \vec{S}_M = \vec{W}_T \\ \sum_{t=t''}^T \vec{W}(E_h(t)) &= \sum_{t=t''}^T \vec{Z}(t) + \vec{S}_M - \vec{S}_T = \vec{W}_T. \end{aligned} \quad (9.47)$$

Abb. 9.8 Kritische Stillstandsdauer τ einer thermischen Gruppe in Abhängigkeit von den mittleren Kosten der Ersatzleistung



9.2.5 Einsatzplan der thermischen Gruppen

Die Wirkleistung der Wasserkraftwerke kann i. d. R. kontinuierlich bis null geregelt werden. In den thermischen Kraftwerken hingegen darf eine gewisse Mindestleistung (technisches Minimum) nicht unterschritten werden, oder die Gruppen sind abzustellen. Dieses Minimum kann für ein gutes Funktionieren des Kessels bei Dampfanlagen oder der Feuerung bei Gasturbinen sowie der Hilfsbetriebe ca. 10–30 % der Nennleistung betragen. Für den Entscheid „mit Minimalleistung fahren“ oder „abstellen“ spielen wirtschaftliche und sicherheitstechnische Aspekte eine Rolle. Betrachten wir zunächst die wirtschaftliche Seite des Problems. Wird eine Gruppe, die nach einem Wochenprogramm in einem bestimmten Zeitintervall τ mit Minimalleistung zu fahren hätte, abgestellt, muss eine entsprechende „Ersatzleistung“ von anderen Gruppen geliefert werden. Auf der einen Seite werden also die Betriebskosten der betrachteten Gruppe, die sich aus einem festen (Leerlauf-) Anteil und einem energieabhängigen Teil zusammensetzen, während der Zeit τ eingespart. Diese Einsparung muss allerdings um die Wiederanfahrkosten der Gruppe, die von der Stillstandsdauer τ abhängig sind, gekürzt werden. Auf der anderen Seite müssen für die Ersatzleistung, die auf die übrigen Gruppen des Netzes optimal verteilt werden kann, Zusatz-Produktionskosten bezahlt werden. Die Abschaltung der Gruppe wird offensichtlich nur dann Vorteile bringen, wenn diese Kosten der Ersatzleistung die Einsparungen nicht aufwiegen. Rein intuitiv leuchtet ein, dass die Chancen für die Wirtschaftlichkeit der Abschaltung zunehmen, je länger die Stillstandsdauer τ ist, da die Anfahrkosten an Gewicht verlieren. Für jede thermische Gruppe kann bei minimaler Leistung eine kritische Stillstandsdauer ermittelt werden, in Abhängigkeit von den mittleren Kosten der Ersatzleistung F_m . Das entsprechende Diagramm zeigt Abb. 9.8.

Eine angenäherte Lösung ergibt sich leicht aus obigen Überlegungen. Zunächst wird eine Leistungsverteilung unter Vernachlässigung der unteren Leistungsgrenzen der thermischen Gruppen durchgeführt. Für alle Gruppen werden sukzessive die Zeitintervalle bestimmt, für welche die Leistung den Minimalwert unterschreitet, und geprüft, mit Hilfe von Diagramm Abb. 9.8 ob Abstellen oder Fahren mit Minimalleistung wirtschaftlicher ist. Die Kosten der Ersatzleistung sind leicht zu

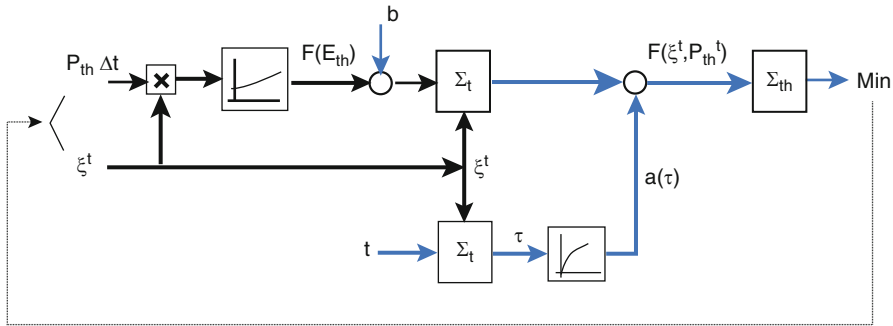


Abb. 9.9 Betriebskosten einer thermischen Gruppe

bestimmen, da die Differentialkosten in allen Netzknotenpunkten bekannt sind. Die optimale Verteilung der Ersatzleistung auf die Gruppen des Netzes kann durch ein vereinfachtes Leistungsverteilungsverfahren (s. z. B. den Abschnitt momentane Optimierung) erzielt werden. Die Abschaltung der Minimalleistung einer Gruppe entspricht nämlich durchaus für die anderen Gruppen einer kleinen Lastzuschaltung.

Eine strenge Lösung des Problems zeigt das Blockdiagramm von Abb. 9.9. Eine diskrete Steuervariable ξ^t , die nur die Werte 0 und 1 annehmen kann, wird eingeführt. Falls $\xi^t = 0$, ist die thermische Gruppe im Zeitabschnitt t abgeschaltet, falls $\xi^t = 1$, ist sie hingegen in Betrieb. Aus der Leistung P_{th} werden die variablen Kosten $F(P_{th}^t)$ ermittelt und zu diesen die Leerlaufkosten b addiert. Die Summe über alle t seit Einschaltung der Gruppe wird nun gebildet. Die Addition wird gestoppt, sobald ξ^t null wird. Zu den totalen Betriebskosten der Gruppe während der Periode T werden die Anfahrkosten $a(\tau)$ addiert. Diese sind eine Funktion der Stillstandsdauer τ , die sich aus der Summation der Zeitabschnitte t seit der letzten Abschaltung, solange $\xi^t = 0$, ergibt. Als Resultat folgen die Kosten der thermischen Gruppe für die Periode T , die es zu minimieren gilt

$$\sum_{th} F_T(\xi^t, P_{th}^t) \rightarrow Min. \quad (9.48)$$

Das Optimierungsproblem kann mit den Verfahren der nichtlinearen ganzzahligen Programmierung gelöst werden (z. B. branch and bound Methode [8]). Diese führt schnell zum Ziel, wenn bereits eine gute, wenn auch nicht optimale Lösung des Problems bekannt ist.

Der sicherheitstechnische Aspekt betrifft die Forderung nach einer genügenden *rotierenden Reserve* (Abschn. 3.2.1 und Anhang C), sofern diese nicht allein durch die Speicherkraftwerke gedeckt werden kann. Diese sollte bei Ausfall irgendeines Kraftwerks im Netz den Leistungsbedarf noch decken, ohne dass die Übertragungsleitungen zu stark beansprucht werden (Regionalisierung der Reserve). Die entsprechenden Nebenbedingungen können im Programmierungsproblem berücksichtigt werden.

Ein weiteres Problem, das im Rahmen des Einsatzplanes der thermischen Gruppen zu lösen ist, betrifft die Frage der Speicherung des Brennstoffs. Dieser verursacht Einkaufskosten, die zeitlich und örtlich variieren. Die Minimierung dieser Ausgaben bei Berücksichtigung der Speichergrenzen führt zu weiteren Bedingungen, welche zu einer Korrektur der Leistungsverteilung thermischer Kraftwerke führt [16].

Das Problem kann auch als Teilproblem einer dynamischen Leistungsverteilung thermischer Kraftwerke betrachtet werden, welche die Optimierung bei variabler Last und unter Berücksichtigung der Änderungsgeschwindigkeit der thermischen Größen und deren Grenzen sucht [17].

9.2.6 Die langfristige Optimierung

Als langfristige Optimierung wird normalerweise die Minimierung der Betriebskosten über ein Jahr bezeichnet. Als Optimierungsunterabschnitte ΔT werden zweckmäßigerweise der Monat oder noch besser die Woche gewählt. In einem hydrothermischen Verbund mit vorwiegend hydraulischer Produktion wird das Hauptproblem die Verteilung der zur Verfügung stehenden (prognostizierten) Wassermenge auf die einzelnen Abschnitte ΔT sein; bei vorwiegend thermischer Produktion stehen die Probleme des Einsatzes der thermischen Gruppen, die mit den Wartungs- und Reparaturplänen kompatibel sind, im Vordergrund. Weitere Randbedingungen, wie Stromlieferungsverträge mit anderen Netzen und zeitabhängige Primärenergiebezugsverträge, können ebenfalls in die Optimierung einbezogen werden.

Eine erste grobe Rechnung kann folgendermaßen durchgeführt werden. Die prognostizierten Belastungskurven des Netzes werden so diskretisiert, dass die Dauer der Treppenstufen gleich ΔT ist. Es wird also z. B. mit mittleren wöchentlichen Leistungen gerechnet. Wasserkraftwerke mit Tages- oder Wochenspeicherung werden dann wie Laufkraftwerke behandelt, d. h. die Leistung wird entsprechend dem prognostizierten mittleren wöchentlichen Wasserdargebot festgelegt. Die *Leistungsverteilung* wird ohne Berücksichtigung der Netzverluste vorgenommen, wodurch keine Iterationen notwendig sind (s. Beispiel 9.2). Das *Speicherbewirtschaftungsprogramm* liefert die Bewertung μ des Saisonspeicherwassers und dessen Verteilung $W_{\Delta T}$ auf die Unterabschnitte.

Um die Ergebnisse zu verbessern, kann die prognostizierte Belastung der Unterabschnitte ΔT durch eine Dauerlinie statt durch die mittlere Leistung gegeben werden. Diese Dauerlinie wird ihrerseits durch Treppenstufen ersetzt. Die effektiven Leistungsverhältnisse sind nun wesentlich besser dargestellt. Ausgehend von den bereits berechneten zur Verfügung stehenden Wassermengen der Saisonspeicher, kann eine genauere Leistungsverteilung für die Unterabschnitte ΔT vorgenommen werden. Da die von der Dauerlinie erfassten Leistungsschwankungen in erster Linie Tagesschwankungen sind, müssen Nebenbedingungen auch für die Wasserkraftwerke mit Wochenspeichern und Tagesspeichern berücksichtigt werden. Diese Berechnung

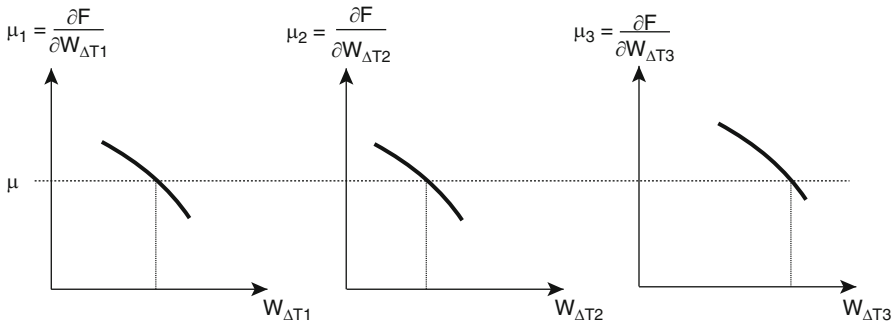


Abb. 9.10 Wert μ des Wassers in Funktion von der verfügbaren Wassermenge $W_{\Delta T}$ für die Unterabschnitte Δt_i , Bedingung $\sum_i W_{\Delta T i} = W_T$

wird für verschiedene Werte von $W_{\Delta T}$ durchgeführt und ermittelt so für jeden Unterabschnitt die optimalen Differentialkosten $\partial F / \partial W_{\Delta T}$ in Abhängigkeit von $W_{\Delta T}$ (Abb. 9.10). Diese Differentialkosten stellen nichts anderes als den Bewertungsfaktor μ des Saisonspeicherwassers dar, der für alle Unterabschnitte denselben Wert haben muss. Aus der letzten Forderung lassen sich die Wassermengen so bestimmen, dass $\sum W_{\Delta T} = W_T$.

Ziel der Jahresoptimierung ist, wie schon erwähnt, einerseits die optimale Bewirtschaftung der Saisonspeicher, andererseits die Erstellung von groben Fahrplänen für die thermischen Maschinen. Das Wasserdargebot, aber auch die Netzbelastung können in einer Jahresvorschau als *Erwartungswerte* dargestellt werden. Ebenso kann das Ausfallverhalten thermischer Blöcke bei Berücksichtigung der Primärenergiebezugsverträge eine stochastische Analyse erfordern. *Stochastische Verfahren* treten in den letzten Jahren immer stärker in den Vordergrund ([19], s. auch Abb. 9.11).

Die einfache Methode, die Resultate dadurch zu verbessern, dass die deterministische Jahresoptimierung in regelmäßigen Abständen (z. B. alle Monate oder alle 14 Tage) auf Grund der neuesten Daten und Prognosen wiederholt wird, verbessert zwar die Qualität der Planung für den verbleibenden Planungszeitraum holt aber verpasste Chancen nicht zurück.

9.2.7 Die mittelfristige Optimierung

Nachdem die Verfügbarkeit der thermischen Maschinen, die wöchentlichen Fremdstromverpflichtungen und die wöchentlich zur Verfügung stehenden Wassermengen der Saisonspeicher festgelegt worden sind, kann eine feinere Optimierung der bevorstehenden Woche vorgenommen werden. Damit wird bezweckt

- die optimale Bewirtschaftung des zur Verfügung stehenden Wassers,
- die Festlegung der Einsatzpläne der thermischen Gruppen.

Zu Punkt a) sei erwähnt, dass für die Wochen- und Tagesspeicher die Berücksichtigung der Speicherinhaltsgrenzen wichtig ist. Hauptziel der Speicherbewirtschaftung

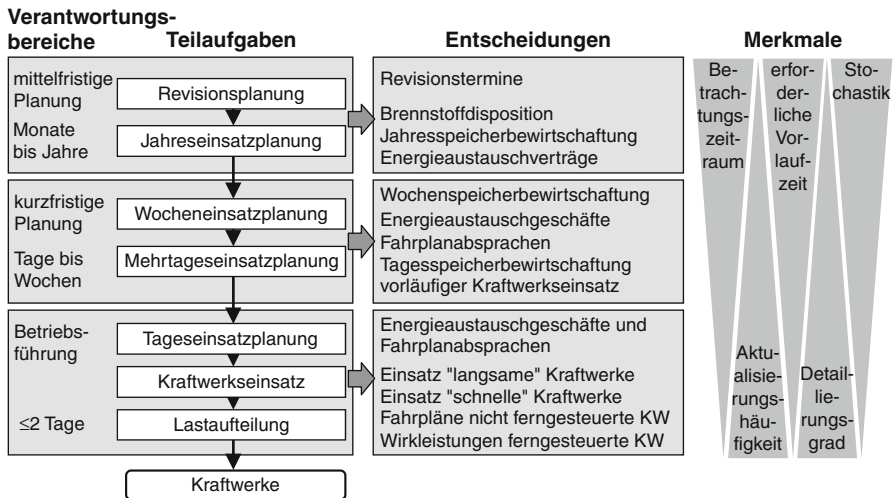


Abb. 9.11 Planungsaufgaben in der Erzeugung

ist, die für die einzelnen Tage der Woche zur Verfügung stehenden optimalen Wassermengen festzulegen. Punkt b) kann nach den in Abschn. 9.2.5 dargelegten Verfahren behandelt werden.

Die Treppenstufen der Belastungsdiagramme werden eine oder mehrere Stunden umfassen. Eine feinere Unterteilung wird im Rahmen der Kurzzeitoptimierung vorgenommen. Die Netzverluste werden normalerweise erfasst, jedoch ohne Blindleistungsoptimierung, d. h. mit DC-Lastfluss. Die Detailprognose des Wasserdargebots und der Einsatz thermischer Gruppen kann auch mittelfristig noch unsicher sein. Dies hat zur Folge, dass dann auch die Wochenoptimierung, je nach Fall und Situation, entweder stochastisch oder mehrmals pro Woche auf Grund der neuesten Daten wiederholt wird, um möglichst sichere Eingabedaten für die Tagesoptimierung zu erhalten.

9.2.8 Die Kurzzeit-Optimierung

Die Kurzzeit-Optimierung erstreckt sich normalerweise über 24 h. Das Betriebsprogramm wird für den folgenden Tag festgelegt, wobei die voraussichtliche Last so auf die einzelnen Kraftwerke verteilt wird, dass die Produktionskosten minimal werden und in den Wasserkraftwerken eine vorgegebene Wassermenge verbraucht wird. Eventuell sind die Einsatzpläne der thermischen Gruppen zu verbessern, vor allem dann, wenn die Unterabschnitte der mittelfristigen Optimierung mehrere Stunden umfassen. Die für den folgenden Tag vorausgesagten Belastungen in den einzelnen Netzknotenpunkten sind in Form eines treppenförmigen Diagrammes gegeben, mit Treppenstufen von 1 h oder 1/2 h.

Im Unterschied zur mittelfristigen Optimierung ist es hier von Vorteil, eine genaue Netzberechnung durchzuführen bei Berücksichtigung der optimalen Blindleistungsverteilung. Die Blindleistungen haben Einfluss auf die Betriebskosten über die Wirkverluste im Netz und sind deshalb in die Optimierung einzubeziehen, vor allem wenn ihre Grenzen oder Spannungsbegrenzungen wirksam werden. Die untere Blindleistungsgrenze ist z. B. verschieden für Schenkelpolmaschinen und Turbogeneratoren. Es lässt sich ferner zeigen, dass die Trennung in Blind- und Wirkleistungsoptimierung streng richtig ist, solange keine Begrenzung der Spannungsbeträge und/oder der übertragenen Leistungen vorliegt. Werden diese Begrenzungen wirksam, ist die Aufteilung nicht mehr vollkommen zulässig. Der optimale Betriebspunkt wird jedoch mit guter Näherung erreicht, und der geringere Rechenaufwand kann trotzdem dieses Vorgehen rechtfertigen.

9.2.9 Momentane Optimierung

Die wirkliche Netzbelastung wird weder momentan noch im Mittel der Zeitabschnitte Δt exakt mit den Voraussagen für die Tagesoptimierung übereinstimmen. Der Leistungssollwert für die Frequenzleistungsregelung (Abschn. 2.3) kann also nicht direkt dem Kurzzeitorientierungsprogramm entnommen werden. Dessen Resultat muss korrigiert werden entsprechend der momentanen Situation. Werden nur einige Kraftwerke für diese Aufgabe beigezogen, riskiert man vom wirtschaftlichen Optimum abzuweichen. Die beste Lösung ist die on-line-Leistungskorrektur mit Hilfe eines momentanen Optimierungsprogramms. Im folgenden werden einige Verfahren dazu beschrieben.

Die Wirkverluste werden nach einem ersten Verfahren näherungsweise als quadratische Funktion der Wirkleistungen ausgedrückt (DC-Lastfluss). Die Wirkleistungsoptimierung lässt sich dann mit einem Verfahren der nichtlinearen Programmierung (NLP) lösen (Anhang C, [1]). Die Blindleistungsoptimierung kann getrennt, als Wirkverlustminimierung, ebenfalls mit der NLP gelöst werden.

Eine weitere klassische Methode ist die Minimierung der Lagrangefunktion, die auf die Gl. (9.27) und (9.28) anzuwenden ist (s. Anhang C). Die differentiellen Wirkverluste werden exakt mit Hilfe der Funktionalmatrix des Netzes ermittelt und erlauben die Berechnung des Gradienten der Lagrangefunktion im Betriebspunkt. Mit einer Gradientenmethode können daraufhin die Leistungen korrigiert werden, bis das Optimum erreicht ist.

Praktisch gleichwertig mit letztem Verfahren ist es, die Netzgleichungen (9.4) an Stelle der Wirkleistungsbilanz (9.28) als Nebenbedingungen einzuführen. Der Gradient der Lagrangefunktion ergibt sich dann direkt mit Hilfe der Funktionalmatrix des Netzes.

Ohne wesentlich am Verfahren zu ändern, lassen sich mit Hilfe des Karush-Kuhn-Tucker Theorems ([1], Anhang C) auch Leistungs- und andere Begrenzungen einführen.

9.2.10 Optimierung bei Einsatz von Windenergie

Das Problem der Optimierung des Netzbetriebs wird bei Einsatz vieler und großer Windenergie-Kraftwerke mit zeitlich stark variabler Leistung erheblich erschwert. Die Vernachlässigung der Netzverluste (DC-Leistungsfluss) und vor allem der Wirkleistung- und Spannungsbegrenzungen ist nicht mehr statthaft. Diese beeinflussen momentan und stark die Knotenpunkt-Grenzkosten welche räumlich und zeitlich sehr unterschiedliche Werte annehmen können. Der kurzfristige und vor allem momentane "merit-order" des Einsatzes der Kraftwerke kann dadurch stark beeinflusst werden.

Die rein betriebliche *langfristige Optimierung* (Abschn. 9.2.6) wird nicht wesentlich verändert, da das Windangebot stochastisch gut abgeschätzt werden kann. Windkraftwerke lassen sich ähnlich wie Laufkraftwerke behandeln. Investitionsmässig stellen sich aber neue Probleme, da die hohe Variabilität im Rahmen der *momentanen Optimierung* zu hohen Engpasskosten führt, die Investitionen im Übertragungsnetz als sinnvoll und wirtschaftlich interessant erscheinen lassen.

Bei der *mittelfristigen Optimierung* (bevorstehende Woche, Abschn. 9.2.7) geht es um die optimale Bewirtschaftung des zur Verfügung stehenden Wassers und des Windangebots, und um die Festlegung der Einsatzpläne der thermischen Gruppen. Im Rahmen der *kurzfristigen Optimierung* (Abschn. 9.2.8) wird das Betriebsprogramm für den folgenden Tag festgelegt mit Annahmen über die zu erwartende Belastung. Grundsätzlich ist ein Windkraftwerk wie ein Laufkraftwerk zu behandeln, aber die Unsicherheit über die Windenergieeinspeisung ist erheblich größer als jene über die Last. Die Resultate der mittelfristigen und kurzfristigen Optimierung sind deshalb i. d. R. wesentlich unsicherer als jene eines Netzes ohne Windenergie. Dies muss aber in Kauf genommen werden und im Rahmen der momentanen Optimierung so gut wie möglich korrigiert werden.

Bei der *momentanen Optimierung* (Abschn. 9.2.9), welche on-line durchzuführen ist, geht es darum, die Voraussagen der Tagesoptimierung durch die effektive Last- und Windsituation zu korrigieren. Die Variabilität der Windenergie führt zu einer ständigen Änderungen der Vorgaben für die Leistungssollwerte für die Frequenzleistungsregelung der Regelkraftwerke, die nur durch eine Mittelung realisierbar werden. Der hohen Variabilität des Windes entspricht eine hohe Variabilität der Knotenpunktgrenzkosten unter häufigerem Eingriff der Leistungsgrenzen der Übertragungsleitungen und der Spannungsgrenzen, die zu einer stärkeren räumlichen Differenzierung dieser Grenzkosten führen. Dementsprechend erhöht sich der Netzertrag (Engpasskosten, s. auch Beispiel 9.2). Mittlere Knotenpunktgrenzkosten und Engpasskosten sind aber wichtige Hinweise für die durch diese Variabilität nötig werdende Verstärkung des Übertragungsnetzes.

Durch die Schaffung von Möglichkeiten zur lokalen Speicherung von Windenergie würden die momentanen und kurzfristigen Unsicherheiten erheblich gemildert werden. Der Bau zusätzlicher Pumpspeicherkraftwerken in den Alpen ist ebenfalls eine Option, die aber eine erhebliche Verstärkung der Übertragungskapazitäten eventuell sogar mit HGÜ erfordert, was im Rahmen der langfristigen Optimierung evaluiert werden muss.

9.2.11 *Tarifierung*

Das vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen (VIEVU) hat zwar Interesse, seine Betriebskosten zu minimieren und eine Lastverteilung nach den Grenzkosten vorzunehmen, die Tarifierung ist jedoch von den Grenzkosten entkoppelt. Die Tarife werden auf Grund der gesamten Kapital- und Betriebskosten so festgelegt, dass die Durchschnittskosten gedeckt sind und ein angemessener Gewinn erwirtschaftet wird. Wegen der Monopolstellung fehlt im VIEVU der Kosten- und somit Rationalisierungsdruck. Andererseits ist aber die organisatorische und operationelle Einfachheit des VIEVU offensichtlich, was sich positiv auf die interne Kostenstruktur auswirkt.

9.3 **Betriebsoptimierung bei Wettbewerb**

9.3.1 *Mathematische Grundlagen*

Im vertikal integrierten System ohne Kapazitätsbeschränkungen wird bei Vernachlässigung der Netzverluste das Kostenoptimum dann erreicht, wenn alle Generatoren die gleichen Grenzkosten λ aufweisen (Abschn. 9.2). Bei Berücksichtigung der Netzverluste trifft dies nicht mehr exakt zu. Bei Kapazitätsbeschränkungen tritt eine räumliche Differenzierung der Grenzkosten auf.

In diesem Abschnitt werden die Optimierungsbedingungen für ein dem Wettbewerb unterstelltes System ohne und mit Kapazitätsbeschränkungen besprochen. Wir setzen eine radikale Liberalisierung und einen idealen Wettbewerb voraus (s. dazu Band 2, Abschn. 3.5). Einzelne Kraftwerke oder Kraftwerkgruppen werden als unabhängige Produzenten betrachtet, die in Konkurrenz zueinander eine Gewinnmaximierung anstreben. Die Verbraucher haben die Möglichkeit, ihre Energie bei einem beliebigen Produzenten durch bilaterale Verträge oder an der Strombörse zu kaufen. Das Netz stellt eine neutrale Instanz dar, die verpflichtet ist, die vertraglich vereinbarten oder an der Strombörse gehandelten Energieflüsse im Rahmen des technisch Möglichen unter Wahrung der Netzsicherheit optimal zu übertragen. Kontrovers ist, ob der Netzbetreiber auch als Marktoperator agieren soll, mit dem Ziel kurzfristig den größtmöglichen volkswirtschaftlichen Nutzen des Gesamtsystems zu erzielen, oder ob er sich auf die vorerwähnten Aufgaben zu beschränken hat.

9.3.1.1 **Verlustloses Netz ohne Kapazitätsbeschränkungen**

Die mittlere Leistung des Produzenten j im Zeitabschnitt Δt sei P_j , die Energie somit $E_j = P_j \Delta t$, seine Produktionskosten K_j (E_j) und der Marktpreis am betreffenden Knotenpunkt m_j [€/MW h]. Zur Profitmaximierung des Produzenten im Zeitabschnitt

Δt muss gelten

$$m_j E_j - K_j \quad \text{---} \succ \quad \text{Max.}, \quad \text{---} \succ \quad \frac{dK_j}{dE_j} = m_j. \quad (9.49)$$

Der Verbraucher k bezieht im selben Zeitabschnitt Δt die mittlere Leistung P_k zum Preis m_k , wobei sein Nutzen (Nachfrage) durch die Funktion $N_k(E_k)$ darstellbar ist. Konkret kann dieser Nutzen die Form eines Leistungs-Preisangebots annehmen. Die Nutzenmaximierung ist erreicht, wenn

$$N_k - m_k E_k \quad \text{---} \succ \quad \text{Max.}, \quad \text{---} \succ \quad \frac{dN_k}{dE_k} = m_k. \quad (9.50)$$

Bei der Maximierung wurde angenommen, dass die lokalen Marktpreise nicht von der jeweils gelieferten oder erhaltenen Menge abhängen (keine Marktmacht). Aus volkswirtschaftlicher Sicht ist, mit der Annahme das Netz weise *keine Verluste* auf und verursache *keine variablen Kosten*, die Nutzenmaximierung dann erreicht, wenn

$$\sum_k N_k(E_k) - \sum_j K_j(E_j) \quad \text{---} \succ \quad \text{Max.}, \quad (9.51)$$

mit der Nebenbedingung für die Energie

$$\Delta t \left(\sum_j P_j - \sum_k P_k \right) = 0. \quad (9.52)$$

Die Lagrange-Funktion ist

$$\mathcal{L} = \sum_k N_k(E_k) - \sum_j K_j(E_j) + \lambda \Delta t \left(\sum_j P_j - \sum_k P_k \right) \quad \text{---} \succ \quad \text{Max.}, \quad (9.53)$$

und führt zu den Optimalitätsbedingungen

$$\frac{dK_j}{dE_j} = \lambda, \quad \frac{dN_k}{dE_k} = \lambda. \quad (9.54)$$

Wegen Gl. (9.49) und (9.50) ist also für alle k und j

$$m_j = m_k = \lambda. \quad (9.55)$$

Der Multiplikator λ stellt den Marktpreis der Energie dar (System Marginal Price). Er ergibt sich als Schnittpunkt der Gesamtnutzenfunktion mit der Gesamtkostenfunktion entsprechend der mikroökonomischen Theorie des Abschn. 9.1 (Abb. 9.1). Die Bedingung (9.55) drückt aus, dass das Optimum dann erreicht ist, wenn alle Marginalkosten gleich sind. Das Resultat ist soweit analog zu jenem des vertikal integrierten Systems.

Im vertikal integrierten System sind alle Betriebskosten bekannt, und der Marginalpreis kann problemlos zentral berechnet werden. Dies trifft bei Wettbewerbsbedingungen nicht mehr zu, da verschiedene Akteure mitwirken, und aus praktischer Sicht stellt sich die Frage, wie ein solches System funktionieren kann.

In der liberalisierten Struktur könnte das Optimum mit folgendem Vorgehen erreicht werden (Fall des obligatorischen Pools, s. Band 2, Abschn. 3.5), in der Annahme es herrschten ideale Marktverhältnisse, d. h., dass weder die einzelnen Produzenten noch die einzelnen Verbraucher hätten die Möglichkeit das Marktgeschehen zu beeinflussen, s. dazu [3, 11, 18].

Die Erzeuger offerieren für ihre Kraftwerke Marginalpreis-Leistungskurven (Preis zunehmend mit der Leistung), welche z.B. im Rahmen der Kurzzeitorientierung, die Abschnitte Δt des folgenden Tages betreffen (z. B. Stunden oder Halbstunden). Diese Kurven *sollten* die Kostenstruktur der Erzeuger widerspiegeln. Strategisches Verhalten ist bei idealen Marktverhältnissen nicht lohnend.

Die Verbraucher teilen dem Marktoperator die erwartete Belastung mit. Gewisse Bedingungen können an den Preis gestellt werden, z. B., dass wenn dieser eine gegebene Grenze überschreitet die Menge reduziert wird, oder umgekehrt, dass diese erhöht wird, wenn der Preis unter eine bestimmte Grenze fällt (Leistung abnehmend mit dem Preis), was der Angabe einer Nachfragekurve geringer Elastizität entspricht.

Aus Angebot- und Nachfragekurven berechnet der Marktoperator den Marktpreis (Spot-Preis = Schnittpunkt) und teilt diesen den Marktteilnehmern mit. Die Erzeuger planen eine entsprechende (optimale) Leistungsverteilung für den folgenden Tag ein. Die Kraftwerke werden somit entsprechend ihrem „merit order“ zugeschaltet.

Ähnliche Überlegungen können für die momentane Optimierung, welche für die tertiäre Netzsteuerung verwendet wird, angestellt werden. Lang- und mittelfristige Optimierung betreffen vorwiegend die Erzeuger und können von diesen im wesentlichen nach den in Abschn. 9.2 dargelegten Methoden nahezu unabhängig erfolgen (s. dazu auch Abschn. 9.3.3).

9.3.1.2 Berücksichtigung von Netzverlusten, Netzkosten und Generator-Leistungsbegrenzungen

Werden die Netzverluste P_v und die Netzkosten R sowie die Begrenzungen der Kraftwerksleistungen berücksichtigt, treten an Stelle der Gl. (9.51) und (9.52) die Beziehungen

$$\begin{aligned} \sum_k N_k(E_k) - \sum_j K_j(E_j) - R(E_j, E_k) & \quad \text{---} \succ \quad Max \\ \Delta t \left(\sum_j P_j - \sum_k P_k - P_v \right) &= 0 \\ P_{j\min} \leq P_j \leq P_{j\max}, & \quad (9.56) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \sum_k N_k(E_k) - \sum_j K_j(E_j) - R(E_j, E_k) & \quad \rightarrow \quad Max \\ \Delta t \left(\sum_j P_j - \sum_k P_k - P_v \right) &= 0 \\ P_{jmin} \leq P_j \leq P_{jmax}, \\ P_{AB} &\leq P_{AB0}, \end{aligned} \tag{9.60}$$

$$\begin{aligned} \mathcal{L} = & \sum_k N_k(E_k) - \sum_j K_j(E_j) - R(E_j, E_k) + \lambda \Delta t \left(\sum_j P_j - \sum_k P_k - P_v \right) \\ & - v_{j\max} \Delta t (P_{j\max} - P_j) - v_{j\min} \Delta t (P_j - P_{j\min}) \\ & - \sum_{AB} \eta_{AB} \Delta t (P_{AB} - P_{AB0}) \quad \longrightarrow \quad Max, \end{aligned} \quad (9.61)$$

$$\begin{aligned}
m_j + v_j &= \lambda \alpha_j - \frac{\partial R}{\partial E_j} - \sum_{AB} \eta_{AB} \frac{\partial P_{AB}}{\partial P_j} \\
m_k &= \lambda \alpha_k + \frac{\partial R}{\partial E_k} + \sum_{AB} \eta_{AB} \frac{\partial P_{AB}}{\partial P_k} \\
- \gamma \quad m_k - m_j - v_j &= \lambda (\alpha_k - \alpha_j) + \left(\frac{\partial R}{\partial E_j} + \frac{\partial R}{\partial E_k} \right) + \sum_{AB} \eta_{AB} \left(\frac{\partial P_{AB}}{\partial P_j} + \frac{\partial P_{AB}}{\partial P_k} \right).
\end{aligned} \tag{9.62}$$

$$\begin{aligned}
P_{AB} &= B_{AB}^{(b)} \sum_{i=1}^n [(B^{-1})_{Ai} - (B^{-1})_{Bi}] P_i \\
\frac{\partial P_{AB}}{\partial P_j} &= B_{AB}^{(b)} [(B^{-1})_{Aj} - (B^{-1})_{Bj}], \quad \frac{\partial P_{AB}}{\partial P_k} = B_{AB}^{(b)} [(B^{-1})_{Ak} - (B^{-1})_{Bk}].
\end{aligned}
\tag{9.63}$$

Kraftwerken zugeordnet werden, wie in Beispiel 9.2 (Abschn. 9.2) gezeigt wurde. Die Marginalkosten ermöglichen so eine ökonomisch sinnvolle Allokation der Netzkapazitäten bzw. sorgen für die für Netzerweiterungen notwendigen Anreize. Umso wichtiger sind solche Aspekte bei der Integration der Windenergie, wie in Abschn. 9.2.10 dargelegt wurde.

9.3.2 *Pool-Lösung und ausgehandelter Netzzugang*

Die oben dargelegte mathematische Optimierung mit Verrechnung zu Grenzkosten liefert ein volkswirtschaftlich korrektes Resultat für das Liberalisierungsmodell mit *obligatorischem Pool* (Band 2, Abschn. 3.5). Betont sei nochmals (s. auch Band 2, Abschn. 3.5.3.2), dass dies allerdings nur dann zutrifft, wenn echte Konkurrenz auf der Erzeugerseite besteht, Marktmacht also durch Aufbrechen dominierender Erzeuger in mehrere Einheiten vermieden wird (negatives Beispiel: altes System in Großbritannien).

Beim *freiwilligen Pool* werden ein Teil der Leistungen durch die Erzeuger auf Grund ihrer internen „Optimierung“, die sich in den bilateralen Verträgen niederschlägt, festgelegt. Lediglich die Menge-Preis-Offerten der sich am Pool beteiligenden Erzeuger werden durch den Netzbetreiber optimiert und die Kraftwerke nach dem „merit order“ zugeschaltet. Signale entsprechend den Marginalkosten gehen aber an alle Erzeuger, die ihre Strategie anpassen können. Im Fall idealer Marktverhältnisse (ohne Marktmacht seitens einzelner Produzenten) ist anzunehmen, dass sich die bilateralen Verträge progressiv auf dem Optimum einpendeln [13].

Bei *ausgehandeltem Netzzugang* (Band 2, Abschn. 3.5) hat der Netzbetreiber keine Möglichkeit, auf eine Optimierung hinzuwirken. Diese muss außerhalb des Netzbetriebs durch marktwirtschaftliche Verhandlungen zustande kommen. Dazu s. Abschn. 9.3.3. Ob mit diesem System eine zufriedenstellende volkswirtschaftliche Optimierung erreicht werden kann, ohne ein vom Netzbetreiber unterhaltener oder mit dem Netzbetreiber verbundener Spotmarkt, welcher die zur kurzfristigen Optimierung notwendigen Signale aussendet, ist noch offen und wird selbst von sehr liberal gesinnten Ökonomen bezweifelt [4].

9.3.3 *Betriebsoptimierung bei ausgehandeltem Netzzugang*

Die Erzeugung ist der Teil des liberalisierten Elektrizitätsmarktes, der durch die Kombination von großer Kapitalbindung, deshalb langfristigen vertraglichen Bindungen, neuen Handlungsmöglichkeiten durch größere Marktliquidität und stark volatilen Randbedingungen sowohl auf der Ein- als auch auf der Verkaufsseite am stärksten von der Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte betroffen ist. Dies und auch die Trennung von Erzeugung und Systembetrieb hat Auswirkungen auf die Betriebsoptimierung, die Thema dieses Abschnitts sind.

9.3.3.1 Konsequenzen der Liberalisierung für Erzeugungsplanung und Systembetriebsführung

Im vertikal integrierten Versorgungsunternehmen sind Netz- und kurzfristige Erzeugungsbetriebsführung wegen ihrer Prägung durch die Anforderungen des Systembetriebs meist eng benachbart, oft sogar in einer Hand. Die gesamte Planung von den langfristigen Aufgaben bis hin zur Momentanoptimierung erfolgt systemweit zentral in einem Top-Down-Ansatz, wie er in Abschn. 9.2 erläutert ist. Eventuelle Einspeisungen Dritter sowie Bezugsverträge werden als Nebenbedingungen oder zusätzliche Optimierungsfreiräume in die Planung des für die jeweilige Regelzone verantwortlichen Monopolunternehmens einbezogen.

Diese unternehmerische Einheit von Systembetrieb und Erzeugungsplanung existiert im liberalisierten Markt, wie bereits in Abschn. 3.7 erläutert, nicht mehr. In einer Regelzone, dem Wirkungsbereich eines Systembetreibers, können mehrere Erzeuger tätig sein, die alle für sich getrennt optimieren und deren Kraftwerkseinsatz nicht mehr nur von der Kostenstruktur der Kraftwerke und der Lastsituation abhängt, sondern auch vom Erfolg der Anbieter auf dem Großhandelsmarkt. In Märkten mit ausgehandeltem Netzzugang muss der Systembetreiber im Normalfall die Ergebnisse des Handelsprozesses und der unternehmensinternen Optimierungen der Erzeuger in Form der Einspeisefahrpläne der Kraftwerke entgegennehmen und darf sie nur verändern, wenn dies im Interesse eines stabilen Systembetriebs erforderlich ist.

Als Konsequenz gibt es keine Stelle im System mehr, die eine Gesamtoptimierung betreiben kann. Jeder Marktteilnehmer handelt für sich betriebswirtschaftlich und optimiert sein Teilsystem, und zwar unter Einbeziehung aller Kompetenzen, die zum Bestehen im Wettbewerb erforderlich sind. Dies bedeutet, dass prinzipiell durch die Teiloptimierung in Teilsystemen das Gesamtoptimum verfehlt werden kann, selbst wenn alle am Handelsprozess beteiligten Akteure optimal arbeiten. Hinzu kommt noch das Risiko, dass genau letzteres nicht erfüllt ist, dass also z. B. eine Handelsabteilung die Erzeugungskapazität ihres Unternehmens nicht verkauft, obwohl sie wirtschaftlich attraktiv wäre.

Allerdings wird dieses Risiko der Suboptimalität aus zwei Gründen in Kauf genommen: Zunächst werden vom Wettbewerb und dem damit verbundenen Kostendruck in den Unternehmen Rationalisierungen und Kostensenkungen erwartet, die eine theoretisch vorhandene Abweichung vom systemweiten Gesamtoptimum überkompensieren. Darüber hinaus bewirken ideal funktionierende Märkte durch Schaffung entsprechender finanzieller Anreize eine Koordination der Optimierung in den Teilsystemen, die dem Gesamtoptimum mindestens sehr nahe kommt. Sogar langfristige, integrale Nebenbedingungen, wie sie z. B. bei der Bewirtschaftung von Jahresspeichern entstehen, können in funktionierenden Märkten mit Ergebnissen gehandhabt werden, die kaum von denen einer mathematischen Optimierung abweichen. Dies setzt allerdings voraus, dass es den Marktteilnehmern gelingt, geeignete Angebote zu formulieren, so dass sich die übrigen Marktteilnehmer in ihrer Optimierung darauf einstellen können, und dass nicht einzelne Marktteilnehmer so dominant sind, dass sie den Markt bewusst abweichend vom Gesamtoptimum prägen können.

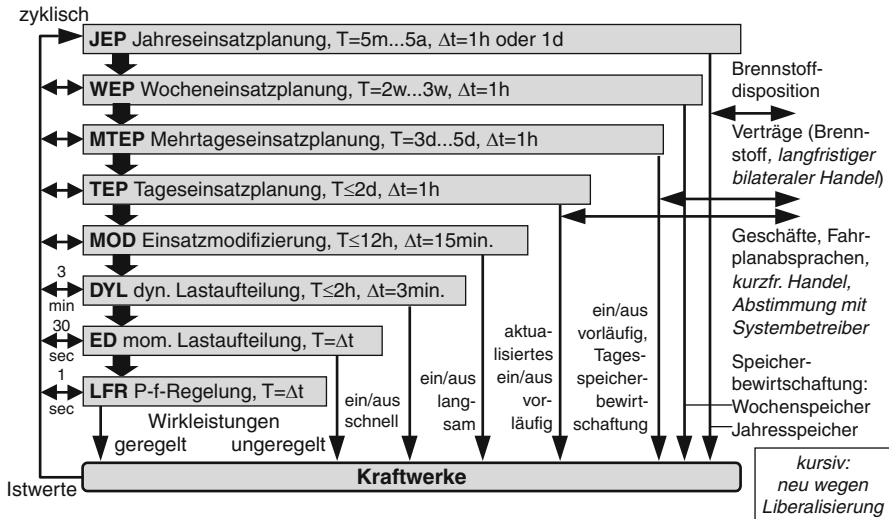


Abb. 9.12 Planungsstufen für den Betrieb eines Erzeugungsparks

9.3.3.2 Auswirkungen auf den Planungsprozess und die eingesetzten Werkzeuge

Grundsätzlich ändert die Liberalisierung nichts an der Struktur des Planungsprozesses eines Erzeugers, wie er in Abschn. 9.2 erläutert wurde und in Abb. 9.11 zusammenfassend dargestellt ist. Die Planung beginnt mit Entscheidungen über den langfristigen Energieeinsatz und die Revisionstermine der Kraftwerke. Diese Festlegungen erfordern einen langen Betrachtungszeitraum und eine entsprechend lange Vorlaufzeit. Dadurch unterliegen sie erheblicher Unsicherheit, der üblicherweise durch eine stochastische Modellierung Rechnung getragen wird. Die Bedeutung einer angemessenen Berücksichtigung der Stochastik des Erzeugerumfelds nimmt in der Liberalisierung zu. In Monopolmärkten genügt es meist, die Stochastik des Ausfalls von Kraftwerken und in Systemen mit hohem Teil dargebotsabhängiger Erzeugung, vor allem Wasser- und Windkraft, noch die des Primärenergiedargebots nachzubilden. Im liberalisierten Umfeld kommen jedenfalls die stärker schwankenden Preise sowohl für Primärenergie auf der Einkaufseite als auch für elektrische Energie auf der Verkaufseite hinzu.

Mit abnehmender zeitlicher Distanz zum Betrieb muss die Detaillierungsgenauigkeit zunehmen. Gleichzeitig verliert eine stochastische Modellierung, die Mittelwerte oder Verteilungen von Ergebnissen liefert, an Bedeutung. Die kurzfristige Betriebsplanung ist auf genaue Ergebnisse für den Systemzustand angewiesen, den sie umsetzen muss. Ändern sich die Randbedingungen, muss die Planung aktualisiert werden. Abbildung 9.12 zeigt, wie die Planungsaufgaben aus Abb. 9.11 nach Festlegung des Revisionsplans in einzelne Planungsaufgaben zerlegt werden können. Jede dieser Stufen liefert Vorgaben für die nachgelagerten. Alle, auch die langfristigen

Planungsschritte werden zyklisch mit den jeweils gültigen Daten aktualisiert. Auf Basis der bis dahin angefallenen historischen Daten und seiner Einschätzung der Zukunft erhält der Erzeuger so zu jedem Zeitpunkt die bestmögliche Vorhersage für den Planungszeitraum.

Durch die Liberalisierung werden die Planungsstufen nicht grundsätzlich verändert. Es ergeben sich aber in einzelnen Schritten zusätzliche Handlungsoptionen und auch Aufgaben. In Abb. 9.12 sind diese Stellen durch kursiven Text hervorgehoben. Im einzelnen handelt es sich um folgende Änderungen:

- Der erste Schritt in der Planung ist die Festlegung des Revisionsplans. Im Monopol kann dies in Kenntnis der Energiebezugpreise, der zu erwartenden Last und unter der für das Monopol typischen Vernachlässigung kurzfristiger Chancen und Risiken einmalig erfolgen. Der so erstellte Plan wird danach nur noch in Ausnahmefällen, z. B. infolge von Kraftwerksausfällen, geändert. Unter Wettbewerbsbedingungen ergeben sich zwei gravierende Änderungen: Einerseits kann der Erzeuger einfacher Kapazität zukaufen, der Preis dafür ändert sich allerdings mit der Zeit stark. Trotzdem erhöht diese Möglichkeit den Freiheitsgrad für die Planung. Andererseits kann er Kapazität, die er für die Deckung seiner Lieferverpflichtungen nicht benötigt, einfacher verkaufen als in Monopolmärkten, wobei auch hier gilt, dass der Preis stark variieren kann. Dies bedeutet eine zusätzliche Chance auf Deckungsbeitrag und Gewinn für den Erzeuger, für die Revisionsplanung bewirkt es eine Einschränkung des Lösungsraums. Mathematisch schlagen sich die Änderungen darin nieder, dass an Stelle der Kostenminimierung im Monopol (Gl. 9.64) die Gewinnmaximierung (Gl. 9.65) tritt.

Zielfunktion unter Monopolbedingungen:

$$K_{Erz.} = K_{Kraftwerke} + K_{Bezug} \rightarrow Min \quad (9.64)$$

Zielfunktion unter Wettbewerbsbedingungen:

$$G = E_{Lieferungen} + E_{Großhandel} - K_{Kraftwerke} - K_{Bezug} \rightarrow Max \quad (9.65)$$

G Gewinn, $E_{Lieferungen}$ Einnahmen aus eigenen Lieferverpflichtungen,

$E_{Großhandel}$ Großhandelseinnahmen(inkl. Börse), $K_{Kraftwerke}$ Kosten

eigener Kraftwerke, K_{Bezug} Kosten aus Großhandelsbezug(inkl. Börse)

Die wichtigsten Nebenbedingungen sind dabei in beiden Fällen gleich:

- 1) $Pr_D \leq Pr_{D,max}$ (Wahrscheinlichkeit nicht zeitgerechter Lieferung)
- 2) $W_D \leq W_{D,max}$ (nicht zeitgerecht gelieferte Energie)
- 3) alle geforderten Revisionen durchgeführt

(9.66)

Eine weitere, für die einsetzbaren mathematischen Verfahren wesentliche Änderung ist, dass K_{Bezug} in Gl. 9.64 als bekannt und fest angenommen werden kann, also deterministisch modellierbar ist, während praktisch alle Größen in Gl. 9.65, mindestens aber K_{Bezug} und $E_{\text{Großhandel}}$, stochastischer Natur sind.

- In der langfristigen Planung wird im Monopol, wie bereits in Abschn. 3.7.4 diskutiert, eine möglichst vollständige Abdeckung der künftigen Versorgungsaufgabe angestrebt. Meist wird eine risikoarme Strategie ohne offene Positionen verfolgt. Unter Wettbewerbsbedingungen bleiben üblicherweise in der Zukunft Positionen offen. In der Planung muss davon ausgegangen werden, dass diese zum Teil aus kurzfristigen Märkten mit hoher Preisvolatilität gedeckt werden. Dies hat zur Folge, dass der Anteil stochastischer Eingangsgrößen, der in der Modellierung für die langfristige Energieeinsatzplanung berücksichtigt werden muss, zunimmt (vgl. z. B. [19]). Außerdem gilt auch hier der prinzipielle Unterschied, dass unter Wettbewerbsbedingungen der Ertrag bei unsicheren Preisen maximiert werden muss (vgl. Gl. 9.64 und 9.65).
- Auch die Tageseinsatzoptimierung muss die im Wettbewerbsmarkt größeren Möglichkeiten kurzfristiger Handelsgeschäfte berücksichtigen. Dies erfolgt allerdings

Tab. 9.1 Erzeugungsplanung unter Monopol- und unter Wettbewerbsbedingungen

Aufgabe	Monopol- oder Alleinabnehmermarkt	Wettbewerbsmarkt
Generell	• Kostenminimierung (gilt nur für Monopol, da garantierte Marge)	• Ertragsmaximierung
Ausbauplanung	• Lange Kapitalbindung unproblematisch, da Risikokosten weitergegeben werden	• Lange Kapitalbindung bedeutet Risiko, muss durch höhere Rendite kompensiert werden
Revisionsplanung	• Selten (nie) geändert, wenn, meist infolge von Störungen	• Optimierungsvariable im kurzfristigen Geschäft, wird häufiger überarbeitet
Langfristige Energieein- satzplanung	• Einzige Eingangsgröße: Primärenergie- und langfristige Sekundärenergiebezugsverträge • Vollversorgungsplanung (normalerweise keine offenen Positionen) • Hohe Planungssicherheit	• Zusätzliche Handlungsmöglichkeiten: Börsenprodukte, vergrößerte kurzfristige Märkte • Damit höheres Gewicht der kurzfristigen Optimierung • Dazu offene Positionen nötig • Höheres Risiko, aber auch größere Flexibilität
Kurzfristige Ein- satzplanung	• Begrenzter Einfluss von Spot-handel	• Durch transparente, effiziente Märkte zunehmende Handlungsmöglichkeiten • Müssen informationstechnisch unterstützt werden (z. B. schnelle Entscheidung über Anfahrkosten)
Lastaufteilung, P-f-Regelung	• In einer Hand, vorwärtsgerichtete Optimierung	• Iterative Abstimmung mit Systembetreiber

bereits nicht mehr stochastisch, da hier bereits zwar noch vorläufige, aber dennoch prinzipiell anwendbare Ergebnisse für den tatsächlichen Betrieb erstellt werden. Damit sind die Änderungen in dieser Planungsstufe weniger gravierend als in den vorangegangenen.

- Der letzte grundlegende Unterschied zwischen vertikal integriertem Unternehmen und Erzeuger im Wettbewerb findet sich in Einsatzmodifizierung, Lastaufteilung und Leistungs-Frequenz-Regelung. Während im vertikal integrierten Unternehmen diese Planungsstufen gleichzeitig Erzeugungsoptimierung und Systembetrieb darstellen, liefern sie im Wettbewerbsmarkt nur einen Beitrag zum Systembetrieb. Der Erzeuger meldet seine Planung beim Systembetreiber an, muss aber damit rechnen, dass er von seiner Planung abweichende Anweisungen erhält. Diese müssen dann an den Betrieb übergeben werden, und die wirtschaftlichen Auswirkungen der Abweichungen sind zu erfassen und später mit dem Systembetreiber abzurechnen. Auch wenn solche Abweichungen die Ausnahme darstellen sollten, bedeutet ihre Möglichkeit, dass die betriebsnahen Planungsstufen im Wettbewerb logisch grundlegend anders ablaufen als im vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen.

Tabelle 9.1 fasst abschließend noch einmal die wichtigsten Unterschiede zwischen der Erzeugungsplanung im vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen und unter Wettbewerbsbedingungen zusammen.

Literatur

1. Bacher, R. Kurs ETHZ, Zürich, www.bacherconsulting.com (2001)
2. Bacher, R., Frauendorfer, K., Glavitsch, H. (Hrsg.): Optimization in planning and operation of electric power systems, Physica Verlag, Heidelberg (1993)
3. Bacher, R., Heydt, G.T., Kirschen, D.S. (Editors): The technology of power systems competition. Proceedings of the IEEE, Special Issue (2000)
4. Bodmer, Frank, Borner, Silvio: Die Liberalisierung des Strommarktes. Rüegger Verlag, Chur, Zürich (2001)
5. Bühler, H., Crastan, V.: Utilisation d'une calculatrice numérique dans un réseau interconnecté. CIGRE (1972)
6. Bühler, H., Interbitzin, E.: Short-time optimization of the operation of hydroelectric and thermal power stations according to the discrete maximum principle. IFAC-Symposium, Düsseldorf (1971)
7. Carpentier, J.: Contribution à l'étude du dispatching économique. Bull. Soc. franç. Electr., août (1962)
8. Carpentier, J. et al.: Injections totales, une méthode générale de résolution des problèmes de dispatching économique avec variables entières. Conférence internationale sur la recherche opérationnelle et l'énergie électrique. Athen 1968)
9. Crastan, V., Galli, R.B.: Die wirtschaftliche Optimierung des Einsatzes von Kernkraftwerken, SVA-Tagung 1966, Neue Technik (1967)
10. Edelmann, H.: Berechnung elektrischer Verbundnetze. Springer, Berlin, Göttingen, Heidelberg (1963)
11. Einhorn, M., Siddiqi, R.: Electricity transmission pricing and technology. Kluwer Academic Publishers (1996)
12. Elgerd, O.I.: Electric energy systems theory. McGraw-Hill (1971)

13. Hogan, W.W.: Electricity Market Restructuring: Reforms of Reforms. 20th Annual Conference, Center for Research in Regulated Industries, Rutgers University, May 23-25 (2001)
14. Kirchmayer, L.K.: Economic operation of power systems, J. Wiley & Sons, New York (1958)
15. Krelle, W., Künzi, H.P.: Mathematische Optimierung. Verlag Industrielle Organisation, Zürich (1969)
16. Mariani, E., Murthy, S.S.: Control of modern integrated power systems. Springer-Verlag, London Limited (1997)
17. Saccomanno, F.: Sistemi elettrici per l'energia. UTET Torino (1992)
18. Schweppe, F.C. et al.: Spot pricing of electricity. Kluwer Academic Publishers (1988)
19. Stern, B.: Optimierung von Kraftwerkseinsatz und Stromhandel unter Berücksichtigung von Planungsunsicherheiten. Aachener Beiträge zur Energieversorgung (Band 65): Jahresbericht 2000 des Instituts für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen in Verbindung mit der Forschungsgesellschaft Energie an der RWTH Aachen e.V., S. 75–76. Aachen (2001)

Kapitel 10

Leit- und Informationstechnik

10.1 Überblick

Zur Gewährleistung einer sicheren und zuverlässigen Versorgung mit elektrischer Energie bedarf es, neben den primären Bestandteilen des Energieversorgungsnetzes, auch der sogenannten Sekundärtechnik, um den Energieversorgungsprozess überwachen und steuern zu können. Die dafür benötigte Leit- und Informationstechnik erstreckt sich von der Feldebene innerhalb der Schaltanlagen und Umspannwerke über die Stationsleittechnik bis zur Netzleitebene und die daran angrenzende Integration mit der EVU-weiten IT-Welt. In Abb. 10.1 sind die einzelnen Ebenen der Leit- und Informationstechnik dargestellt. Am Beginn dieses Kapitels wird im Folgenden näher auf die unteren zwei Ebenen (Felderfassung, Lokalsteuerung und Automation sowie Kommunikation) eingegangen. Danach werden die oberen Ebenen (Netzüberwachung und Netzbetrieb, SCADA, höherwertiger Netzbetrieb sowie Geschäftsprozesse) behandelt. Am Ende des Kapitels erfolgt ein Ausblick auf die unter dem Begriff „Smart Grid“ zusammengefassten Innovationen der zukünftigen Energieversorgungen.

10.1.1 Aufgabe der Leit- und Informationstechnik

Die bedarfsgerechte Versorgung von Verbrauchern mit elektrischer Energie stellt einen höchst komplexen Prozess dar, dessen einzelne Prozesskomponenten zudem noch räumlich weit verteilt sein können. Die Leittechnik dient dazu, diesen Prozess von zentralen Stellen aus zu überwachen und zu steuern. Die Grundfunktionalität der Leittechnik wird auch als SCADA (= Supervisory Control and Data Acquisition) Funktion bezeichnet und beinhaltet die Überwachung und Steuerung der Stellglieder eines Energieversorgungsnetzes sowie die Aufzeichnung der aus dem Netz übertragenen Mess- und Statuswerte. Mit Hilfe der SCADA Funktionalität kann sich der betriebsführende Bediener ein Bild über den aktuellen Energieversorgungsprozess machen und bei Bedarf steuernd in den Prozess eingreifen.

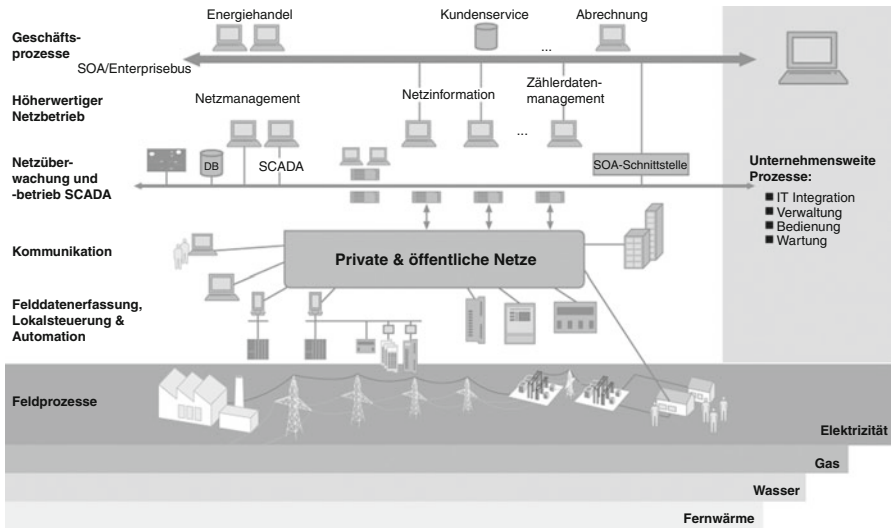


Abb. 10.1 Leit- und Informationstechnik im Überblick. (Quelle: Siemens AG)

10.1.2 Historie

Die Leit- und Informationstechnik innerhalb der elektrischen Energieversorgung fand ihre Anfänge in der Automatisierung von Kraftwerken. Primäres Ziel war dabei eine Verbesserung der Betriebssicherheit, aber schon damals war Personaleinsparung ein Ziel von Automatisierungsmaßnahmen, wenn auch nur untergeordnet.

Später, mit der zunehmenden Vernetzung der Kraftwerke, wurde die Frequenzregelung eine immer wichtigere Aufgabe für die Leittechnik. Um die Energieerzeugung und später auch den Energieaustausch mit anderen Unternehmen zu koordinieren, wurden mittels Leittechnik immer mehr Regelungsaufgaben in zentralen Leitwarten konzentriert.

Vor der Einführung des Transistors im Jahr 1947 waren in der Leittechnik hauptsächlich elektromechanische Schutz- und Kontrollgeräte im Einsatz. Während in den Anfängen die Informationsübertragung mittels Relais- und Impulstechnik erfolgte, konnten mit Einführung der Elektronik immer leistungsfähigere Übertragungsstrecken realisiert werden. Ende der 60er Jahre, mit der Einführung von Prozessrechnern, konnten dann die ersten computergestützten Leistung Frequenzregelungen realisiert werden.

Mit der wachsenden Leistungsfähigkeit der Computer fing man in den 70er Jahren damit an, auch die Schaltanlagen der Übertragungsnetze mit Hilfe von Leittechnik zu überwachen und zu automatisieren. Durch die verstärkte Nachfrage nach Netzleitsystemen begannen einige Firmen standardisierte Systeme für diese Anwendungen zu entwickeln. Die damaligen Systeme kann man als die erste Generation von SCADA-Systemen bezeichnen.

Wegen der noch unzureichenden Graphikmöglichkeiten der Computerterminals dienten die Leitrechner hauptsächlich zur Fernüberwachung von unbemannten Stationen beziehungsweise der Ausführung von betriebsunterstützenden Berechnungen. Die Visualisierung des Netzzustandes und die Steuerung der Schaltanlagen erfolgten über große Schalttafeln oder Mosaikwände. Erst mit den zunehmenden Grafikfähigkeiten von Computerbildschirmen erfolgte nach und nach eine Verlagerung der Betriebsführungsaufgaben auf Bildschirmarbeitsplätze.

Mit der immer weiter wachsenden Rechenleistung wurde es in den 80er Jahren möglich, Computer auch für Optimierungsaufgaben einzusetzen. Mit Hilfe von speziellen Algorithmen, die zuerst als Batchjob, später auch online ausgeführt wurden, konnte so zum Beispiel der ökonomischste Einsatz von Wasser- und thermischen Kraftwerken ermittelt werden. Mit Hilfe dieser Programme war es auch möglich, den Austausch von Energie ökonomisch zu bewerten, eine Grundvoraussetzung für den späteren Handel mit Energie. Die wachsende Rechnerleistung wurde aber auch dazu verwendet, um die Mensch-Maschine-Kommunikation in Richtung mehr Benutzerfreundlichkeit weiterzuentwickeln.

In den 90er Jahren begann man schließlich die bisher nur in den Übertragungsnetzen angewandte Leittechnik auch auf den Bereich der Verteilnetze auszudehnen. Neben der ausschließlichen Netzüberwachung wurden im Zuge der Verteilnetzautomatisierung auch zusätzliche Funktionen wie Arbeits- oder Materialverwaltung in die Leitsysteme integriert.

Darüber hinaus entwickelte sich die Leit- und Informationstechnik von einer eigenständigen, isolierten Infrastruktur hin zu einer in die EVU IT-Welt integrierten Lösung.

10.1.3 Ausblick

Während sich in der Vergangenheit die Leit- und Informationstechnik darauf beschränken konnte den technischen Prozess der Energieversorgung zu überwachen und zu steuern, spielen heute im Zeitalter des liberalisierten Energiemarktes auch kommerzielle Aspekte eine Rolle. Da die Übertragung der Energie nicht mehr nur eine technische Notwendigkeit darstellt, sondern Teil des kommerziellen Prozesses geworden ist, muss die Leit- und Informationstechnik heute auch die für die kommerzielle Abrechnung notwendigen Informationen sammeln und anderen Systemen zur Verfügung stellen.

Integration und der Datenaustausch zwischen den einzelnen Systemen spielen in der Weiterentwicklung der Leit- und Informationstechnik in Zukunft eine immer wichtigere Rolle. Nur so lassen sich die immer größer werdenden Datenmengen, die während des liberalisierten Energieversorgungsprozesses anfallen, bewältigen.

Dabei gewinnt die Leit- und Informationstechnik als Lieferant von quasi Echtzeitinformation eine immer größere Bedeutung, wenn es darum geht im Wettbewerb zeitnah die richtigen Entscheidungen treffen zu können. Dies beinhaltet auch eine lokal unabhängige Verfügbarkeit der Informationen (Mobil Computing).

Eine weitere neue Herausforderung an die Leit- und Informationstechnik stellt die Netzeinbindung regenerativer Energien dar. Unter dem Begriff „Smart Grid“ werden hier Bemühungen zusammengefasst, die Energieversorgung sicherer zu machen, indem unter anderem Kleinstkraftwerke mittels IT-Technologie zu virtuellen Kraftwerken zusammengefasst werden, um diese dann besser in den Energieversorgungsprozess zu integrieren.

10.2 Feld- und Stationsleittechnik

Die unterste Ebene der Energie Automatisierung bildet die sogenannte Feld- und Stationsleittechnik. Die Automatisierungskomponenten dieser Ebenen bilden zum einen die Schnittstelle (Wandler) zwischen der Primärtechnik und der Leittechnik. Darüber hinaus übernehmen sie die prozessnahen Aufgaben wie den Schutz der Netzbetriebsmittel vor Beschädigung durch Überlast oder Störungen wie Kurzschluss oder ähnlichem. Zum anderen werden auch schon gewisse Automatisierungsaufgaben übernommen, sowie die Kommunikation mit der übergeordneten Netzleitsystemebene abgewickelt. Die Feld- und Stationsleittechnik ist heutzutage darauf ausgelegt ohne ständige Bedienerpräsenz auszukommen, so dass Schalt- und Umspannanlagen heute unbemannt sind und von den Netzleitwarten aus ferngesteuert werden.

10.2.1 Plattform und Systemarchitektur

Bei der Steuerung und dem Schutz des Energieversorgungsnetzes gilt es eine Menge von Informationen zu verarbeiten und weiterzuleiten. Da die Feld- und Stationsleittechnik auf der Basis von verteilten Komponenten bzw. Systemen aufgebaut ist, bedarf es einer Plattform- beziehungsweise Systemarchitektur die diesen Informationsaustausch unterstützt und dabei eine größtmögliche Herstellerunabhängigkeit gewährleistet. Dabei lassen sich die Anforderungen an Integration in zwei Hauptrichtungen gliedern.

10.2.1.1 Horizontale Integration

Unter der horizontalen Integration versteht man die Verschmelzung der Funktionen Schutz, Steuerung und Überwachung zu einem einzigen System. Synergien, welche aus einer horizontalen Integration erwachsen sind, sind zum einen die Harmonisierung der Bedienerschnittstellen (= Mensch/Maschine-Kommunikation MMK) für Schutz, Steuerung und Überwachung auf Stations- respektive Feldebene. Auf diese Weise wird eine Vereinfachung bei Planung, Betrieb und Wartung erreicht. Zum anderen eröffnen die Synergien zwischen Schutz und Steuerung zusätzlich neue Möglichkeiten, wie zum Beispiel adaptiver Schutz, welche bereits in der Planungsstufe die Möglichkeiten für einen wirtschaftlichen Betrieb schaffen.

10.2.1.2 Vertikale Integration

Mit vertikaler Integration wird die Durchgängigkeit eines Systems von der Primärtechnik bis hin zur Netzleitebene bezeichnet. Dabei umfasst die Integration sowohl Befehle als auch jede andere Art von relevanter Information.

Durch die vertikale Integration besteht auf allen Ebenen Zugriff auf Messwert- und Zustandsinformation. Die Mehrfachnutzung von Information führt zu Einsparungen an Hardwarebauteilen und Verkabelungsaufwand. Neben dem Informationszugriff stehen auch allen Bedienungsebenen die Überwachungs- und Steuerungsmöglichkeit zur Verfügung. Damit lässt sich die Automatisierung flexibel an die vorhandenen Betriebsabläufe anpassen. Die umfassende Selbstüberwachung bei der digitalen Leittechnik bietet zudem eine erhöhte Verfügbarkeit und verringert die Betriebskosten und die Notwendigkeit der vorbeugenden Wartung.

Bei Stations-Automatisierungssystemen handelt es sich heute meist um offene Systeme, die auch Integration von Fremdgeräten über geeignete Schnittstellen gestatten. Auf Stationsebene lassen sich Daten und Informationen nach dem Ethernet TCP/IP Protokoll über das lokale Rechnernetzwerk, auch Local Area Network (LAN) genannt, mit allen Geräten und Systemen austauschen, die dieser Norm entsprechen.

10.2.1.3 IT-Sicherheit

Mit der immer weiter schreitenden IT-Vernetzung und der Einführung von Ethernet und TCP/IP-basierter Kommunikation zwischen Anlagenkomponenten besteht ein immer größerer Bedarf nach IT-Sicherheit. Hierunter versteht man den Schutz vor unbefugtem Zugriff auf das System über dessen Netzwerkschnittstellen. Aber auch der Schutz der übertragenen Informationen gegen Mithören oder Verfälschung durch Dritte muss durch entsprechende IT-Sicherheitslösungen gewährleistet sein.

Hierbei müssen zum einen die einzelnen Komponenten der miteinander kommunizierenden Systeme gegen entsprechende Attacks 'gehärtet' sein. Zum anderen muss die Kommunikation zwischen den Komponenten geschützt werden. Dazu lassen sich Netzwerkverbindungen zwischen räumlich benachbarten Komponenten durch sogenannte Firewalls nach außen hin abschirmen. Eine Firewall überwacht die ein- und ausgehende Kommunikation einer von ihr geschützten Netzwerkinsel und lässt nur die Informationen passieren, die als vertrauenswürdig eingestuft werden. Da für die Kommunikation zwischen räumlich weiter entfernten Komponenten teilweise auch Netzwerkverbindungen verwendet werden müssen, die sich nicht abschirmen lassen, wie zum Beispiel öffentliche Netze, wird hier die übertragene Information durch Verschlüsselung und Signierung gegen unerwünschten Zugriff oder Verfälschung geschützt.

10.2.2 Prozess- und Feldebene

Feldeinheiten stellen die Verbindung zum Prozess her und verhindern durch die galvanische Trennung der Ein- und Ausgänge sowie durch geeignete Abschirmung die

Übertragung von elektromagnetischen Störungen. Fortgeschrittene Prozessschnittstellen verbinden den Prozess durch dezentrale Ein- und Ausgänge oder nicht-konventionelle Sensoren und Aktoren. Während in der Vergangenheit die Feldeinheiten noch über Sternkoppler an den Stationsbus angeschlossen waren, werden diese heute meist direkt mit dem Stationsbus gekoppelt, welcher basierend auf Ethernet und TCP/IP implementiert ist. Dabei hat sich wegen der Immunität gegen Störeinstrahlung Lichtwellenleitertechnik in Form von Glasfaserringen weitgehend etabliert.

10.2.2.1 Stationsbus

Für die Kommunikation zwischen den Automatisierungskomponenten in der Stationsleittechnik haben sich in der Vergangenheit einige Standards etabliert um auch Geräte verschiedener Hersteller verbinden zu können. Abbildung 10.2 zeigt eine typische Schaltanlagenkonfiguration. Bei den Kommunikationsprotokollen finden man hier unter anderem die Standards IEC 60870-5-101 bis -104 oder DNP V3.00. Auf Stationsbusebene wird meist Profibus für die Kommunikation innerhalb der Stationsautomatisierung eingesetzt. Wegen der hohen Immunität gegenüber elektromagnetischen Störungen (EMI) erfolgt der Datenaustausch oftmals über Lichtwellenleitertechnologie.

Zur Steuerung der Kommunikation kommen entweder Peer-to-Peer-Protokolle oder Master-/Slave-Protokolle zum Einsatz. Während Peer-to-Peer-Protokolle ereignisgetrieben sind, d. h. jedes angeschlossene Gerät darf spontan Meldungen zum Bus senden, erfolgt die Kommunikationsteuerung beim Master-/Slave-Protokoll ausschließlich durch den Busverwalter (Master). Dabei werden die Feldeinheiten (Slaves) zyklisch vom Master abgefragt. Der Busverwalter ist meist auf dem Kommunikationsprozessor oder im zentralen Stationsrechner implementiert.

Mit dem steigenden Einsatz intelligenter Geräte stieg der Bedarf an leistungsfähiger Kommunikation und Vernetzung immer mehr. Damit einhergehend stiegen aber auch die Forderungen nach einem durchgängigen Engineering und Management der Systeme.

10.2.2.2 Der neue globale Standard IEC 61850

Um diesen Anforderungen Rechnung zu tragen, begann die Internationale Elektrische Kommission, kurz IEC, Anfang der 90er Jahre eine neue Normenreihe für Leit- und Schutztechnik in Schaltanlagen zu entwickeln. Dabei stellte diese neue IEC 61850 ein Novum dar, da sie statt wie bisher nicht nur Teilaspekte der Kommunikation, sondern das gesamte System, inklusive Engineering, Betrieb und Begriffsvereinheitlichung behandelte. Die daraus resultierenden Definitionen innerhalb der Normenreihe IEC 61850 decken einheitlich die Kommunikation zwischen den Bereichen Prozess (Wandler, Schalter), Feldebene (Schutz, Steuerung) und Stationsleittechnik (Bedienplatz, Fernwirkankopplung) ab. In Abb. 10.3 ist eine auf IEC 61850 basierende Schaltanlagenkonfiguration dargestellt.

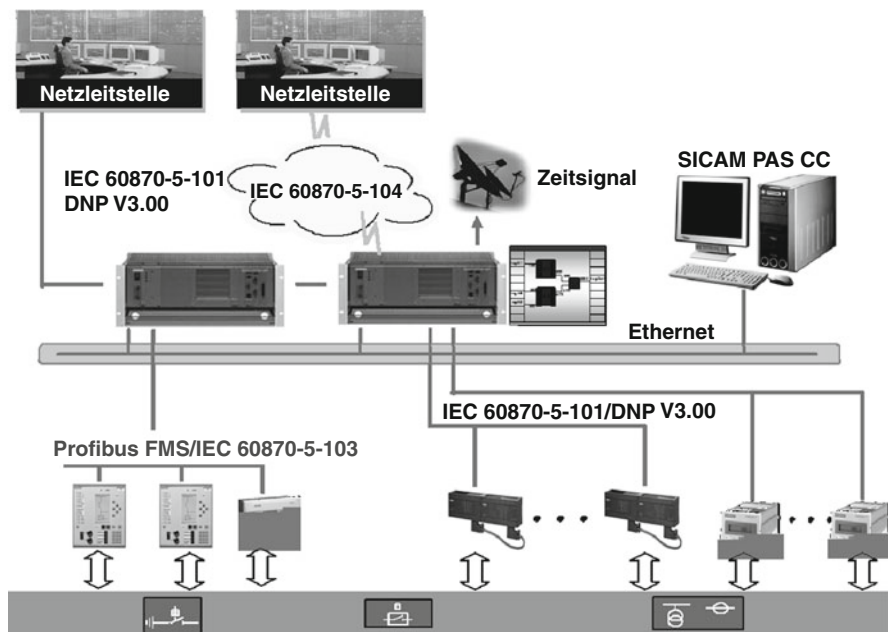


Abb. 10.2 Typische Automationsanlage mit den Hauptkomponenten und Kommunikationseinrichtungen. (Quelle: Siemens AG)

Dabei wird bei der Kommunikation nicht nur die Übertragung der Signale definiert, sondern auch deren Bedeutung, zum Beispiel durch eindeutige Namen oder die physikalische Einheiten.

Dazu definiert die IEC 61850 nicht nur die Kommunikationsprotokolle sondern ein komplettes Datenmodell für die Beschreibung der Systemkomponenten. Dies erlaubt eine Selbstbeschreibung der Information, so dass sie für alle die Norm unterstützenden Geräte direkt nutzbar wird und es keiner Informationsumsetzer mehr bedarf. Somit können alle intelligenten Geräte einer Schaltanlage direkt an den Stationsbus angeschlossen werden. Dies erlaubt die gemeinsame Nutzung von Wandlerdaten von verschiedenen Geräten, aber auch beliebige Peer-to-Peer Kommunikation zur Implementierung verschiedenster Steuerung- und Schutzlösungen.

10.2.3 Netzschutz.

Zum Schutz der Betriebsmittel einer Schaltanlage gegen Fehlbedienungen, Überlastungen oder Störungen (z. B. Kurzschluss) sind in einem Stations-Automatisierungssystem vielfältige Schutzfunktionen implementiert.

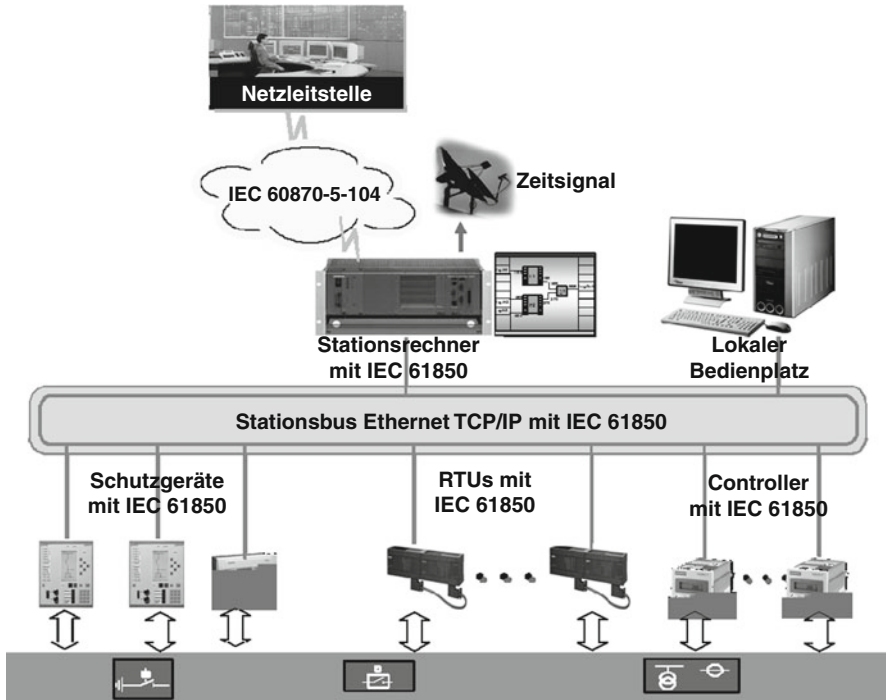


Abb. 10.3 Stationsautomation basierend auf dem Standard IEC 61850. (Quelle: Siemens AG)

10.2.3.1 Verriegelung

Mit Hilfe von Verriegelungsfunktionen realisiert man einen Schutz des Netzes gegen Fehlbedienungen. Dieser Schutz beginnt auf der Feldebene, um zum Beispiel das Einlegen eines Erders bei unter Spannung stehenden Geräten zu verhindern (verriegeln).

Sowohl feldspezifische als auch feldübergreifende Verriegelungen werden mit Hilfe von Bool'schen Algorithmen in den Feldkontrollern realisiert. Für feldübergreifenden Verriegelungen benötigt man auch Stellungsmeldungen von Schaltgeräten in andere Feldern (z. B. Sammelschientrenner, Querkupplungen, usw.) welche dann über den Stationsbus übertragen werden müssen.

10.2.3.2 Synchrocheck (Synchronisationsüberprüfung)

Die Synchrocheckfunktion gehört zu den Aufgaben der Feldeinheiten und gibt den Schließbefehl von der Warte oder der automatischen Wiedereinschaltfunktion frei, sofern die Spannungs-, Phasenwinkel- und Frequenzdifferenzen über den Leistungsschalter in den zulässigen Toleranzen liegen.

10.2.3.3 Allgemeine Schutzfunktionen

In Stations-Automatisierungssystemen kann je nach Stationsauslegung eine Vielzahl von unterschiedlichen Schutzgeräten zum Einsatz kommen.

- **Generatorschutz:** Der Generatorschutz setzt sich aus mehreren Teilsystemen zusammen, die den Generator vor unzulässigen Betriebsbedingungen schützen sollen. Neben Überlast, sind auch Unter- beziehungsweise Überfrequenz, Schief- last oder Rückleistung, Betriebszustände die es zu vermeiden gilt. Weiterhin werden auch die Wicklungen des Generatorständers, beziehungsweise Rotors auf Erd- oder Kurzschlüsse überwacht. Meist umfasst der Generatorschutz auch die Überwachung des zugehörigen Maschinentransformators.
- **Leitungsschutz:** Der Leitungsschutz wird auch als Feldschutz bezeichnet und überwacht die von einem Sammelschienenfeld abgehende Leitung beziehungsweise das abgehende Kabel. Der Leitungs- oder Feldschutz beinhaltet Kurzschlussüberwachung für das angeschlossene Betriebsmittel sowie die Synchronüberwachung für den zugehörigen Leistungsschalter. Je nach der Länge der überwachten Leitung werden für die Kurzschlussüberwachung zwei verschiedene Verfahren angewendet. Bei kurzen Leitungen erfolgt die Überwachung durch Differentialschutz, dabei werden die Signale des Schutzes vom anderen Ende der Leitung mittels Glasfaserkabel übertragen. Bei längeren Leitungen erfolgt die Überwachung meist nach dem Distanzschutzverfahren, bei dem aus dem Quotienten von Spannung und Strom die Eingangsimpedanz der Leitung ermittelt wird. Im Falle eines Kurzschlusses auf der Leitung unterschreitet diese Impedanz einen Grenzwert, woraufhin der Schutz die Leitung automatisch abschaltet.
- **Sammelschienenschutz:** Der Sammelschienenschutz dient dem Kurzschlusschutz und ist meist als Differentialschutz ausgeführt. Dabei wird die Summe der Feldströme aller an die Sammelschiene angeschlossen Abgangsfelder überwacht. Weicht diese Summe von Null ab, so werden an alle Abgangsfelder Ausschaltbefehle gesendet und so die Sammelschiene von Netz getrennt. In Netzen mit isoliertem Sternpunkt beinhaltet der Sammelschienenschutz meist auch noch eine Isolationsüberwachung, um Erdschlüsse erkennen zu können.
- **Transformatorschutz:** Der Transformatorschutz dient ähnlich wie der Generatorschutz dazu, den Transformator vor unerlaubten Betriebsbedingungen zu schützen. Neben Überlast werden ölgekühlte Transformatoren auch auf zu hohe Drücke im Kühlkreislauf überwacht (Buchholtzschutz). Der Grund für einen Druckanstieg im Transformator ist meist ein Windungsschluss, der zu einer starken lokalen Erwärmung führt. Die Kurzschlussüberwachung des Transformators erfolgt in der Regel nach dem Differentialschutzprinzip.

Die modernern digitalen Schutzgeräte sind in der Regel direkt mit dem Stationsbus verbunden, während die Binär- und Analogsignale ältere Schutzgeräte entweder mit der Feldeinheit oder mit einer Erfassungseinheit verdrahtet sind.

10.2.3.4 Adaptiver Schutz

Durch die horizontale Integration moderner Stations-Automatisierungssysteme lassen sich heute auch adaptive Schutzkonzepte realisieren. Zum Beispiel erhalten Schutzgeräte vom Stationsbus Informationen über die Zustände der Schaltgeräte und über Betriebsarten. Aufgrund dieser Informationen lassen sich von programmierbaren Logiken gesteuerte Schutzfunktionen aktivieren bzw. sperren und Schutzeinstellungen im Rahmen von automatischen Abläufen an eine neue Netzkonfiguration anpassen. Beispiele solcher Anpassungen sind:

- Aktivieren/Sperren von Schutzfunktionen in Abhängigkeit der Netzerdung.
- Anpassung der Distanzschutzeinstellungen bei Umgehungsschienenbetrieb.
- Aktivieren/Sperren von zugeordneten Schutzfunktionen bei Maschinen, die als Generator und Motor betrieben werden.

10.2.4 Stationsebene

Auf der Stationsebene gibt es einen zentralen Stationsrechner, heute vorzugsweise als standardisierter Industrie-PC ausgeführt, der gleichzeitig als Bedienplatz und als Stationsautomatisierungs-Server für die Prozessdatenbank dient.

Die anlagenspezifischen leittechnischen Anwendungen werden durch die Anwendersoftware des Stations-Automatisierungssystems ausgeführt. Als Plattform für die Stationsrechner kommen zumeist kleinere SCADA-Systeme zum Einsatz.

Als grundlegende Kommunikationskanäle lösen die Netzwerkschnittstellen (LAN) immer mehr die serielle Schnittstellen (COM Port) ab. Über diese Kommunikationskanäle erfolgt auch die Kommunikation mit einem übergeordneten Netzleitsystem, wobei gegebenenfalls noch ein Protokollumsetzer dazwischengeschaltet sein kann.

Um eine genaue Zeitstempelung im ganzen Stationsautomatisierungssystem zu erreichen, wird die Rechneruhr oftmals über Funk (DCF-77) oder Satellit (GPS) auf die absolute Zeit synchronisiert. Des Weiteren werden Drucker für den Ausdruck von Bildschirmhalten oder für Ereignisaufzeichnung eingesetzt. Für die Fernwartung des Stations-Automatisierungssystems können Service-Modems in das System integriert sein.

Das Prozessabbild des zentralen Stationsrechners enthält alle für die Überwachung der Schaltanlage erforderlichen Informationen wie zum Beispiel:

- Die aktuellen Stellungen (EIN, AUS) beziehungsweise Zustände (LOKAL- oder FERNSTEUERUNG, BLOCKIERT, SIMULIERT usw.) der Leistungsschalter, Trenner und Erder.
- Die Position der Trafostufensteller.
- Messwerte wie Spannung, Frequenz, Strom, Wirk- oder Blindleistung.
- Sonstige Meldungen wie Schutzanregung, Schutzauslösung, Wischermeldungen, usw.

Mit Hilfe dieser Informationen werden die für die Stationsautomatisierung typischen Aufgaben ausgeführt.

10.2.5 Anwendung

Der Hauptzweck eines Stations-Automatisierungssystems ist die zuverlässige und wirtschaftliche Versorgung der Verbraucher mit elektrischer Energie. Um diesen Anforderungen gerecht zu werden, muss der Stationsrechner die folgenden Anforderungen erfüllen.

10.2.5.1 Datentypen und Verarbeitung

Die Datenverarbeitung beinhaltet die Erfassung und Speicherung der Daten die von den Wandlern und Feldgeräten übermittelt werden sowie deren Weiterverarbeitung durch die Applikationen des Stationsleitsystems bzw. die Weiterleitung an ein überlagertes Netzleitsystem. Von diesem empfangene Befehle müssen dahingehend auf ihre Gültigkeit überprüft und an die jeweiligen Aktoren ausgegeben werden.

Die Datenverarbeitung eines SCADA-Systems behandelt die folgenden Basis-Datentypen:

- Messwerte
- Meldungen
- Zähler (für Marken, Ereignisübersichtsverarbeitung, etc.)
- Status-Flags (Merkmale)
- Ersatzwerte
- Befehle
- Sollwerte

Darüber hinaus können in einem SCADA-System auch noch andere anwendungsabhängige Datentypen existieren.

Messwerte

Die Feldgeräte für Steuerung und Schutz sind mit den Hauptstrom- und Hauptspannungswandlern verbunden. Aus diesen Messwerten werden die Wirk- und Blindleistung sowie die Frequenz abgeleitet. Zur Erfassung anderer Messwerte wie Temperaturen, Drücke, etc. unterstützen Stations-Automatisierungssysteme zumeist auch Eingänge für mA- und V-Messwerte sowie Pt-Widerstände für die Temperaturmessung.

Die Messwerte werden zyklisch von der erfassenden Einheit an den zentralen Stationsrechner übertragen, um dort aufgezeichnet und weiterverarbeitet zu werden. Zu Verringerung des Datenaufkommens werden teilweise auch nur die Messwerte übertragen, die eine einstellbare Messwertänderung seit der letzten Übertragung überschritten haben.

Jeder Messwert (Analogwert) wird vom SCADA-System vorrangig vor dem Abspeichern in der Systemdatenbank verarbeitet. Diese Verarbeitung umfasst:

- Umwandlung in technische Einheiten
- Grenzwertüberprüfung
- Nullbereichsverarbeitung
- Gradientenüberwachung

Umwandlung in technische Einheiten

Für analoge Messwerttypen werden die binäre Darstellung von der Datenerfassung in technische Einheiten (kV, MW, MVar, etc.) umgewandelt. Dies geschieht entweder durch lineare Umrechnung ($y = ax + b$) oder durch einen nichtlinearen Umwandlungsalgorithmus.

Für digitale Messwerttypen wird die binäre Darstellung des Werts vom SCADA System umgerechnet/dekodiert. Typische Formate zur Kodierung digitaler Messwerte sind zum Beispiel:

- 16 Bit 2er Komplement
- 12 Bit 2er Komplement
- 5 Bit Gray Code mit Paritätsbit

Einen Sonderfall stellen die Positionsmesswerte von Transformatorstufenstellern dar. Wegen des kleinen Wertebereichumfangs werden diese Messwerte teilweise auch als BCD (= Binary-Coded Decimal) codierte Zahlenwerte übertragen.

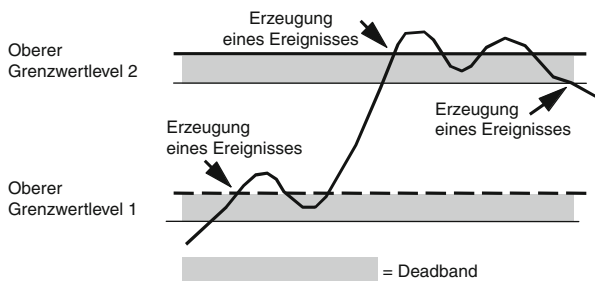
Grenzwertüberprüfung

Um den Nennmessbereich zu bestimmen werden die Betriebsgrenzen der Messwerte (Wandlergrenzen) herangezogen.

Zusätzlich können jedem Messwert weitere Grenzwertpaare zugeordnet werden. Diese Grenzen können, gemäß den betrieblichen Erfordernissen, frei gewählt werden. Typischerweise werden diese Grenzwerte dazu benutzt, um Warn- oder Alarmzustände des überwachten Werts zu bestimmen.

Wird eine Grenzwertverletzung erkannt, so wird das zugehörige Status-Flag bezüglich des jeweilig über- oder unterschrittenen Grenzwertes für das Objekt gesetzt. Der Messwert wird gespeichert und die Ereignis-/Alarmbehandlung wird entsprechend den vorgegebenen Einstellungen angestoßen.

Um zu verhindern, dass Messwerte, die im Bereich eines Grenzwertes schwanken, ständig Alarmer auslösen, kann für jeden Messwert ein Unempfindlichkeitsbereich (= Deadband) definiert werden. Die Grenzwertverletzung wird sofort erkannt, wenn der Messwert die Grenze über-/unterschreitet. Um jedoch wieder in den Normalbereich zurückzukommen, muss der Wert die Grenze in Richtung Normalbereich zusätzlich um den Betrag des Unempfindlichkeitsbereichs überschreiten. Abb. 10.4 veranschaulicht dies.

Abb. 10.4 Grenzwertüberwachung

Nullbereichsverarbeitung

Die Nullbereichsverarbeitung sorgt für einen definierten Zustand, wenn der Messwert im Bereich des Nullwertes liegt. Dazu wird ein Unempfindlichkeitsbereich um den Nullpunkt verwendet. Falls ein Messwert innerhalb dieses Unempfindlichkeitsbereichs liegt, wird sein Wert auf Null gesetzt. Der Übergang eines Messwertes in bzw. aus dem Nullbereich kann dazu verwendet werden, ein Zustandsmerkmal zu setzen oder eine Berechnung anzustoßen.

Gradientenüberwachung

Für Messwerte kann auch ein Gradient vorgegeben werden. Für diese Punkte wird der Gradient als absolute Steigung aus den letzten n Werten berechnet. Bei Über- oder Unterschreiten eines Grenzwertes für den Gradienten wird ebenfalls die Ereignis-/Alarmbehandlung entsprechend den vorgegebenen Einstellungen angestoßen.

Meldungen

Meldungen (Binärwerte) werden vom SCADA System zur Abspeicherung von Zustands- oder Statusinformationen verwendet. Eindeutige Zustände werden mit nur einem Bit codiert (JA/NEIN), für Zustände bei denen auch Zwischenwerte auftreten können, werden zwei Bit (Doppelmeldung) zur Informationsübertragung verwendet. Ein Beispiel für Doppelbit-Meldungen sind die Statusmeldungen von Schaltgeräten. Hier gibt es zwischen OFFEN und GESCHLOSSEN aus mechanischen Gründen noch einen Zwischenzustand (Störfeststellung) der durch das zusätzliche Bit übertragen werden kann. Eine Zustandsänderung kann für jede fernübertragene Meldung erkannt werden, indem der empfangene Status mit dem in der Datenbank gespeicherten Status verglichen wird.

Doppelmeldungen, die einen Übergangszustand (0/0 oder 1/1) haben, benötigen eine zusätzliche zeitliche Überwachung. Dies ist notwendig, um den Übergangszustand von einer Störfeststellung unterscheiden zu können. Die Ereignisverarbeitung wird erst nach einer längeren Verzögerungszeit angestoßen.

Zählwerte

Impulse, die sich auf einen bestimmten Wert, meist einen Leistungswert, beziehen, werden mit den Digitaleingängen eines Fernwirkgeräts (RTU) verbunden. Die Impulse werden dann von dem Fernwirkgerät gezählt.

Die Zählwerttelegramme werden periodisch zum Ende jeder Erfassungsperiode, zum Beispiel stündlich, an die Applikationsserver übertragen. Diese Übertragung wird Abrechnungsablesung genannt. Zusätzlich können Übertragungen zwischen den Erfassungsperioden, zum Beispiel alle 5 min., erfolgen. Dies wird zwischenzeitliche Erfassung genannt und für Trendzwecke innerhalb der Erfassungsperiode verwendet.

Mit jeder Übertragung des Impulszählers werden das letzte Inkrement, der aktuelle Zählwert und der letzte Stundenwert in der Echtzeitdatenbank gespeichert. Die Verarbeitung von Impulszählern umfasst:

- Umwandlung in technische Einheiten
- Grenzwert- und Plausibilitätsüberprüfung
- Überprüfung auf Vollständigkeit

Die Impulse für Zählwerte werden in den Fernwirkgeräten aufaddiert. Diese werden vom SCADA-System, durch Multiplikation der in der letzten Periode registrierten Impulse mit einem Skalierungsfaktor, in Leistungswerte umgerechnet.

Wenn ein Zählwert empfangen wird, erfolgt eine Überprüfung. Betriebsgrenzen und Plausibilitätsgrenzen werden herangezogen, um einen normalen Wertebereich für Zählwerte zu definieren. Liegt der übertragene Wert außerhalb dieser Grenzwerte, so wird der Zähler in der Datenbank als ungültig markiert. Durch die Verletzung einer Grenze wird das zugehörige Flag für die Grenzwertverletzung für das Objekt gesetzt und die Ereignis-/Alarmbehandlung entsprechend der vorgegebenen Einstellungen angestoßen.

Da Zählwerte in der Regel für kommerzielle Abrechnungszwecke verwendet werden, ist es notwendig nach jedem Zyklus (Hauptwert oder Zwischenwert) alle Zählwerte auf Vollständigkeit zu überprüfen. Falls ein Telegramm fehlt, wird das zugehörige Status-Flag für das Objekt gesetzt und die Ereignis-/Alarmbehandlung wird entsprechend der vorgegebenen Einstellungen angestoßen.

Falls ein Telegramm fehlt, besteht in der Regel die Möglichkeit einen Ersatzwert zu berechnen, um eine vollständige Aufzeichnung zu gewährleisten. Dabei gibt es verschiedene Arten die Ersatzwerte abzuleiten:

- Verwendung des Alternativwertes
- Verwendung eines Messwertes
- Verwendung eines manuell eingegebenen Wertes
- Fortführung des letzten Inkrements
- Inkrement auf Null setzen

Um Zählwerte zu kennzeichnen, die aus der erfolgreichen Berechnung eines Ersatzwertes stammen, wird ein entsprechendes Status-Flag gesetzt.

Zustandsmerkmale (Status-Flags)

Zustandsmerkmale existieren für Messwerte, Meldungen und Zählwerte. Sie geben Aufschluss über die Qualität der Daten und andere betrieblichen Einschränkungen. Einige dieser Merkmale werden automatisch durch die Datenerfassung und Datenverarbeitung gesetzt. Andere werden explizit durch Nachführung eingegeben. Im Folgenden eine Auswahl von typischen Zustandsmerkmalen:

Nachgeführt

Dieses Flag wird für ferngemeldete Messwerte, Meldungen und Zählwerte gesetzt, die vom Bediener nachgeführt wurden. Für nicht ferngemeldete Objekte, deren Eingabe nur händisch erfolgen kann, wird es nicht gesetzt.

Datenerfassung blockiert

Dieses Flag wird für Messwerte, Meldungen und Zählwerte per Handeingabe gesetzt. Es wird automatisch gesetzt, wenn eine Nachführung für das betreffende Objekt durchgeführt wurde.

Aktualisiert

Dieses Flag ist normalerweise gesetzt. Es wird für Messwerte, Meldungen und Zählwerte zurückgesetzt, wenn das Objekt, durch ein Problem auf der Übertragungsstrecke oder im Fernwirkgerät, nicht übertragen wurde, oder durch eine Grenzwertverletzung bei der A/D-Wandlung ungültig wird. Das Flag wird auch gesetzt, wenn das Objekt nachgeführt wird.

Warnmeldung gesperrt

Dieses Flag wird per Handeingabe für Messwerte und Meldungen gesetzt. Bei gesetztem Flag ist die Warnmeldeverarbeitung für den entsprechenden Datenpunkt gesperrt, zum Beispiel um bei Wartungsarbeiten an der Fernwirkanlage nicht durch Fehlalarme irritiert zu werden.

Befehlssperre

Dieses Flag wird per Handeingabe für steuerbare Geräte oder Objekte gesetzt. Bei gesetztem Flag ist die Befehlsverarbeitung für den entsprechenden Datenpunkt gesperrt, zum Beispiel um bei Wartungsarbeiten in der Schaltanlage das dort arbeitenden Personal nicht zu gefährden.

Ersatzwert

Das Flag wird durch die Datenverarbeitung für Zählwerte gesetzt, wenn es sich um einen Ersatzwert handelt (siehe auch Abschnitt Zählwert).

Befehle und Sollwerte

Im Zustand FERNSTEUERUNG werden Steuerbefehle vom übergeordneten Netzleitsystem überprüft (siehe Abschnitt Verriegelungen) und an das jeweils zuständige Feldgerät weitergeleitet. Bevor das Feldgerät den Befehl ausführt, prüft es ebenfalls, ob gerade ein anderer Befehl ausgeführt wird, ob irgendwelche Verriegelungsbedingungen vorliegen oder ob eine Blockierungsbedingung, zum Beispiel zu niedriger SF₆-Gasdruck vom Leistungsschalter, vorliegt. Bei Leistungsschaltern muss auch die Freigabe der Synchroncheck-Funktion vorhanden sein. Nach positiver Prüfung sämtlicher Bedingungen wird der Befehl an den Schalter ausgegeben.

Im Zustand LOKALSTEUERUNG erfolgt die Bedienereingabe am Bedienplatz des Stationsrechners. Anschließend erfolgen dieselben Überprüfungen, bevor der Befehl letztendlich an das angewählte Schaltgerät ausgegeben wird.

Ein Stationsleitsystem umfasst eine Anzahl verschiedenster Möglichkeiten zur Steuerung von Betriebsmitteln. Dabei kann es sich auch um die Bedienung von mehreren Objekten und genau definierten Befehlssequenzen handeln. Plausibilitätsprüfungen sollen eine möglichst große Sicherheit bei der Anlagensteuerung gewährleisten. Gängige Befehlsarten die von einem SCADA-System gesteuert werden können sind:

- Steuerbefehl (ein/aus)
- Höher/Tiefer-Befehl (bei Transformator Stufenstellern)
- Auf/Zu-Befehl (bei Ventilen und Schiebern)
- Sollwertvorgabe

Steuerbefehl (Ein/Aus-Befehl)

Der Steuerbefehl kennt zwei Alternativen (ein/aus), die den möglichen Zuständen des Betriebsmittels entsprechen. Man unterscheidet zwei Typen von Befehlen die sich in Sicherheit und Geschwindigkeit unterscheiden:

- sofortige Ausführung
- Befehle mit Rücküberprüfungs-Charakteristik

Für den Befehl mit sofortiger Ausführung wird ein einzelnes Befehlstelegramm an das Zielgerät übertragen.

Demgegenüber wird der Befehl mit Rücküberprüfung aufgelöst in zwei einzelne Befehle an das Zielgerät, ein Anwahltelegramm, dass das zu steuernde Objekt festlegt, gefolgt von einem Ausführungstelegramm, das gesendet wird, nachdem die Antwort auf das Anwahltelegramm im Leitsystem empfangen und geprüft wurde. Die Antwort auf das Anwahltelegramm wird im Leitsystem dahingehend geprüft, ob es sich um das richtige Gerät und die richtige Hardwareadresse handelt, bevor der Ausführungsbefehl geschickt wird.

Nach dem Senden des Ausführungsbefehls wird in beiden Fällen anschließend die richtige Rückmeldung für das Objekt aus dem Prozess überprüft.

Höher/Tiefer-Befehl

Der Höher/Tiefer-Befehl kennt zwei Alternativen (höher und tiefer), die den möglichen Richtungen entsprechen, in die der Zustand des Betriebsmittels verändert werden kann. Im Gegensatz zum Steuerbefehl kann bei einem Höher/Tiefer-Befehl für das vorgesehene Objekt eine beliebige Anzahl von einzelnen Ausführungsbefehlen aufeinander folgen.

Die Überwachung eines Höher/Tiefer-Befehl erfolgt analog zu einem Steuerbefehl.

Auf/Zu-Befehl

Der Auf/Zu-Befehl ist ähnlich dem Höher/Tiefer-Befehl. Allerdings arbeitet er nicht mit diskreten Stufen sondern stufenlos. Solange der Befehl aktiv ist oder noch keine Endstellung erreicht ist, ändert das angesprochen Objekt seinen Zustand in die vorgegeben Richtung.

Sollwertvorgaben

Bei einer Sollwertvorgabe wird ein Sollwerttelegramm mit dem eingegebenen neuen Sollwert an die RTU gesendet. Es können mehrfach Sollwertvorgaben für dasselbe Objekt durchgeführt werden ohne es für jeden solchen Befehl neu anwählen zu müssen.

Schaltprogramme

Schaltprogramme ermöglichen die Steuerung einer Anzahl von Betriebsmitteln durch vorgegebene Schaltsequenzen. Diese können auch Sicherheitsüberprüfungen und Verzögerungszeiten enthalten. Typische Anwendungsfälle für Schaltprogramme sind:

- Zu- und Abschalten von Kabeln oder Übertragungsleitungen auf eine Sammelschiene durch eine Schaltsequenz für die Trenner und Leistungsschalter im Abgangsfeld
- Sammelschienenwechsel
- EIN/AUS-Befehle für Leistungsschalter (z. B. Lastabwurf oder Wiedereinschalten einer Last)
- Ein-/Ausschalten einer großen Anzahl von Straßenlaternen morgens bzw. abends
- Steuerung von Objekten

Schaltprogrammfunktion erlaubt es dem Bediener Schaltprogramme mittels einer Art Makrosprache zu definieren. Für das Erstellen einer vollständigen Sequenz sind meist noch weitere Funktionen verfügbar:

- Funktionen um den Ablauf zu steuern, wie:
 - Warten bis eine bestimmte Meldung ihren Zustand geändert hat, bevor die Sequenz fortgeführt wird

- Unterbrechen der Sequenz für eine bestimmte Zeit oder bis sie vom Bediener fortgeführt wird
- Abbruch einer Sequenz
- Bedingte Ausführung: den Zustand einer Meldung oder eines Messwertes abfragen und die folgende Zeile nur dann ausführen, wenn die Bedingung zutrifft
- Zuweisung eines Sollwertes für ein Betriebsmittel
- Statusänderung einer Meldung in der Datenbank (wirkt wie eine Nachführung)
- Änderung eines Messwertes in der Datenbank (wirkt wie eine Nachführung)
- Ausgabe einer Nachricht
- Ausgabe eines Ereignisses in die Ereignisliste und auf den Drucker

Vordefinierten Sequenzen, wie zum Beispiel Sammelschienenwechsel können dann im Zustand FERNSTEUERUNG auch mittels eines einzigen Befehlsstelegramms vom übergeordneten Leitsystem aufgerufen werden.

Verriegelungen

Die Verriegelungsfunktion schützt vor unerlaubten Befehlen und Nachführungen. Für Meldungen können Verriegelungsbedingungen definiert werden, die überprüft werden bevor ein Betriebsmittel geschaltet wird. Trifft die Bedingung zu, wird der Befehl oder die Nachführung abgewiesen. Für Test- oder Notsituationen können die Verriegelungen umgangen werden.

Die Funktion erlaubt die Vorgabe von Einzelbedingungen oder Mehrfachbedingungen, die jedes Mal überprüft werden, wenn ein Befehl oder eine Nachführung versucht wird. Verriegelungsbedingungen werden logisch aufgebaut (z. B. ein bestimmter Leistungsschalter ist geöffnet, ein Gerätestatus ist im Zustand ‚fern-gemeldet‘ oder eine Übertragungsleitung ist spannungsführend).

Verriegelungsbedingungen lassen sich zum einen als globale Regeln definieren, zum Beispiel keine Verbindung zwischen spannungsführenden und geerdeten Netzteilen. Diese topologischen Verriegelungsbedingungen werden mit Hilfe von Topologieprozessoren überprüft. Weiterhin können spezielle Verriegelungsbedingungen mit Hilfe von Makroprogrammen definiert werden. Die Verriegelungsprüfungen können in den folgenden Bereichen angewendet werden:

- Topologische Bedingungen
- Zustand von Objekten
- Generelle Bedingungen

Ist ein Objekt einer Verriegelungsfunktion zugeordnet, dann wird die Verriegelungsprüfung oder die Folge der Verriegelungsprüfungen jedes Mal ausgeführt, wenn das Objekt angesteuert werden soll. Falls das Ergebnis der Prüfung die gewünschte Bedienhandlung nicht zulässt, wird die Steuerungsanforderung abgebrochen und eine Fehlermeldung auf dem Monitor angezeigt. Für Test- oder Notsituationen kann unter Benutzung der Umgehungsfunktion (Bypass-Funktion) eine solche abgewiesene

Steuerungsanforderung doch ausgeführt werden. Aus Sicherheitsgründen wird die Verwendung der Bypass-Funktion vom System in der Ereignisliste protokolliert.

10.2.5.2 Ereignis-/Alarmbehandlung

Die Ereignisbehandlung verarbeitet alle Ereignisse die von Schalt- und Schutzgeräten erzeugt werden und für den Betrieb der Schaltanlage von Bedeutung sind. Jede Änderung im Prozess oder in der Sekundärtechnik erzeugt ein Ereignis. Diese werden möglichst nah am Entstehungsort, das heißt normalerweise in den Feldeinheiten, mit einem Zeitstempel versehen. Um bei großen Ereignisaufkommen oder Kommunikationsunterbrechungen sicherzustellen, dass keine Ereignisse verloren gehen, sind alle an der Ereignisverarbeitung beteiligten Komponenten (Feldeinheit, Datenerfassungseinheit, Kommunikationseinheit) mit einem Ereignisspeicher versehen. Die dezentral entdeckten Ereignisse werden an das Stationsleitsystem übertragen, wo sie in Ereignislisten innerhalb der Prozessdatenbank des Stationsrechners abgelegt werden und, falls zutreffend, zu den Aufzeichnungen auf dem Ereignisdrucker addiert werden, bzw. an das übergeordnete Netzleitsystem weitergeleitet werden.

Ereignisverarbeitung

Ereignisse werden dann erzeugt, wenn sich der Status einzelner Objekte im Prozess oder auch im Stationsleitsystem selbst verändert. Die Ereignisverarbeitung eines SCADA-Systems kann, gesteuert durch ein vielseitiges System zur Klassifizierung, eine oder mehrere der folgenden Aktionen einleiten:

- Ausgabe des Ereignisses auf dem Drucker
- Ausgabe des Ereignisses in der Ereignisliste
- Unquittierte und anstehende Warnmeldung
- Akustischer Alarm
- Anstoß von weiteren Funktionen

Sowohl für Messwerte als auch für Meldungen können bei der Ereignisverarbeitung meist unterschiedliche Zeitverzögerung definiert werden, normalerweise in Abhängigkeit vom überwachten Betriebsmitteltyp. So können beispielsweise Zeitverzögerungsgruppen für Leistungsschalter oder für antriebsgesteuerte Trenner usw. angegeben werden. Die Verzögerungszeit spezifiziert eine Zeitspanne zwischen dem Zeitpunkt der Erkennung einer Messwert- oder Meldungsänderung und dem Zeitpunkt der möglichen Darstellung dieser Zustandsänderung. Nimmt der Zustand des Messwertes oder der Meldung innerhalb dieser Zeitspanne wieder den ursprünglichen Wert an, so wird keine Darstellung des Ereignisses oder einer Warnmeldung angestoßen.

Ereignislisten

Eine Ereignisliste ist die historische Aufzeichnung von Ereignissen, die chronologisch sortiert dargestellt werden, wobei jedes Ereignis einen Zeitstempel und eine Beschreibung hat. Um den Bediener nicht mit Ereignissen zu überfluten, erfolgt bei der Darstellung von Ereignislisten eine Filterung auf Ereignisse, die zu einem bestimmten Teil des Systems, zum Beispiel einer Spannungsebene, gehören. Dieser Filter wird automatisch durch den gegenwärtig selektierten Systemteil bestimmt und beschränkt den Informationsumfang auf den für den Bediener zu diesem Zeitpunkt relevanten Anteil.

Zusätzlich zur automatischen Filterung können auch weitere Reduzierungen der Ereignisse vom Bediener durch Verwendung der Ereignisauszugsfunktion erreicht werden. Die Liste kann so eingeschränkt werden, dass sie nur noch Ereignisse einer bestimmten Priorität, eines bestimmten Typs, Ereignisse für ein bestimmtes Objekt oder eine Gruppe von Objekten oder einer Kombination dieser oder anderer Eigenschaften enthält. Als Beispiel kann so zur Lokalisierung eines Erdschlusses die Ereignisdarstellung auf alle Meldungen von Erdschlussrelais in einem bestimmten Zeitraum eingeschränkt werden.

Warnmeldungsverarbeitung

Bestimmte Ereignisse können so definiert werden, dass sie als Warnmeldung (Alarm) weiterverarbeitet werden. Warnmeldungen müssen explizit quittiert werden und bieten weitreichendere Möglichkeiten zu Darstellung als Ereignisse. Warnmeldungen werden wie folgt dargestellt:

- Betroffene Objekte werden in einen Zustand „unquitierte Warnmeldung“ und/oder „anstehende Warnmeldung“ gesetzt. In jedem Bild, in dem sie angezeigt werden, werden die Symbole besonders hervorgehoben.
- Eine Warnmeldungsbedingung erzeugt einen Eintrag in entsprechenden Warnmeldelisten.
- Das Eintreten einer Warnmeldung kann zu einem akustischen Alarm führen.

Warnmeldeliste

Die Warnmeldeliste hat die gleiche Struktur wie die Ereignisliste. Während die Ereignisliste eine kontinuierliche Registrierung aller Ereignisse enthält, geben die Einträge in der Warnmeldeliste die aktuellen Warnmeldezustände der Objekte in komprimierter Form wieder. Unquitierte Warnmeldungen können von jedem Bedienplatz aus, der über die entsprechende Zuständigkeit bezüglich des zugehörigen Objektes verfügt, quittiert werden. Wird ein Objekt quittiert, so wird der Eintrag für dieses Objekt als quittiert gekennzeichnet. Gehört das Objekt zu einer anstehenden Warnmeldung, so verbleibt der Eintrag in der Warnmeldeliste erkennbar als quittiert, jedoch im

Zustand anstehende Warnmeldung. Im anderen Fall wird der Eintrag aus der Liste gelöscht.

10.2.5.3 Visualisierung

Zur Überwachung und Steuerung der kontrollierten Schaltanlage werden durch die Dateneingabe so genannte Anlagenbilder erstellt. Diese zeigen die Konfiguration und den dynamischen Status der gesamten Anlage, bzw. von einzelnen Teilsystemen. Dabei werden in einer schematischen Darstellung der Anlage die statischen Informationen zusammen mit dynamischen Objekten dargestellt.

Statische Bildinformation sind zum Beispiel die Anlagentopologie mit Leitungsabgängen, Sammelschienen und Transformatoren, die Namen der Betriebsmittel oder Sammelschienenfelder, usw. Die dynamischen Bildobjekte zeigen den Gerätestatus, numerische Werte für Leistungsfluss, Spannungen und andere Messwerte, oder auch durch das Stationsleitsystem berechnete Werte, wie zum Beispiel Summen von Messwerte oder die aus Wirk- und Blindleistung ermittelte Scheinleistung. Gegebenenfalls wird auch eine dynamische Netzeinfärbung dazu verwendet, um den Status (spannungsführend, spannungslos, geerdet, usw.) oder die Spannungsebene, mittels entsprechender Einfärbung der Symbole für Leitungen, Sammelschienen, Transformatoren, usw., zu visualisieren.

Die Überwachung der Betriebsmittel, der Schaltanlage oder des Umspannwerkes erfolgt in Regel über diese Anlagenbilder. Durch Anwahl eines Betriebsmittels in einem Anlagenbild und der Auswahl des entsprechenden Bediendialogs werden die Überwachungs- und Steuerungsfunktionen des Stationsleitsystems aufgerufen.

Neben den Anlagenbildern gibt es in Stationsleitsystemen noch eine Reihe weiterer Bildtypen:

- **Listenbilder** Listenbilder finden Verwendung zur Präsentation von Ereignis- oder Warnmeldelisten, aber auch zur Darstellung von tabellarischen Ergebnissen der Applikationen, wie zum Beispiel Archiven.
- **Baumdarstellung (Explorer Darstellung)** Neben der Darstellung der Betriebsmittel in den Anlagenbildern können alle in der Datenbank des Stationsleitsystems befindlichen Datenobjekte auch in einer Baumdarstellung, ähnlich der Dateistruktur eines PC-Laufwerkes, dargestellt werden. Die Anordnung der Objekte innerhalb des Baumes erfolgt automatisch gemäß der bei der Dateneingabe definierten Anlagenhierarchie. Damit lassen sich auch Datenobjekte anwählen, für die keine Darstellung in einem Anlagenbild gemacht wurde, wie zum Beispiel Fernwirkgeräte.
- **Kurvendarstellung** Mit Hilfe von Kurvendarstellungen lässt sich der Verlauf von dynamischen Größen (z. B. Messwerte) in Abhängigkeit von der Zeit darstellen. Damit lassen sich Entwicklungstendenzen leichter verfolgen.
- **Systembilder** Zur Überwachung der Funktionen des Stationsleitsystems selbst, gibt es eine Reihe von Systembildern, in denen die Komponenten des Leitsystems und ihr jeweiliger Status dargestellt werden.

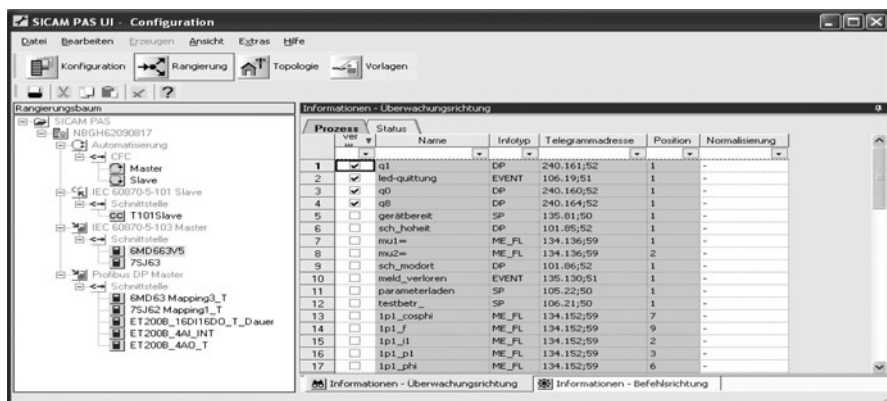


Abb. 10.5 Typisches Applikationsfenster für Systemkonfiguration und Datenpflege. (Quelle: Siemens AG)

10.2.5.4 Störverlaufsanalyse/Störschriebe

Schutzgeräte werden heutzutage ausschließlich in Digitaltechnik gebaut und besitzen Analog/Digital Wandler, die ein hochfrequentes Abtasten der Eingangssignale ermöglichen. Dadurch lassen sich in die Geräte Störschriebfunktionen implementieren, die es erlauben, den Signalverlauf vor, während und nach einer Störung für einen definierten Zeitraum aufzuzeichnen und abzuspeichern. Diese Störschriebinformationen können dann über den Stationsbus ausgelesen und mittels entsprechender Visualisierungssoftware auf dem Stationsrechner oder auch auf dem Rechner eines überlagerten Netzleitsystems zur Störverlaufsanalyse dargestellt werden. Als ein herstellerunabhängiges Dateiformat für die Störschriebinformationen hat sich das sogenannte COMTRADE Format etabliert.

10.2.5.5 Datenpflege

Systeme zur Schaltanlagenüberwachung benötigen eine große Zahl an statischen Informationen für die Beschreibung der Systemkonfiguration, der Fernwirkrangierung und der Anlagentopologie. Passend zur Anlagentopologie müssen dann gegebenenfalls auch noch Anlagenbilder für das Bedienerinterface gezeichnet werden. Dabei handelt es sich zum einen um Beschreibungen (Textdaten), zum anderen um graphische Abbildungen der Anlage. Beide Informationstypen müssen konsistent, leicht zu erfassen und leicht zu aktualisieren sein.

Die Eingabe der Daten des Stationsleitsystems erfolgt meist zuerst in einer eigenständigen Datenpflegeapplikation, die den Dateneingabe durch verschiedene, teilweise auch aufgabenbezogen, gefilterte Darstellung der Daten (Topologie, Kommunikation, Konfiguration, usw.) bei der Dateneingabe unterstützt (s. Abb. 10.5). Mit Hilfe von Vorlagen lassen sich immer wiederkehrende Datenkonstellationen schnell und einfach erfassen.

Mit der Einführung der IEC 61850 lassen sich viele Informationen auch importieren, wenn diese bei der Konfiguration einer anderen Komponente, zum Beispiel eines Schutzgerät, schon einmal für ein anderes Gerät eingegeben und in der von der IEC 61850 definierten Substation Configuration Language (SCL) exportiert worden sind.

10.3 Phasenwinkelmessungen

In der Vergangenheit konnten nur die Betragswerte der Strom- und Spannungsmesswerte aus den Schaltanlagen und Umspannstationen zu einer zentralen Leitstelle übertragen werden, da es an einem hochgenauen Zeitnormal mangelte. Mit der Verbreitung der GPS Technologie steht nun ein solches Zeitnormal überall auf der Welt zur Verfügung. Damit wird es möglich, neben den Beträgen auch die Phasenwinkel von Spannung und Strom an räumlich getrennten Orten zu erfassen und an ein zentrales System zu übertragen (s. Abb. 10.6). Dort können dann die Phasenwinkelinformationen in Relation gesetzt und ausgewertet werden. Für die Messung von Synchronzeigern in Elektroenergiesystemen ist mit der IEEE C37.118 ein weltweiter Standard definiert worden.

10.3.1 Messgeräte

Heutige Feldgeräte werden ausschließlich digital aufgebaut und haben schnelle Analog/Digital-Wandler implementiert. Auf der Basis bestehender Feldgeräteplattformen können somit gleichfalls Phasenwinkelmessgeräte, auch Phase Measurement Unit (PMU) genannt, aufgebaut werden. Genügend Rechenleistung sowie Rechenpeicher und ein Eingangssignal für eine hochgenaue Zeitreferenz vorausgesetzt, kann die Phasenwinkelmessfunktion durch entsprechende Firmware realisiert werden. Die Ausgabe der gemessenen Phasenwinkel erfolgt dann über die Schnittstelle zum Stationsbus.

10.3.2 Anwendungen

Neben einer Verbesserung der State Estimation bezüglich Konvergenz und Genauigkeit lassen sich mit Hilfe von hochzyklisch (10–100 ms.) erfassten Phasenwinkelmesswerten ganz neue Arten der Netzzustandsüberwachung realisieren. So wie in einem mechanischen Kraftübertragungssystem die Torsion bei den Antriebswellen eine Information über deren Belastungen gibt, ist es möglich mit der Phasenwinkelmessung kritisch belastete Stellen im elektrischen Energieübertragungssystem zu lokalisieren.

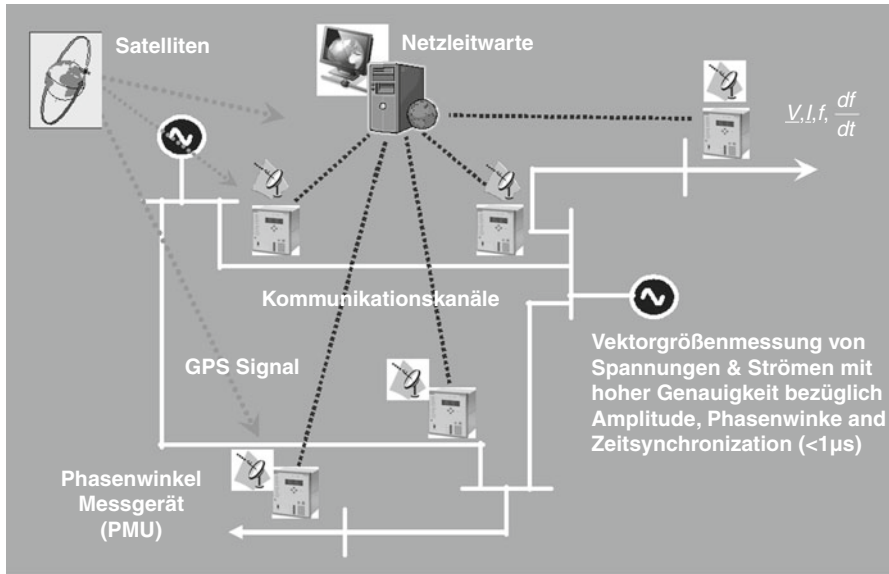


Abb. 10.6 Verteilte Phasenwinkelmessung in einem Energieversorgungsnetz. (Quelle: Siemens AG)

Darüber hinaus ermöglicht die hochzyklische Abtastung der Phasenwinkel auch die Erkennung und Überwachung von dynamischen Vorgängen, wie zum Beispiel Leistungspendelungen. Durch die Überwachung mittels Phasenwinkelmessung ist es möglich zu kontrollieren, ob solche Vorgänge stabil sind, abklingen oder sich aufschaukeln. Im letzten Fall können dann frühzeitig dämpfende Gegenmaßnahmen eingeleitet und deren Wirksamkeit überwacht werden.

Die Nutzung der Phasenwinkelmessungen ist noch in den Anfängen, aber erste Anwendungen zeigen, dass mit dieser neuen Technik die Übertragungssicherheit, besonders bei hoch ausgelasteten Netzen, verbessert werden kann.

10.4 Fernwirktechnik

10.4.1 Infrastruktur

Unter Fernwirktechnik ist die Übertragung von Daten zwischen den Fernwirkgeräten und dem Netzleitsystem in der Leitwarte zu verstehen (s. Abb. 10.7). Prozessdaten werden durch Fernwirkgeräte (auch Remote Terminal Units oder RTU) abgerufen und gesammelt. Über Netzwerkverbindungen, direkte Verbindungen, wie zum Beispiel Funkverbindungen, Starkstromleitungen (Power Line Carrier), optische Glasfaserkabel oder auch öffentliche Telefonnetze überträgt die RTU die Daten an das Netzleitsystem unter Verwendung von genormten Protokollen.

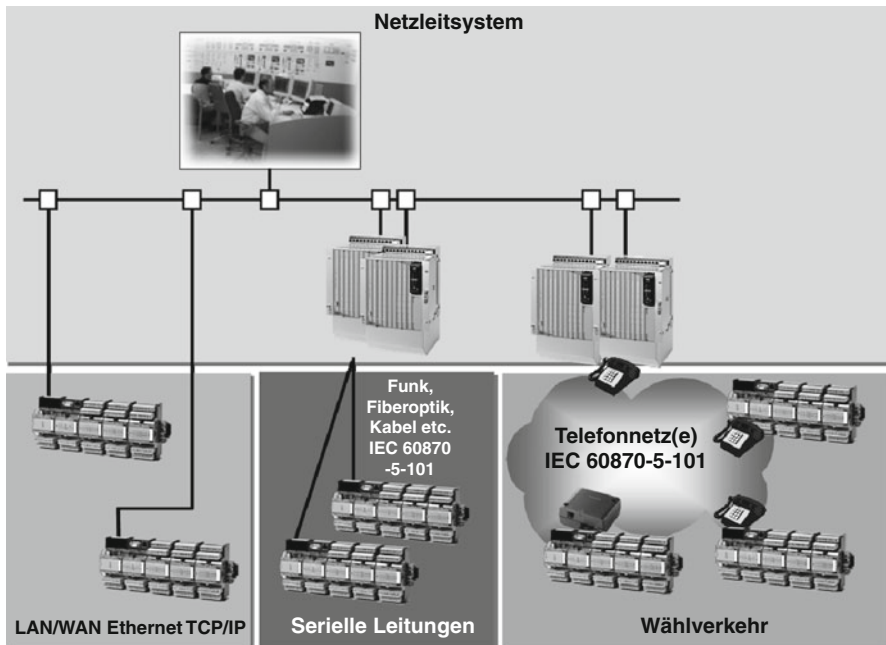


Abb. 10.7 Kommunikation zwischen Schaltanlagen und Netzleitsystem. (Quelle: Siemens AG)

Bei den direkten Verbindungen werden teilweise mit einer Kommunikationsleitung auch mehrere RTUs mit dem Netzleitsystem verbunden, damit die Anzahl der benötigten physikalischen Kommunikationsleitungen reduziert wird. Die folgenden wesentlichen Konfigurationsalternativen sind möglich:

- **Punkt-zu-Punkt:** Jeweils eine Standleitung zu jeder RTU
- **Mehrpunkt-Verbindung:** Mehrere RTUs in Serie hintereinander geschaltet.
- **Sternkonfiguration:** Mehrere RTUs mit eigenem Kommunikationskanal verwenden ein gemeinsames Element, z. B. im Kontrollzentrum. Diese Konfiguration wird üblicherweise verwendet, wenn Funkverbindungen verwendet werden.

Bei den Netzwerkverbindungen kommen in der Regel Wide Area Network (WAN) Technologien zum Einsatz. Da es sich bei einer Netzwerkverbindung um eine logische Verbindungen zwischen den Geräten handelt, die gemeinsam ein Verbindungsmedium benutzen, wird hier hauptsächlich mit Punkt-zu-Punkt Verbindungen gearbeitet.

Direkt vom Netzleitsystem aus initiierte Wählverbindungen können nur im Punkt-zu-Punkt Betrieb arbeiten, da vom Leitsystem aus pro Modem immer nur eine Gegenstelle angewählt werden kann.

10.4.2 Protokolle

Eine wesentliche Grundlage für eine reibungslose Datenerfassung ist die Verwendung von anerkannten internationaler Normen und de-facto Standard-Kommunikationsprotokollen. Dies erleichtert die Integration vorhandener RTUs oder RTUs anderer Hersteller. Daneben gibt es aber historisch bedingt noch eine Vielzahl proprietärer Protokolle der einzelnen Hersteller von Fernwirktechnik. Durch ihre internationale Normung sind heute die Protokolle

- IEC 60870-5-101
- IEC 60870-5-104
- DNP 3
- DNP 3i

weit verbreitet, wobei sich die DNP Protokolle zumeist in den US-geprägten Regionen finden während die IEC Protokolle mehr in den europäischen geprägten Regionen anzutreffen sind. Während das „DNP 3“ und das „101er“ Protokoll als Übertragungsweg eine serielle Leitung vorsehen, findet bei „DNP 3i“ und dem „104er“ Protokoll eine TCP/IP Netzwerkverbindung als Übertragungsmedium Verwendung.

10.4.2.1 IEC 61850 in der Fernwirktechnik

In den letzten Jahren ist es gelungen mit dem neuesten Protokoll IEC 61850 einen neuen Standard in der Stationsleittechnik zu definieren und weltweit einzuführen. Das in der IEC 61850 definierte Kommunikationsprotokoll lässt sich prinzipiell auch zur Kommunikation zwischen Stations- und Netzleitebenen einsetzen.

Da aber die IEC 61850 nicht nur ein Kommunikations- sondern auch ein Datenmodell definiert, bedarf es einer Anpassung der Datenmodelle auf Stations- und Leitsystemebene um alle Vorteile der neuen Norm ausnutzen zu können.

Auf der Netzleitsystemebene hat sich in der Vergangenheit mit dem Standard IEC 61970, auch Common Information Model (CIM) genannt, ein Datenmodellstandard entwickelt, der auf die Belange von Netzleitsystemapplikationen und deren Datenaustausch hin konzipiert ist (s. auch Kap. 10.6.4.1). Um einen Austausch der Konfigurationsdaten zwischen Stations- und Netzleitebene zu vereinfachen, laufen hier aktuell in den Normungsgremien Harmonisierungsaktivitäten zwischen der IEC 61850 und der IEC 61970, die eine entsprechende Abbildungsdefinition zwischen den beiden Datenmodellstandards definieren soll. Mit dieser Harmonisierung kann dann eine noch bessere vertikale Integration in der Energieautomatisierung realisiert werden.

10.5 Zählerfernauslesung

10.5.1 Der intelligente Zähler

In der Vergangenheit wurde der Energieverbrauch mit Ausnahme von Sondervertragskunden mit Hilfe von mechanischen Zählern (Ferrariszähler) überwacht. Diese Zähler waren nur in der Lage den Energieverbrauch zu kumulieren, maximal wurden zwei Tarifzeiten unterschieden.

Mit dem neuen intelligenten Zähler lassen sich die Verbrauchsprofile wesentlich feingranularer erfassen, typischerweise in 15 min. Zyklen. Darüber hinaus unterstützen intelligente Zähler oft auch eine Fernauslesung. Als Kommunikationstechniken kommen hier Funk (GSM, Wifi, etc), Breitband (ADSL, etc) oder Power Line Carrier zur Anwendung.

Mit Hilfe von intelligenten Zählern kann der Energiekunde sein Verbrauchsverhalten besser überwachen und seine Energieeffizienz steigern, in dem er große Energieverbraucher identifiziert und bewusster einsetzt. In Kap. 10.7 Smart Grid werden die neuen Energiemanagementmöglichkeiten durch intelligente Zähler im Detail diskutiert.

10.5.2 Zählerfernauslesung und Verteilnetzautomatisierung

Wie im vorherigen Kapitel beschrieben, kann für die Übertragung der Zählerinformation Power Line Carrier Technik eingesetzt werden. Dabei wird die Nutzinformation auf ein hochfrequentes Trägersignal aufmoduliert und über das Stromkabel gesendet. Das heißt, die Zählerdaten werden über denselben physikalischen Weg übertragen, durch den auch der Strom fließt. In einer größeren Verteilnetzstation werden dann die Zählerdaten ausgekoppelt und über bestehende Fernwirkverbindungen an die Zentrale übermittelt. Damit integriert sich die Zählerfernauslesung nahtlos in die bestehende Verteilnetzautomatisierung und bietet obendrein eine kostengünstige Möglichkeit, Verteilnetzstationen die noch nicht fernwirktechnisch erschlossen sind, über die Power Line Carrier Technologie mit in die Fernüberwachung einzubinden.

10.5.3 Das IKT-Gateway als Schnittstelle zur Gebäude- und Hausautomatisierung

Durch die der Zählerfernauslesung wird die Kommunikationslücke zwischen der Kommunikation im elektrischen Energieversorgungsnetz und der Kommunikation in den Gebäuden geschlossen. Mit Hilfe eines sogenannten IKT-Gateways lassen sich die beiden bisher getrennten Automatisierungswelten verknüpfen und neue Applikationen entwickeln.

Dabei ist vor allem das aktive Lastmanagement ein bedeutender Schritt hin zu einer besser Nutzung von erneuerbaren Energien. Mit Hilfe eines Integrierten Lastmanagements können die in den Gebäuden vorhandenen Energiespeicher dem Netzmanagement zur Verfügung gestellt werden, in dem zum Beispiel Wärme oder Kältespeicher dann gefüllt werden, wenn genügend erneuerbare Energie verfügbar ist und umgekehrt, wenn erneuerbare Energie knapp ist, können Verbraucher wie Lüftung, Pumpen, etc gedrosselt werden um den Bedarf an nicht erneuerbaren Energien zu minimieren. Dabei kann die Verbrauchssteuerung direkt erfolgen, aber auch indirekt über flexible Strompreise (s. auch Kap. 10.7).

10.6 Netzleittechnik

10.6.1 Marktumfeld, Anforderungen an die Netzleittechnik

10.6.1.1 Marktumfeld

Die Deregulierung und Marktöffnung der Stromversorgungsindustrie hat dramatische Veränderungen für die Energiewirtschaft mit sich gebracht. Im Wesentlichen werden gemäß Abb. 10.8 dabei vor allem vertikal organisierte Energieversorger neu in Energieerzeuger, Übertragungsnetzbetreiber und Energieverteiler aufgeteilt und die physische Stromproduktion und -verteilung von der kommerziellen Energievermarktung separiert.

Dieser Wandel führt bei den Energieversorgungsunternehmen (EVU) im Wesentlichen zu:

- Intensivem Wettbewerb und damit zu vermehrtem Kostendruck
- Restrukturierungen, z. B. bezüglich dem Netzbetrieb und Energiehandel
- Allianzen, z. B. in Form von kooperierenden Marktakteuren, sowie Akquisitionen und Fusionen
- Stärkere Kundenorientierung um Stammkunden besser zu binden und neue Kunden zu gewinnen

Die Akteure sind dadurch gezwungen, ihre Position im Markt zu überdenken und eine eventuelle strategische Neuausrichtung vorzunehmen. Dies betrifft sowohl das EVU als auch die Zulieferer von Informationstechnologie (IT)-basierenden Lösungen, z. B. den Netzleit-, Fernzähl-, Kommunikations-Lieferanten usw.

Die Auslegung der IT-Lösungen und damit auch der Netzleittechnik ist auch für die EVU ein entscheidender Faktor für den Erfolg im deregulierten Markt. Praktisch alle wichtigen Geschäftsprozesse sind heute stark von den IT-basierenden Applikationslösungen und deren Vernetzung abhängig. Die Vernetzung soll hauptsächlich einen optimalen Arbeitsfluss und damit verbundene Kostensenkungen ermöglichen.

Mit der Liberalisierung des Energiemarktes ergibt sich auch eine Zunahme der Komplexität im IT-Bereich, insbesondere bei der Auslegung und Anpassung von

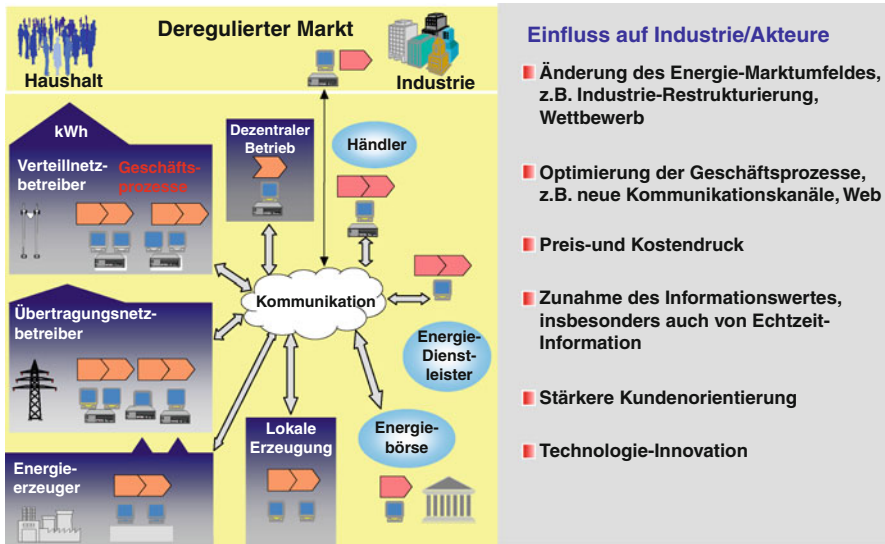


Abb. 10.8 Strukturänderung bei den Energieversorgern. (Quelle: Siemens AG)

Systemkonzepten. Dabei haben sich auch die Anforderungen an die Netzleittechnik stark verändert. Um den neuen Anforderungen gerecht zu werden müssen die Systeme und Applikationen modularer aufgebaut und auf die Entflechtung von Produktion, Transport, Verteilung und Handel abgestimmt und gegebenenfalls funktional erweiterbar sein.

Die moderne Netzleittechnik konzentriert sich im Allgemeinen auf die folgenden Aufgaben:

- Sichere Überwachung und Steuerung der elektrischen Energieversorgung
- Unterstützung einer unterbrechungsfreien Energieversorgung
- Optimierung des Netzbetriebes betreffend des Energietransportes und der -verteilung
- Bereitstellung von echtzeit-orientierten Netzzuständen für weiterführende Applikationen (Statistik usw.).

Moderne Netzleittechnik ist meist ein integraler Bestandteil der gesamten IT-Lösung des Energieversorgers. Daher unterstützt sie auch eine reibungslose Integration in das IT-Umfeld und trägt so maßgebend zur Verbesserung der Arbeitsabläufe in den jeweiligen Unternehmen bei.

10.6.1.2 Prinzipielle Anforderungen an ein Netzleitsystem

Für die Netzleittechnik im liberalisierten Marktumfeld und insbesondere auch im Übergang zur Liberalisierung sind die folgenden Anforderungen von Wichtigkeit.

Kostenorientierte Anforderungen

- Minimale Gesamtkosten des Netzleitsystems über den System-Lebenszyklus (Totale Eigenerkosten für Beschaffung, Implementation, Datenhaltung, Systemhaltung, Ausbildung, Integration, Adaption, Migration usw.)
- Kurze Implementierungszeiten für das Netzleitprojekt
- Komplexitätsbewältigende und risikoarme Netzleittechnik-Lösung
- Evolutionäre Adaptionmöglichkeiten an neue Gegebenheiten (z. B. an neue Marktregeln, Aufgaben usw.) unter Wiederverwendung bewährter Lösungen
- Unterstützung von internationalen Standards.

Nutzenorientierte Anforderungen

- Breiter Funktionsumfang entsprechend der Netzbetriebsaufgaben
- Flexibilität zum Konfigurieren der „geeignetsten Lösung“ für die gewählte Differenzierung der Unternehmensleistung im Wettbewerb
- Vernetzungs- und Integrationsflexibilität von Applikationen für die optimale Unterstützung der Produktivität entlang den Wertschöpfungsketten, Abbau von Überlappungen
- Kommunikationsflexibilität nach innen und außen zur Fokussierung der Unternehmensleistung auf die Kunden und den Markt, insbesondere auch durch Web-Fähigkeit des Systems
- Rasche Umsetzung strategischer Geschäftsziele mittels der Netzleittechnik-Lösung.

10.6.2 Systemkonzeption für Netzleitsysteme

Auf einem hohen Abstraktionsniveau basiert ein modernes Netzleit-Systemkonzept auf einem Knotenmodell, in dem der modulare, verteilbare Systemknoten „Netzleitstelle“ als Bestandteil der IT-Welt in einem EVU behandelt wird (s. Abb. 10.9). Internationalen Standards, insbesondere jene der IEC (International Electrotechnical Commission), sowie de-facto Standards und entsprechende Basistechnologien erlauben leistungsfähige Netzleittechnik-Lösungen aufzubauen.

Mit dem Netzleitsystem werden bei EVU-Betreibern zumeist Echtzeit-Informationen aus dem Netz erfasst und darauf basierend das Energieversorgungsnetz optimal überwacht und gesteuert. Zusätzlich erlaubt das Netzleitsystem auf effiziente Art mit den übrigen IT-basierenden Applikationen des EVU's integrierend zusammenzuarbeiten. Die wichtigsten Elemente dabei sind Objektdaten und damit verbundene Applikationen und Services.

Die Konzeptarchitektur basiert im Wesentlichen auf Komponenten (Bausteinen), einem zugehörigen gemeinsamen Informationsmodell und einer Infrastruktur (Bussystem usw.) zum Betrieb der Komponenten. Eine oder mehrere Komponenten bilden eine Applikation, beispielsweise eine Netzoptimierung oder eine Service-Applikation. Je nach Aufgabenstellung können Applikationen, z. B. entsprechend

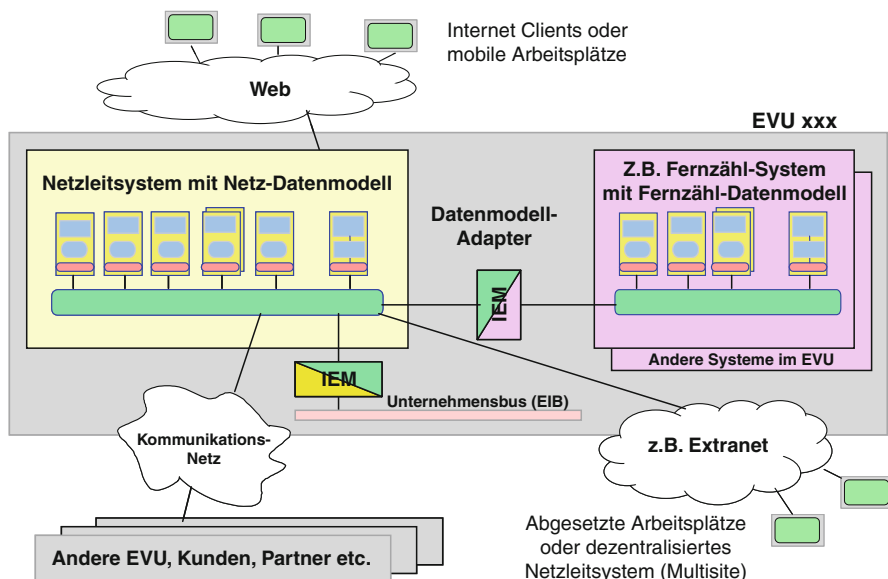


Abb. 10.9 Überblick zum Konzept und zur Architektur. (Quelle: Siemens AG)

der Entflechtung in einem deregulierten Markt, zu einem System zusammengefasst werden. Das Konzept unterstützt auch Integrationsschnittstellen zu anderen Systemen, beispielsweise einem Fernzählsystem. Eine unterschiedliche Applikationsbündelung erlaubt eine flexible Konfigurierung des Systems für einen EVU-Typ, z. B. einen Energieproduzenten, Verteilnetz-, Übertragungsnetzbetreiber usw.

Das Netzleitsystem kann sowohl zentralisiert als auch dezentralisiert strukturiert sein (Multisite). Es kann über standardisierte, lose Kopplungsmechanismen, beispielsweise XML, TCP/IP, mit anderen Systemen kommunizieren (verteilte Intelligenz) und bildet somit einen Netzknoten in einer vernetzten Systemwelt des EVU. Aus Leistungs- und Effizienzgründen sind innerhalb eines Applikationsbündels jedoch auch engere Kopplungen der Applikationen und Komponenten möglich.

Innerhalb des EVU kann das System auch via standardisierter Gateways über einen Unternehmensbus (z. B. Enterprise Information Bus) kommunizieren. Die Vernetzung mit der EVU-Außenwelt (andere EVUs, Kunden, Partner usw.) erfolgt über standardisierte Kommunikationsverfahren wie ICCP (Inter-Control Center Communication Protocol), Internet usw.

Der Systemknoten „Netzleitsystem“ kann für außenliegende Systemknoten (z. B. ein Energiebilanzsystem oder CRM-System (Customer Relation Management)) Dienstleistungen zugunsten des Benutzers erbringen (z. B. Übernahme und Darstellung von Energiebilanz-Zuständen auf einem Netzführungsbild).

Der Systemknoten „Netzleitsystem“ oder auch darin enthaltene Applikations-Komponenten bieten die notwendigen Schnittstellen für eine Einbettung in ein Integrationsumfeld. Applikations-Komponenten sind wieder verwendbar. Damit wird

eine evolutionäre Systemadaption unterstützt. Umgekehrt erlaubt das Komponenten-Konzept in der Netzleittechnik auch die Verwendung resp. Integration von Applikationskomponenten Dritter, um die bestgeeignete Lösung zu konfigurieren. Die Unterstützung der Prinzipien einer „best-of-class“-Konfiguration erfolgt durch ein entsprechend leistungsfähiges und flexibles System- und Datenkonfigurations-Werkzeug. Weitere Details zur Integration im EVU- Gesamtbereich sind im Kap. 10.6.8 beschrieben.

10.6.3 Systemarchitektur

10.6.3.1 Standards und Technologien

In der Netzleittechnik kommen häufig Microsoft-Technologien und verwandten Standards eine Schlüsselrolle zu. Übliche Standards sind:

- Betriebssystem MS Windows
- Verwendung standardisierter Hardware von Industrie-PCs
- Einsatz von Cluster-Systemen für hohe Verfügbarkeit und wählbare Redundanz
- Server-Verbindungen auf der Basis von Standard-LANs und der Verwendung von Standardprotokollen
- offene Schnittstellenstandards auf der Basis der Komponententechnologie, einschließlich:
 - OPC-UA (Open Process Control for Unified Architecture)
 - ActiveX-Komponententechnologien, die in allen Bausteinen des Systems Verwendung finden
 - XML-Formate für den Export/Import von Daten
 - ODBC- (Open Database Connectivity), OLE- (Object Linking and Embedding)
- Anbindung von Microsoft-Tools über OLE (beispielsweise Anbindung von EXCEL-Tabellenformaten)
- Relationale Datenbank mit offenen Schnittstellen
- Verfügbarkeit der normierten und international standardisierten Protokolle IEC 60870-5, IEC 60870-6, IEC 61850, IEC-GID etc.

10.6.3.2 Domänenstruktur

Ein Netzleitsystem ist zweckmäßigerweise gemäß Abb. 10.10 in lose gekoppelten Domänen oder Ebenen aufgebaut. Damit kann es für die verschiedenen Anwendungsfälle und Gegebenheiten flexibel strukturiert und skaliert werden.

Im Weiteren wird dadurch auch eine große Integrations- und Restrukturierungsflexibilität erreicht, die insbesondere bei der Entflechtung in liberalisierten Märkten wirtschaftliche Anpassungen innerhalb des System-Lebenszyklus erlaubt.

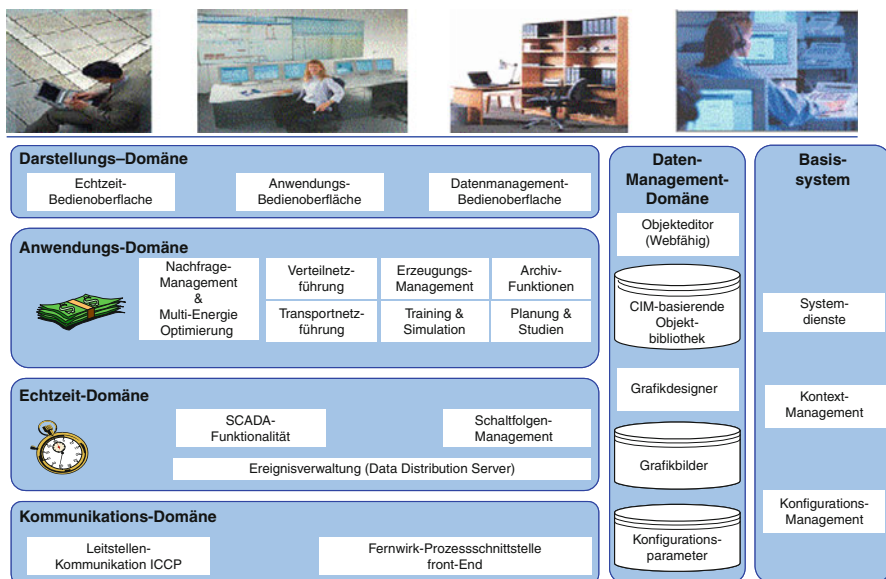


Abb. 10.10 Struktur und Funktionsüberblick des Netzleitsystems. (Quelle: Siemens AG)

Jede Domäne läuft unabhängig und ist mit anderen Domänen über gut definierte Schnittstellen verbunden. Die Hardware-Ressourcen können pro Domäne entsprechend der Belastung und der Systemverfügbarkeit konfiguriert werden. Die Skalierung ermöglicht kleine bis größte Systemkonfigurationen.

10.6.3.3 Komponenten-Architektur und Datenmodelle

Komponentenarchitektur

Die Komponentenarchitektur und das gemeinsame Datenmodell gemäß Abb. 10.11 sind wesentliche Eigenschaften einer zukunftsorientierten Architektur. Eine Organisation in Ebenen (Layer) und standardisierten Schnittstellen erlaubt die Kapselung der Komponenten und eine Modifikation einer Ebene unabhängig von einer anderen.

Ein umfassendes Domänen-Modell modelliert alle Daten in einheitlicher Benutzersicht (Prozess, System, Kommunikation, Arbeitsfluss usw.), um einerseits Systemkosten tief zu halten und andererseits Konsistenz aller Informationen effizient zu gewährleisten. Die Prozessobjekte (Schalter, Leitungen usw.), d. h. die relevanten Elemente des physischen Netzes, werden auf der Basis des CIM (Common Information Model IEC 61970) modelliert. Das standardisierte Komponentenmodell und ein Komponenten-Interface ermöglicht die Kombination und Interaktion von kompatiblen Komponenten verschiedener Hersteller nach einem „Plug and Play“-Ansatz. Im Weiteren erleichtert die beschriebene Architektur zusätzlich:

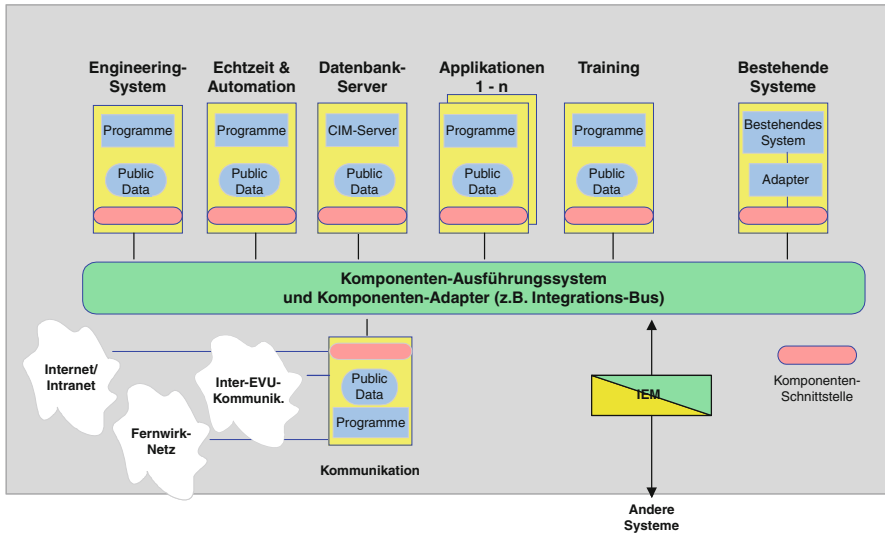


Abb. 10.11 Überblick zur Komponentenarchitektur und den wichtigsten Komponenten eines Netzleitsystems. (Quelle: Siemens AG)

- den effizienten Zugriff auf die Knoten-Daten (Data Warehouse-Nutzung),
- die spezifische Programmentwicklung mittels Applikations-Programmierungs-Interfaces (API),
- die inkrementelle Erweiterung des Systems durch neue Applikationen,
- die Produktevolution ohne bestehende Schnittstellen zu verändern und
- das Einbinden von nicht kompatiblen Applikationen oder Systemen.

Struktur des Datenmodells

Das Objektmodell für die Prozessdaten basiert auf dem Common Information Model (CIM). Das Modell kann für eine große Zahl Anwendungsfällen verwendet werden, ohne eine spezielle Anpassung vornehmen zu müssen. Alle Objekttypen sind im Domänenobjektmodell gespeichert. Es liefert eine Logikstruktur, mit der ein externer Benutzer auf Objektdaten zugreifen und mit den Anwendungen über Anwenderprogrammierschnittstellen, z. B. auf SQL-Basis (Sequential Query Language), einwirken kann. Der vollständige Satz von Objekttypen bildet das Domänenobjektmodell des Netzleitsystems. Es beinhaltet alle Objektdaten, die Instandsetzungs- und Betriebsanwender darstellen können, und auch alle Befehle, die Betriebsanwender ausführen können.

Das Objektmodell ist in einem Format strukturiert, das aus Sicht des Anwenders sinnvoll und unabhängig von der tatsächlichen physikalischen Implementierung der Datenspeicher und der ausführbaren Software ist. Ein einzelnes Objektmodell deckt SCADA-Anwendungen (Supervisory Control and Data Acquisition) und

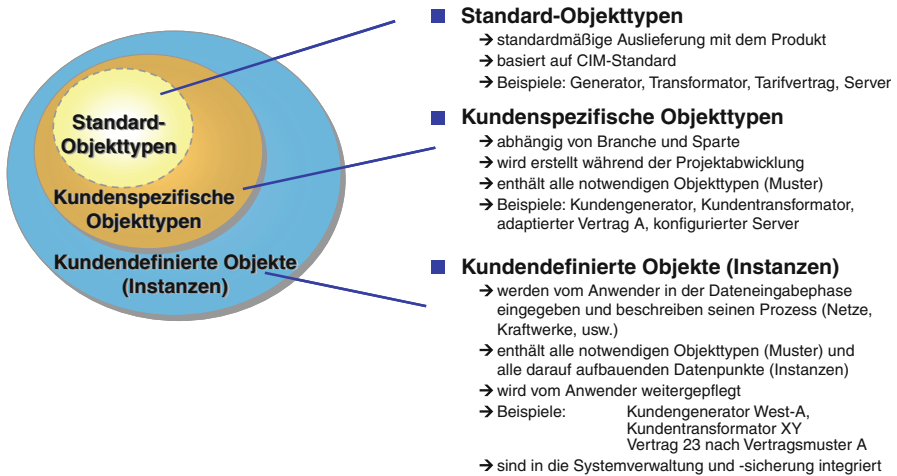


Abb. 10.12 Struktur des Datenmodells. (Quelle: Siemens AG)

ausgewählte allgemeine Anwendungen ab. Das Domänenobjektmodell beschreibt Informationen im Hinblick auf:

- Objekttypen (wie Klassen oder Grundelemente)
- Attribute
- Verknüpfungen (wie z. B. die Zusammenhänge zwischen Objekten)
- Methoden (wie z. B. Befehle oder Operationen, die der Benutzer oder die Client-Anwendung an einem Objekt ausführen kann).

Die Objekte umfassen:

- Netzelemente (Betriebsmittel)
- Organisation der Netzelemente in logischen Gruppen wie Unterstationen, etc.
- Topologische Anschlussmöglichkeiten der Netzelemente
- Physikalische Geräte des Computer-Systems
- Konfiguration der externen Kommunikations- und Datenerfassungsgeräte
- Verarbeitungsregeln für die Messung dynamischer physikalischer Werte wie Spannung und Leistung
- Modelle des dynamischen Systemverhaltens wie Lastmuster oder Lastverteilungsfaktoren
- Darstellung der Netzelemente in grafischen Bildern.

Die Abb. 10.12 zeigt das Basisobjektmodell als das Zentrum (das die Grundtypen enthält), welches für spezielle Kunden als Kundenobjektmodell (das die projektspezifischen Typen enthält) individuell angepasst werden kann. Während der Dateneingabe oder durch Datenimport können die Typen im Objektmodell als Objekte im Kundenbetriebsmodell instanziiert werden. Das Kundenbetriebsmodell enthält alle für das Kundensystem und das Netz definierten Objekte.

10.6.4 Domänen- und Funktionsüberblick

Im Folgenden sind die Funktionen und wichtigste Unterfunktionen der Domänenebenen kurz beschrieben.

10.6.4.1 Kommunikation

Prozessdaten- und Inter-EVU-Kommunikation

Prozessdaten von Betriebsmitteln werden entweder direkt aus dem Prozess oder über andere Leitstellen erfasst oder an diese übermittelt. Der Kommunikations-Front-End, ein Subsystem in der Kommunikationsdomäne, ist die standardisierte Schnittstelle für die Anbindung von Fernwirkgeräten (RTUs) und Stationsleitsystemen an das Netzleitsystem. Die entsprechenden Kommunikationsmöglichkeiten und -verfahren sind im Kap. 10.4 aufgeführt.

Das Subsystem „Inter-Control Center Communication Protocol“ (ICCP) für die Kommunikation zwischen Leitstellen, auch unterschiedlicher Hersteller, ist das standardisierte Kommunikationsverfahren nach IEC-Norm 870-6, auch als TASE2 bekannt.

Kommunikation mittels Internet und Intranet

Das Netzleitsystem ist, wie oben ausgeführt wurde, häufig Teil eines internen und externen Rechnernetzwerkes. Dies erlaubt den Zugriff auf das System über das Internet, um z. B. in der Nacht auch eine Bedienung von Pikett-Personal oder mobilem Personal zu ermöglichen. Im Weiteren sind über ein breitbandiges Intranet Zugriffe von Büroarbeitsplätzen, oder über ein Extranet auch von dezentralen Arbeitsplätzen möglich. Die Kommunikation nach außen ist über entsprechende Sicherheitsmechanismen vor unerlaubten Zugriffen geschützt.

10.6.4.2 Echtzeitverarbeitung (SCADA)

SCADA-Funktionen (Supervisory Control and Data Acquisition)

SCADA-Anwendungen sind Grundfunktionen des Netzleitsystems und ermöglichen die Überwachung und Steuerung des Energienetzes. Die vom Prozess gelieferten Daten werden in der SCADA-Domäne bearbeitet, Änderungen überwacht, an andere Subsysteme verteilt und in der operationalen Datenbank (Echtzeit-Datenbank) gespeichert. Ebenso werden Datenberechnungen, Datenkombinationen und spezielle Verarbeitungen besonderer Datentypen, Alarmierungen usw. durchgeführt.

Grundverarbeitungen

Datenhaltung/-typen Die Datenhaltung/-typen und die zugehörige Grundverarbeitung für Messwerte, Meldungen, Zählwerte, Befehle und Sollwertvorgaben sowie Schaltprogramme und Verriegelungen sind im Stations- und dem Netzleitbereich praktisch identisch. Entsprechende Details sind bereits im Kap. 10.2.5.1 aufgeführt. Die folgenden Ausführungen beschränken sich deshalb auf spezifische Netzeitausprägungen.

Qualitätskennungen Jeder Prozessvariablen sind Qualitätskennungen zugeordnet. Sie beschreiben sowohl den qualitativen Zustand eines Wertes als auch die Quelle bzw. Ursache seiner Zustandsänderung. Eine Qualitätskennung sagt aus, ob der angezeigte Wert korrekt und verlässlich ist (gültig oder ungültig). Eine andere Kennung sagt aus, durch welche Verarbeitung ein Wert erzeugt wurde. Beispielsweise durch Übertragung aus dem Prozess, durch Berechnung oder Schätzung. Qualitätskennungen sind von Bedeutung für gewisse weiterverarbeitende Funktionen und besonders für Bediener, die diese zusammen mit den Werten auf aktuellen oder archivierten Darstellungen auf dem Monitor sehen.

Berechnungs- und Verknüpfungsfunktionen Rechen- und Verknüpfungsfunktionen werden ausgelöst bei Wertänderung oder Änderung der Qualitätskennungen zugeordneter Datenpunkte. Die Ergebnisse dieser Operationen werden in der operationalen Datenbank gespeichert und gegebenenfalls anderen Anwendungen zur Verfügung gestellt.

Markierungen Markierungen können Messwerten, Netzelementen oder ganzen Unterstationen zugeordnet werden. Jede Verwendung einer Markierung (Setzen oder Löschen) bewirkt einen Eintrag in das Betriebstagebuch. Vordefinierte Markierungen sind:

- Meldungssperre
- Alarmsperre
- Befehlssperre
- Objekt im Test
- Achtung
- Notizbucheintrag.

Wertselektion Die Wertselektion ist eine der ersten Verarbeitungsschritte bei der Übernahme von Zustandsdaten einzelner Objekte. Diese Zustandsdaten können von Subsystemen für die Prozesskommunikation kommen, das Ergebnis von Berechnungs- und Verknüpfungsfunktionen sein, oder Ergebnisse anderer Funktionspakete (z. B. Frequenz-Leistungsregelung). Vorrangiges Ziel der Wertselektion ist es, SCADA und anderen Funktionspaketen im System immer den aktuellsten und verlässlichsten Zustand eines Objektes zur Verfügung zu stellen.

Grenzwertüberwachung Die Grenzwertüberwachung überwacht Analogwerte auf Einhaltung vorgegebener oberer und unterer Grenzwerte. Überschreitet ein Analogwert diese Grenzwerte erfolgen eine Alarmierung des Bedieners und ein Eintrag in die Alarmlisten und Betriebstagebücher.

Weitere Eigenschaften:

- Alarmunterdrückung durch vorgegebene Totzeiten beim Pendeln des Wertes um eine Grenze
- Unterstützung von zwei oberen und zwei unteren Grenzwerten
- Setzen und Löschen von zugehörigen Qualitätskennungen.

Alarmverarbeitung Die Alarmverarbeitung bearbeitet das Kommen, Gehen, Quittieren und Archivieren von Alarmen. Blinkende Anzeigen in der zentralen Bedienleiste (Power Application Toolbar – PAT) informieren den Bediener über auftretende Warn- und Gefahrenzustände oder Abweichungen vom Normalzustand im unterlagerten Prozess (Netz). Die zugehörige Alarmquittierung kann dann aus grafischen Bildern, Listen oder Tabellen heraus erfolgen. Einem Alarm kann eine unterschiedliche Prioritäten zugeordnet:

- Kritisch (Priorität 1)
- Unkritisch (Priorität 2)
- Betriebsmeldung (keine Alarmierung).

Netztopologie

Das Netzleitsystem enthält in seiner Datenbank auch die vollständige Topologie des beschriebenen Netzes und ist damit die Basis aller topologischen Funktionen. Das Topologiemodell umfasst die statische Topologie des Netzes, notwendige dynamische Schaltzustände und abgeleitete topologische Zustandsinformationen. Entsprechende Verarbeitungen sorgen für ständige Aktualität und Konsistenz des Modells und umfassen im Einzelnen:

- Unmittelbare und laufende Berücksichtigung von relevanten Datenänderungen über IMM (Information Model Manager) im aktuellen Modell
- Aktualisierung des Topologiemodells und einer gegebenenfalls vorhandenen Netzgruppentopologie bei dynamischen Zustandsänderungen im Netz für das Gesamtnetz oder für die von Zustandsänderungen betroffenen Netzgruppen. Diese Aktualisierung wird auch beim Systemanlauf durchgeführt.
- Laufende Aktualisierung der Topologiedarstellung in der Benutzeroberfläche.

Die Ableitung der statischen Netztopologie-Daten erfolgt bei der Bildkonstruktion über den Grafikeditor

Topologisches Einfärben Die Funktion Netzeinfärben (s. Abb. 10.13) steuert die Farbdarstellung von Betriebsmitteln und Netzteilen in grafischen Netzbildern. Als Einfärbemodi stehen zur Verfügung:

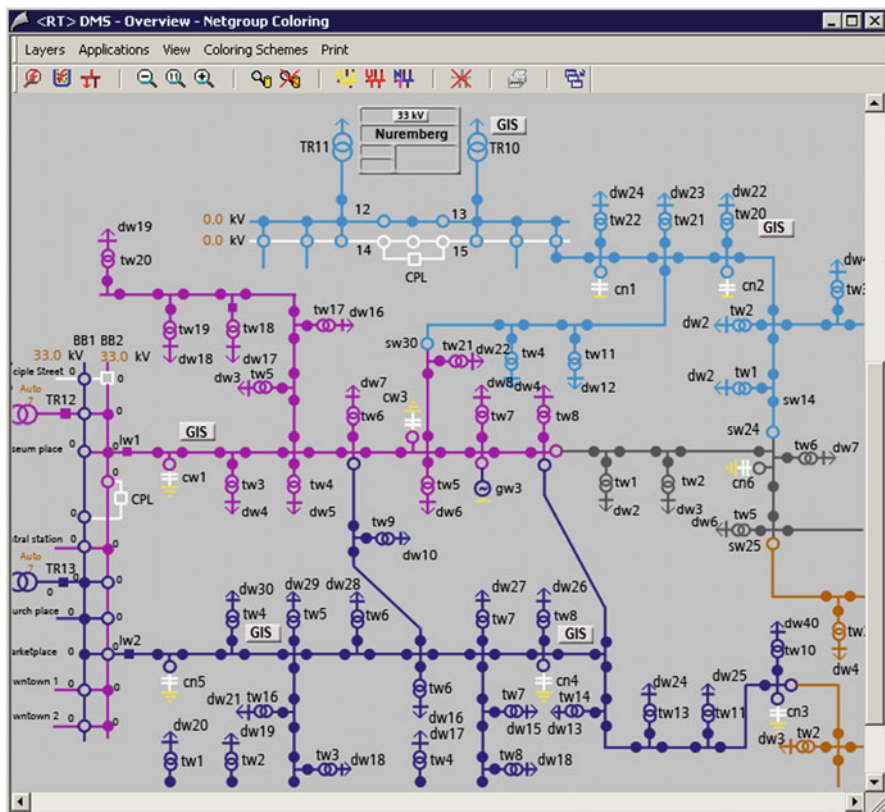


Abb. 10.13 Dynamisches Einfärben (Tracing). (Quelle: Siemens AG)

- Einfärben nach Spannungsebenen, z. B. 20 KV, 50 KV usw.
- Einfärben nach Netzgruppenzugehörigkeit
- Einfärben entsprechend Netzzuständen
 - Unter Spannung
 - Spannungslos
 - Geerdet
 - undefiniert
 - Zweiseitig eingespeist.

Dabei werden sowohl Teilnetze als auch Netzgruppen berücksichtigt, die in der Regel verschieden eingefärbt werden.

Bestimmung von Netzgruppen Die Netzgruppenbestimmung unterstützt das Netzeinfärben, das Teilnetze und Netzgruppen unterscheidet. Teilnetze werden in der Regel verschieden eingefärbt. Ein elektrisches Teilnetz kann durch netztrennende Betriebsmittel, meistens Transformatoren, in Netzgruppen unterteilt werden. Verschieden Netzgruppen (z. B. Spannungsebenen) werden unterschiedlich eingefärbt.

Zeitstempel	Pfad 1	Pfad 2	Pfad 3	Pfad 4	Pfad 5	Zustand	Wert
03/28/08 16:58:52.000	Hidden Peak	Unit1		Alarm - Invalid High Operating		K	OBERE BETRIEBSGRENZE U
03/28/08 16:58:52.000	Plant Green	Green GT2		Alarm - Invalid High Operating		K	OBERE BETRIEBSGRENZE U
03/28/08 16:58:52.000	Plant Brown	U1+2+3		Alarm - Generation Schedule		K	FAHRPLAN UNGÜLTIG
03/28/08 16:58:52.000	Plant B	Gen 21		Alarm - Invalid High Operating		K	OBERE BETRIEBSGRENZE U
03/28/08 16:58:52.000	Plant Green	Green GT2		Alarm - Invalid Low Operating L		K	UNTERE BETRIEBSGRENZE I
03/28/08 16:58:52.000	Black Mountain	Unit1		Alarm - Invalid HTC Factor		K	FAHRPLAN FÜR HTC-FAKTOF
03/28/08 16:58:52.000	Black Mountain	Unit1		Alarm - Invalid Low Operating L		K	UNTERE BETRIEBSGRENZE I
03/28/08 16:58:52.000	Plant White	U1+2		Alarm - Generation Schedule		K	FAHRPLAN UNGÜLTIG
03/28/08 16:58:52.000	Plant Red	Red GT1		Alarm - Generation Schedule		K	FAHRPLAN UNGÜLTIG
03/28/08 16:58:52.000	Plant Black	U2		Alarm - Invalid High Operating		K	OBERE BETRIEBSGRENZE U
03/28/08 16:58:52.000	Plant White	U1		Alarm - Invalid Low Operating L		K	UNTERE BETRIEBSGRENZE I
03/28/08 16:58:52.000	Plant A	Gen 12		Alarm - Generation Schedule		K	FAHRPLAN UNGÜLTIG
03/28/08 16:58:52.000	Plant Green	Green GT1		Alarm - Generation Schedule		K	FAHRPLAN UNGÜLTIG
03/28/08 16:58:52.000	Yellow Bird	Unit2		Alarm - Invalid Low Operating L		K	UNTERE BETRIEBSGRENZE I
03/28/08 16:58:52.000	Plant C	Gen 33		Alarm - Invalid Low Operating L		K	UNTERE BETRIEBSGRENZE I
03/28/08 16:58:52.000	Plant Green	Green GT1		Alarm - Invalid Low Operating L		K	UNTERE BETRIEBSGRENZE I
03/28/08 16:58:52.000	Plant Black	U1+3		Alarm - Invalid Low Operating L		K	UNTERE BETRIEBSGRENZE I
03/28/08 16:58:52.000	Yellow Bird	Unit2		Alarm - Generation Schedule		K	FAHRPLAN UNGÜLTIG
03/28/08 16:58:52.000	Plant White	U1		Alarm - Invalid High Operating		K	OBERE BETRIEBSGRENZE U
03/28/08 16:58:52.000	Plant C	Gen 33		Alarm - Invalid High Operating		K	OBERE BETRIEBSGRENZE U
03/28/08 16:58:52.000	Blue Lake	Unit2		Alarm - Invalid HTC Factor		K	FAHRPLAN FÜR HTC-FAKTOF
03/28/08 16:58:52.000	Hidden Peak	Unit2		Alarm - Invalid High Operating		K	OBERE BETRIEBSGRENZE U
03/28/08 16:58:52.000	Big Tree	Unit1		Alarm - Generation Schedule		K	FAHRPLAN UNGÜLTIG
03/28/08 16:58:52.000	Hidden Peak	Unit2		Alarm - Invalid Low Operating L		K	UNTERE BETRIEBSGRENZE I
03/28/08 16:58:52.000	Blue Lake	Unit1		Alarm - Invalid HTC Factor		K	FAHRPLAN FÜR HTC-FAKTOF
03/28/08 16:58:52.000	Yellow Bird	Unit1		Alarm - Invalid HTC Factor		K	FAHRPLAN FÜR HTC-FAKTOF
03/28/08 16:58:52.000	Yellow Bird	Unit1		Alarm - Invalid High Operating		K	OBERE BETRIEBSGRENZE U
03/28/08 16:58:52.000	Plant Brown	U1_2+3		Alarm - Generation Schedule		K	FAHRPLAN UNGÜLTIG
03/28/08 16:58:52.000	Siemens GenCo CA			Alarm - ACE Mode Changed		K	ACE-REGELMODUS REGELAI
03/28/08 16:58:52.000	Plant Green	Green GT1		Alarm - Invalid High Operating		K	OBERE BETRIEBSGRENZE U
03/28/08 16:58:52.000	Green Hill	Unit1		Alarm - Invalid High Operating		K	OBERE BETRIEBSGRENZE U
03/28/08 16:58:52.000	Yellow Bird	Unit1		Alarm - Invalid High Operating		K	OBERE BETRIEBSGRENZE U

Abb. 10.14 Beispielfhafte Alarmliste für einen E-Bereich. (Quelle: Siemens AG)

Bedienerausgaben

Alarmlisten Alarmlisten (s. Abb. 10.14) geben eine Übersicht über die aktuellen Ereignisse und erlauben dem Bediener, die jüngste Vergangenheit zu überblicken. Alarmlisten zeigen Abweichungen vom normalen Netzzustand, in der Regel in chronologischer Reihenfolge. In der Alarmliste haben die Bediener die Möglichkeit:

- Filterkriterien einzusetzen
- Einzelquittierungen vorzunehmen
- Seitenweise Sammelquittierungen ausführen.
- Zugeordnete Netzbilder aufzurufen.

Für unterschiedliche Bereiche, z. B. für die Energiesparten Strom, Gas, Wasser und Alarmpriorität sind auch unterschiedliche Alarmlisten möglich.

Zusätzlich steht eine Warnzustandsübersicht zur Verfügung, die eine grafische Übersicht anstehender Alarme, sortiert nach Alarmklassen, zeigt.

Betriebstagebücher In Betriebstagebüchern (s. Abb. 10.15) ist das Prozessgeschehen ereignisorientiert in Klartext chronologisch dargestellt. Für einzelne Bereiche sind unterschiedliche Betriebstagebücher möglich. Per Bedienung können interaktive Filter für die Darstellung definiert und zugeordnet werden. Betriebslisten können als EXCEL-Datei für weitere Auswertungen dargestellt werden. Testlisten sind eine spezielle Ausprägung der Betriebstagebücher.

Reportfunktionen Der Report-Generator stellt sowohl vordefinierte Protokolle (s. Beispiel Messwertprotokoll in Abb. 10.16) wie:

Time Stamp	Path 1	Path 2	Path 3	Path 4	Path 5	Status	Value	Ind	Limit	Unit	User	Console	Comment
04/02/08 10:20:07.000	004	S 9 BF	CB	Status	App	Intransit	Spont						
04/02/08 10:20:45.000	004	S 9 BF	CB	Status	Ack	Intransit	Spont				SPCAdmin	DEB21SMC	
04/02/08 10:21:02.377	004	S 9 BF	CB	Status	App	Close	Spont						
04/02/08 10:24:09.044	Sub dw		Sw_dw_fw1_sw1_1	Status	App	Close	Update				SPCAdmin	DEB21SMC	
04/02/08 10:24:24.575	Sub dw		Sw_dw_fw1_sw1_1	Status	App	Open	Update				SPCAdmin	DEB21SMC	
04/02/08 10:24:29.950	Sub dw		Sw_dw_fw1_sw1_1	Status	App	Close	Update				SPCAdmin	DEB21SMC	
04/02/08 10:24:29.950	Sub dw		Sw_dw_fw1_sw3_3	Status	App	Open	Update				SPCAdmin	DEB21SMC	
04/02/08 10:24:45.965	Sub dw		Sw_dw_fw1_sw3_3	Status	App	Close	Update				SPCAdmin	DEB21SMC	
04/02/08 10:24:52.527	Sub dw		Sw_dw_fw1_sw3_2	Status	App	Close	Update				SPCAdmin	DEB21SMC	
04/02/08 10:29:06.000	004	S 9 BF	CB	Status	Ack	Close	Spont				SPCAdmin	DEB21SMC	
04/02/08 10:37:12.454	004	S 9 BF	CB	Status	App	Close	Spont				SPCAdmin	DEB21SMC	
04/02/08 10:37:12.454	N-4	P 1 BF		Status	App	Open	Spont						
04/02/08 10:38:04.077	004	S 1 BF		I	OG1	App	451		126	A			
04/02/08 10:38:04.077	004	S 1 BF		I	OG2	App	451		153	A			
04/02/08 10:38:19.155	001	S 9 BF	CB/EFI 8	FI-Direction	App	Delete	Spont						
04/02/08 10:38:19.155	001	S 9 BF	CB/EFI 8	FI	App	Delete	Spont						
04/02/08 10:38:19.155	001	S 9 BF	CB/EFI 8	FI-Direction	App	Delete	Spont						
04/02/08 10:38:19.155	001	S 9 BF	CB/EFI 8	FI	App	Delete	Spont						
04/02/08 10:38:19.155	001	S 10 BF	CB	Status	App	Close	Spont						
04/02/08 10:38:19.155	001	S 8 CCB12	CB	Status	App	Open	Spont						
04/02/08 10:38:19.155	001	P 1 BF	CB	Status	App	Close	Spont						

Abb. 10.15 Betriebstagebuch. (Quelle: Siemens AG)

Date	Generation	Fuel usage	Fuel cost	Generation	Fuel usage	Fuel cost
1/18/2002 1:00	271.76	1755.40	1141.01	60.00	252.47	164.11
1/18/2002 2:00	239.52	1999.44	1299.64	60.00	252.47	164.11
1/18/2002 3:00	243.02	1511.66	982.58	60.00	252.47	164.11
1/18/2002 4:00	239.09	1479.03	961.37	60.00	252.47	164.11
1/18/2002 5:00	240.07	1487.17	966.86	60.00	252.47	164.11
1/18/2002 6:00	249.90	1569.16	1019.96	60.00	252.47	164.11
1/18/2002 7:00	277.66	1806.53	1174.24	60.00	252.47	164.11
1/18/2002 8:00	329.36	2271.23	1476.30	72.63	369.51	240.18
1/18/2002 9:00	340.33	2373.69	1542.90	155.66	1144.37	743.84
1/18/2002 10:00	340.10	2371.50	1541.47	153.89	1127.78	733.06
1/18/2002 11:00	339.52	2366.02	1537.91	149.47	1086.33	706.11
1/18/2002 12:00	339.17	2362.73	1536.77	146.82	1061.47	689.95
1/18/2002 13:00	336.83	2340.85	1521.55	129.16	895.99	582.39
1/18/2002 14:00	333.79	2312.49	1503.12	106.20	681.54	443.00
1/18/2002 15:00	330.67	2286.32	1485.46	84.12	476.07	309.45
1/18/2002 16:00	326.42	2262.57	1470.67	65.57	304.02	197.61
1/18/2002 17:00	326.31	2261.49	1469.97	64.68	295.84	192.30
1/18/2002 18:00	332.74	2302.70	1496.76	96.25	607.49	394.87
1/18/2002 19:00	345.01	2417.70	1571.50	190.98	1477.15	960.15
1/18/2002 20:00	347.34	2439.79	1595.86	208.65	1644.21	1068.74
1/18/2002 21:00	342.32	2392.36	1555.04	170.67	1295.58	835.63
1/18/2002 22:00	336.48	2337.57	1519.42	126.51	871.20	566.28
1/18/2002 23:00	320.66	2264.74	1472.08	67.33	320.39	200.25
1/19/2002	312.78	2119.06	1377.39	0.00	0.00	0.00
	287.97	1896.91	1232.99	0.00	0.00	0.00

Abb. 10.16 Messwertprotokoll. (Quelle: Siemens AG)

- Protokolle des Betriebstagebuches
- Protokolle der Alarmlisten
- Protokolle von Schaltbriefen und Archivauszügen.

als auch Protokolltypen für:

- Archivdaten-, Messwert-, Zählwert-, Meldungsprotokolle
- Protokolle des Daten-Managementsystems

zur Verfügung. Durch Auswahl von Tabellenelementen (Datenattributen) und Filterdefinitionen per Mausklick wird ein individuelles Protokoll mit signifikantem Namen

konfiguriert. Ergebnisse von Protokollabfragen werden im Microsoft EXCEL-Format abgelegt und dargestellt. Layout (Überschriften, Firmenlogo, Fonts, Farben usw.) sind über das Layout des zugrundeliegenden EXCEL-Blattes festgelegt. Für eventuelle weitere Bearbeitungen und Auswertungen des Protokolls stehen die vielfältigen EXCEL-Funktionen zur Verfügung.

Steuern und Bedienen

Zugriffsberechtigungen Unberechtigte Schalthandlungen oder andere Manipulationen können in einem Energienetz zu außergewöhnlichen und gefährlichen Zuständen führen. Deshalb ist ein umfassendes Sicherheitskonzept von großer Wichtigkeit. Es verhindert unter anderem den unberechtigten Zugriff auf Funktionen und Daten des Systems. Für die Überprüfung relevante Aspekte sind Zugriffsrechte und Verantwortungsbereiche. Zugriffsrechte sind Rechte für Funktionen und Methoden (z. B. Betriebsüberwachung, Betriebsführung Steuern, Datenänderung, usw.), die mit einer zugehörigen Erlaubnis kombiniert sind. Verantwortungsbereiche kennzeichnen einen zugeordneten Netzbereich und/oder zugeordnete Netzsparten (z. B. Strom, Gas, Wasser). Komponenten zur Definition und Prüfung von Zugriffs- und Benutzerrechten erlauben eine klare Zuordnung von möglichen Bedienhandlungen für jeden Bediener im jeweiligen Kontext. Jede Bedienhandlung im System wird dementsprechend überprüft und ggf. abgewiesen. Zugriffs- und Benutzerrechte werden auch als Filter bei der Generierung von Alarm- und Betriebslisten verwendet.

Einzelsteuerung Der Bediener kann von jedem Bedienplatz, an dem für ihn Steuerefunktionen autorisiert sind, auf Netzelemente einwirken, die über Fernwirkgeräte oder Leitstellenkopplung an die Leitstelle angebunden sind. Erscheint ein Netzelement in mehreren Darstellungen (Netzbild einer Unterstation, Übersichtsbild oder Tabellendarstellung), ist es von jedem autorisierten Bildschirm aus in der gleichen Weise beeinflussbar. Steuerungen erfordern immer zwei Bedienschritte, um die Sicherheit der Bedienermaßnahme zu gewährleisten.

Einzelsteuerung ist unter anderem einsetzbar für:

- Leistungsschalter und Trennschalter
- Transformatorstufenstellungen
- Sollwertvorgabe.

Schaltfolgen-Management Das Schaltfolgenmanagement in der Netzleitstelle ermöglicht stationsübergreifende Schaltfolgen sowie vorbereitete Schaltabläufe in Verteilnetzen. Eine Schaltfolge speichert die Einzelfunktionen Anwahl, Erstellung, Modifikation, Start, Stopp, Fortsetzung und Abspeicherung von Schaltfolgen. Schaltfolgenschritte bestehen aus Einzelsteuerungsbefehlen, Handnachführungen für Zustände und Markierungen/Qualitätskennungen von Betriebsmittel und organisatorischen Schritten (z. B. Warteschritte, Schaltfolgenabbruch) für umfangreichere Netzänderungen. Schaltfolgen können im Echtzeit-Mode (Echtzeit-Kontext) oder im

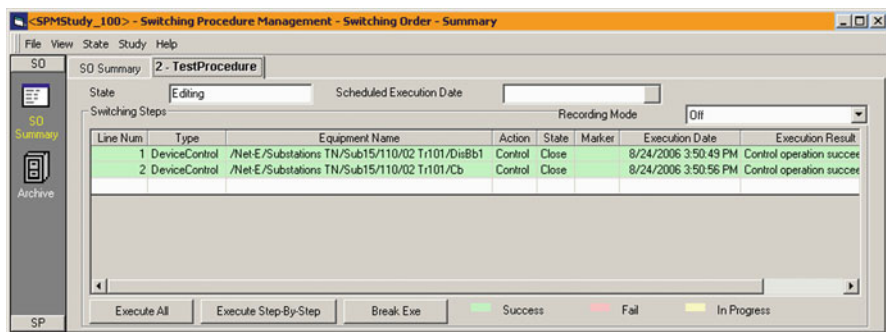


Abb. 10.17 Schaltfolgendarstellung mit Einzelschritten. (Quelle: Siemens AG)

Simulations-Mode (Simulations-Kontext) ablaufen. Schaltfolgen werden verwendet sowohl für längerfristig geplante Schaltungen als auch für Schaltaktivitäten zur Wiederversorgung im Fehlerfall.

Das Schaltfolgen-Management wird außerdem verwendet für die:

- Vorbereitung, Simulation und Ausführung von Schaltungen zur Fehlerbehebung
- Eingrenzung/Freischaltung von Netzfehlern
- Wiederversorgung von Netzteilen nach Störungen.

Das Schaltfolge-Management stellt Verwaltungsfunktionen durch Übersichtsdarstellungen gemäß Abb. 10.17 und einfach zu verwendende Einzelmenüs zur Verfügung. Weitere Funktionen erlauben die zusätzliche Verwendung von Kommentartexten und Netzbildern innerhalb einer Schaltfolge. Die Erstellung von Schaltfolgen durch Aufzeichnung von Schaltfunktionen im Simulationsmode (Simulations-Kontext) oder die manuelle Anpassung von Schaltfolgenmustern ist ebenfalls möglich.

Handnachführungen Der Benutzer kann blockierte Werte oder nicht aktualisierte Werte manuell überschreiben. Auch nicht aus dem Prozess fernübertragbare Werte. Handnachführungen von Betriebsmittelzuständen können auch von Schaltfolgen ausgelöst werden. Prozesswerte können nur dann manuell nachgeführt werden, wenn für den zugehörigen Datenpunkt eine Meldungssperre gesetzt ist oder eine entsprechende Qualitätskennung, beispielsweise ungültig, zugeordnet wurde.

Prüfung von Verriegelungs-Bedingungen Zur Vermeidung von unbeabsichtigten Fehlschaltungen und zur Vermeidung von Personen- und Sachschäden bei Steuerungsvorgängen werden alle damit verbundenen Befehle vor der eigentlichen Befehlsausgabe in den Prozess auf die Einhaltung zugeordneter Verriegelungsbedingungen überprüft.

Verriegelungsbedingungen sind entweder als 1:1 Verriegelungen in Form von Regelbeschreibungen in Entscheidungstabellen hinterlegt oder als topologische Verriegelungen (siehe unten), die durch zugeordnete topologische Algorithmen implementiert sind.

Zusätzlich zur Prüfung dieser Regeln und Algorithmen werden bei der Verriegelungsprüfung Markierungen und Qualitätskennungen überprüft, auch die Berechtigung und Zuständigkeit des Bedieners. Darüber hinaus wird die Ausführung eines Steuerungsvorganges auf Verträglichkeit mit anderen sich gerade in der Durchführung befindenden Befehlsgaben überprüft. 1:1 Verriegelungen werden über das Dateneingabesystem (Information Model Manager IMM) beschrieben.

Bei Ansprechen einer Verriegelungsprüfung wird der Bediener über ein spezielles Bedienfenster alarmiert. Der Bediener kann daraufhin den Steuerungsvorgang abbrechen oder entriegelt trotzdem durchführen.

Topologische Verriegelungen Topologische Verriegelungsbedingungen verwenden die im Topologiemodell beschriebene Netztopologie.

Folgende topologischen Verriegelungsprüfungen sind verfügbar:

- Überprüfung ob ein Trenner unter Last geschaltet werden soll
- Überprüfung ob beim Schließen eines Schalters ein spannungsführender Netzteil auf Erde geschaltet werden soll
- Überprüfung ob angrenzende Betriebsmittel vor dem Erden freigeschaltet wurden.

10.6.4.3 Kontext-Management

Leitsysteme für die Energieversorgung arbeiten in unterschiedlichen betrieblichen Umfeldern mit jeweils speziellen Systemanforderungen (z. B. im Echtzeit- oder Simulations-Betrieb). Alle dafür notwendigen Applikationen definieren zusammen mit dem jeweils erforderlichen Datenmodell für einen zu betrachtenden Zeitraum im Netzleitsystem einen dafür bereitgestellten Kontext (Betriebsumgebung, Szenario). Verschiedene Kontexte (s. Abb. 10.18) unterscheiden sich unter anderem durch ihre Datenquellen/Datenmodelle und ihre spezifischen Funktionen inklusive der zugehörigen Bedienoberfläche (s. Abb. 10.19). Da die verschiedenen Kontexte logisch voneinander unabhängig sind, beeinflussen Aktualisierungen von Datenpunkten in einem Kontext nicht deren Zustand in einem anderen Kontext. Alle Kontexte unterstützen die gleichzeitige Benutzung durch mehrere Bediener. Ein Kontext-Management unterstützt folgende Szenarien.

Echtzeit-Kontext

Dieser Kontext stellt Bedienumgebung und Datenmodell für den zugeordneten externen Prozess (Netz) zur Verfügung und ermöglicht direkten Zugriff auf Prozess- und Feldgeräte für deren Überwachung und Steuerung im laufenden On-line-Betrieb. Die Echtzeitmesswerte können dabei von der Messwerterfassung der Feldebene, von einer Zustandsschätzung (State Estimation) oder vom optimierenden Lastfluss (OPF) stammen. Im jeweiligen System kann nur ein Echtzeit-Kontext aktiv sein.

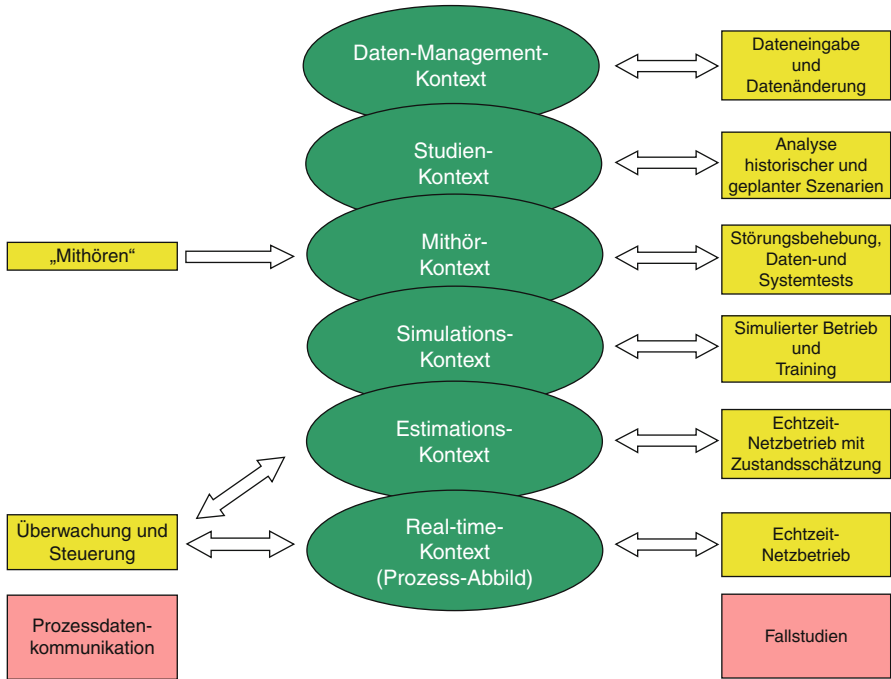


Abb. 10.18 Kontext-Management. (Quelle: Siemens AG)

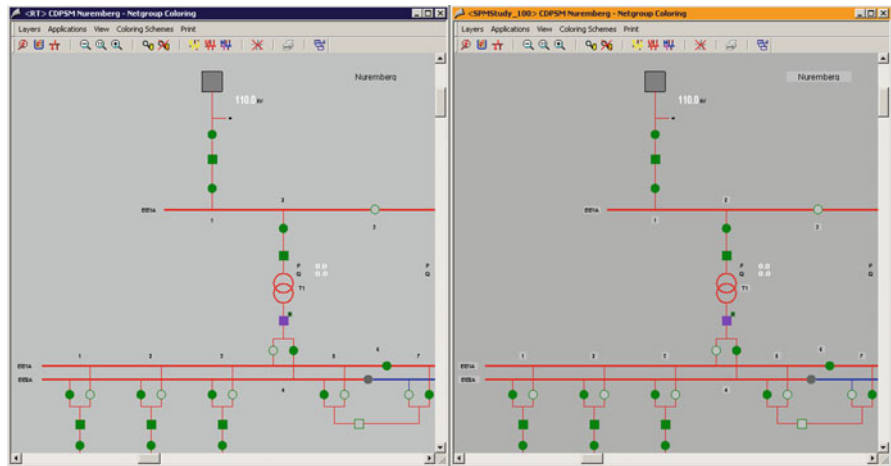


Abb. 10.19 Unterschiedlich Darstellung von Echtzeit- und Simulations-Kontext. (Quelle: Siemens AG)

Zustandsschätzungs-Kontext (State Estimation-Kontext)

Dieser Kontext enthält den vom State Estimator bereinigten, konsistenten Datensatz (Messwerte) der aufgrund des Netzmodells bestimmt wird.

Simulations-Kontext

Dieser Kontext ermöglicht Simulationen von betrieblichen Aufgaben auf Basis realer oder simulierter Prozessdaten. Dieser Kontext wird vorwiegend für Trainingsaufgaben aber auch für Demonstrationen und für den Test von Funktionen genutzt.

Mithör-Kontext

Der Mithör-Kontext empfängt wie der Echtzeit-Kontext Daten aus dem Prozess. Allerdings sind in diesem Kontext keine Befehle und Ausgaben in den Prozess möglich. Der Mithör-Kontext kann für den Datentest im System oder für die Fehleranalyse verwendet werden.

Studien- oder Planungs-Kontext

Der Studien- und Planungs-Kontext wird vorwiegend für die Bearbeitung historischer Szenarien oder für technische Studien auf Basis historischer, aktueller oder zukünftiger Datenmodelle eingesetzt.

Daten-Management-Kontext

Dieser Kontext stellt die Umgebung für Dateneingaben und Datenänderungen parallel und rückwirkungsfrei zum On-line-System zur Verfügung.

Trainings-Kontext

Der Trainings-Kontext stellt die Umgebung für ein Operatortraining zur Verfügung.

10.6.4.4 Applikationen

Je nach Art des zu überwachenden Netzes unterscheidet man zwischen Transportnetz- (Energy Management System EMS) oder Verteilnetz-Systemen (Distribution Management System DMS). In Tab. 10.1 sind die typischen Netzleitstellenapplikationen

Tab. 10.1 Typische Netzleitstellen-Applikationen und ihr Anwendungsgebiet

Applikation	EMS	DMS	GMS
Archivierung und Energieabrechnung	x	x	x
Nachfrage- und Multi-Energie-Management		x	
Verteilnetzführung		x	
Lastprognose	x	X	(x)
Transportnetzführung	x		
Netzanalyse (State Estimation, Lastfluss etc.)	x	(x)	(x)
Automatic Generation Control (AGC)	(x)	–	x
Trainingssimulator	x	(x)	X
Kraftwerkseinsatzplanung	(x)	–	X
Laststeuerung	(x)	x	(x)
Erd-/Kurzschlussuche	(x)	x	–
Trouble Call Management	–	x	–
Störungsmanagement	–	x	–
Crewmanagement	–	x	–

aufgelistet und den Anwendungsgebieten zugeordnet. Im Zuge der Liberalisierung und des damit verbundenen „Unbundling“ von Erzeugung und Übertragung werden neuerdings auch Leitsysteme zur ausschließlichen zentralen Steuerung von Kraftwerken konzipiert (Generation Management System GMS).

Bei allen Ausprägungen von Netzleitsystemen bildet die Systemplattform das oben ausführlicher beschriebene SCADA-System. Auf dieser Basis arbeiten dann, je nach Aufgabenstellung, die weitere Applikationen.

Im Folgenden werden die typischen Applikationen in ihrem Betriebskontext kurz aufgeführt. Je nach Anwender-Aufgabenstellung können die Applikation verschieden gebündelt eingesetzt sein.

Archivierung und Energieabrechnung

Prozessdaten können für eine zukünftige Weiterverwendung in Archiven gespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt in Anwender-Displays oder Berichten ausgegeben oder von Anwendungen zur weiteren Bearbeitung abgefragt werden.

Die Energieabrechnung bietet die Möglichkeit, die Energieerzeugung, den Energieaustausch und die Lastwerte im Netz in regelmäßigen Abständen im Leitsystem zu erfassen und in der Datenbank zu speichern. Gespeicherte Energiewerte werden regelmäßig und spontan bearbeitet, um verschiedene wertorientierte und querverbindungs-bezogene Berechnungen anhand verschiedener Zeitintervalle und Tarife vorzunehmen.

Nachfrage- und Multi-Energie-Management

Verteiler haben häufig Multi-Energie-Netzführung in einer Leitstelle, d.h. für Elektrizitäts-, Gas- und Wassernetze. Die Hauptaufgabe des Nachfrage-Managements ist die Überwachung und Regulierung des Energieaustausches im

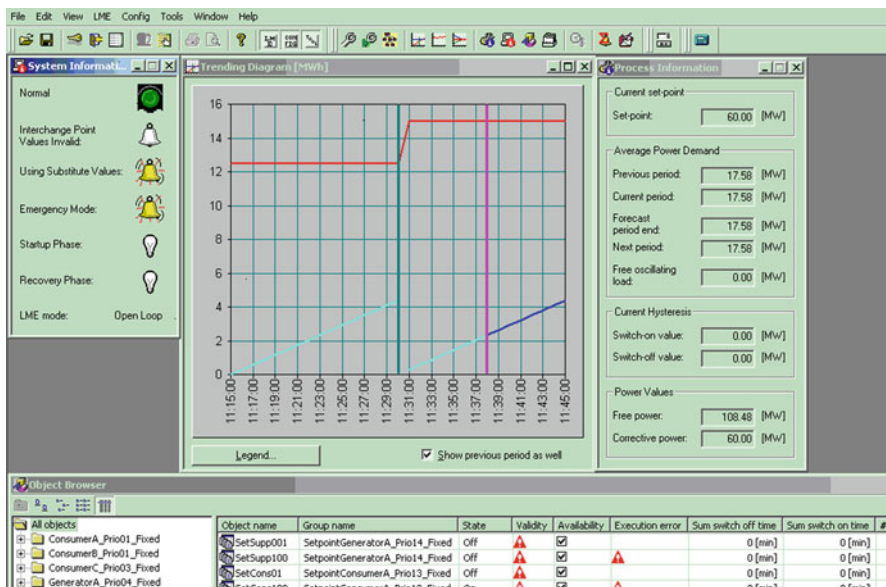


Abb. 10.20 Beispiel einer Trenddarstellung beim Lastmanagement. (Quelle: Siemens AG)

Verteilnetz Elektrizität/Gas unter Verwendung einer zweifachen Optimierungsstrategie:

- Maximale Ausnutzung bestehender Verträge über Energiebezug und -austausch
- Vermeidung der Verletzungen vertraglich vereinbarter Grenzwerte des Energiebezugs und -austausches.

Diese doppelte Optimierungsstrategie wird unter anderem durch On-line-Funktionen wie Lastabwurf, Erhöhung der eigenen Energieerzeugung oder Spannungsabsenkung bzw. Druckmanagement und Speichereinsatz realisiert. Abbildung 10.20 zeigt die Bedieneroberfläche für ein Lastmanagement.

Anwendungsfunktionen des Wasser-Managements überwachen Wasserversorgungsnetze getrennt nach Versorgungszonen, erfassen und bilanzieren deren Zu- und Abflüsse und liefern Daten über eventuelle Leitungsverluste (Lecküberwachung). Dafür erfasste Messwerte (z. B. Pegelstände, Zu- und Abflüsse) werden einer Minimum und Maximumbetrachtung unterzogen und sind Grundlage für Archivauswertungen und Trend- sowie Planungsanalysen.

Verteilnetzführung (Distribution Management System DMS)

Diese spezifischen Funktionen für die Führung und den Betrieb von Verteilnetzen unterstützen deren Betriebsführung und liefern einen maßgebenden Beitrag zu

Versorgungsqualität und kosteneffektivem Betrieb. Verteilnetz-Applikationen sind speziell für die Betriebsführung von Verteilnetzen zugeschnitten und berücksichtigen insbesondere, im Vergleich zu Transportnetzen, deren besonderen Strukturmerkmale wie große Netze, hohe Netzdichte in urbanen Regionen, vorwiegende Radialnetze, beschränkte Anzahl von Messwerten und wenig übertragene Schaltstellungen. Dadurch ergeben sich gegenüber dem Transportnetzbetrieb auch entsprechende Einschränkungen beim Einsatz von Netzberechnungen, -optimierungen und -analysen. Für Verteilnetze gibt es spezielle Netzberechnungsverfahren und -grundlagen. Dabei werden Lasten z. B. über Lastprofile definiert und/oder Messwerte über statistische Verfahren bereitgestellt, sodass z. B. mit betriebsunterstützenden Lastflussrechnungen die Auswirkung einer Schalthandlung vor der eigentlichen Aktivierung kontrolliert werden kann. Weitere unterstützende Funktionen wie topologiebasierende Fehlerortung, Fehlerabschaltung/Fehlerisolierung und optimale Wiederherstellung der Versorgung erhöhen deutlich die Versorgungsqualität und reduzieren den Aufwand für die Behebung von Netzfehlern in hohem Maße. Mit Applikationen und Methoden zur Verlustminimierung kann das Verteilnetz zudem kostensparend betrieben werden.

Spezielle Programme erlauben die Vorbereitung und automatische oder halbautomatische Durchführung von geplanten Schalthandlungen im Netz. Da, wie bereits erwähnt wurde, in Verteilnetzen im Allgemeinen wenig Schaltstellen ferngesteuert sind, ist ein entsprechendes Störungs- und Ausfallmanagement in Kombination mit Applikationen für Rufzentralen und Arbeitseinsatzmanagement für das Feldpersonal notwendig, um eine rasche und effiziente Behandlung von größeren Störfällen oder Netzumschaltungen zu ermöglichen.

Verteilnetze in urbanen Regionen Europas sind zumeist verkabelt. Zur statischen Netzdokumentation und -planung werden in EVUs üblicherweise Geographische Informationssysteme (GIS) und für das Anlagen-Management so genannte Asset Management-Systeme eingesetzt. Diese Systeme enthalten für den Netzleitbetrieb ergänzende und gemeinsame Daten (Netztopologie, Leitungsdaten, Unterhaltsinformationen usw.). Durch eine Integration des Netzleitsystems mit diesen Systemen können stärkere Betriebs- und Informationssynergien geschöpft werden. So können z. B. an einem Arbeitsplatz bei einer Netzstörung die aktuelle Netzsituation des Netzleitsystemes mit raum- und netzobjektbezogenen Informationen dargestellt und in entstörenden Arbeitsflüssen eingebunden werden.

Transportnetzführung (Energy Management System EMS)

Transport- oder Übertragungsnetze sind vermascht. Sie weisen gegenüber Verteilnetzen eine geringere Anzahl von Betriebsmitteln auf. Entsprechend den enormen Energieflüssen und des großen Gefährdungspotentials bei Netzstörungen hat die Netzsicherheit einen sehr hohen Stellenwert. Zur Überwachung, Steuerung und Optimierung ist das Netz deshalb auch üblicherweise mittels der Netzleittechnik

vollständig fernsteuerbar und alle relevanten Netzinformationen (Messwerte, Schalterstellungen usw.) sind fernübertragen. Die SCADA-Funktionalität ist meistens mit höherwertigen Funktionen zur Netzanalyse, -sicherheit und -optimierung ergänzt. Eine Grundlage für diese Funktionen ist ein entsprechendes Netzmodell mit konsistenten Daten. Fehlerhafte Netzdaten können mit Estimationsalgorithmen ermittelt und für die Berechnungen ausgeschlossen werden. Fehlende Werte können ergänzt werden, sodass für den Bediener eine vollständige Lastflusslösung für sein überwachtes Netz zur Verfügung gestellt werden kann.

Die Netzanalyse- und Netzsicherheits-Applikationen unterstützen den Bediener bei der schnellen und umfassenden Beurteilung des aktuellen Netzzustandes. Damit wird die Betriebssicherheit wesentlich erhöht und eine wirtschaftliche Betriebsführung gewährleistet.

Durch Simulation von Netzsituationen können optimale Steuerungsmöglichkeiten ermittelt werden. Dabei werden unterschiedliche Zielsetzungen und sich ändernde Randbedingungen berücksichtigt.

Anforderungen an Netzanalysen

- Netzverluste verringern
- Betriebskosten senken
- Abweichungen von Sollwerten korrigieren
- Grenzwertverletzungen ermitteln und beseitigen
- Überlastungen im Netz eliminieren.

Merkmale der Netzanalyse:

- Arbeiten in verschiedenen Betriebsarten (Prozess- und Studienmodus)
- Erzeugen von Ersatznetzen zur Anbindung von Fremdnetzen
- Ermitteln der Netztopologie und Bestimmen des Knoten/Zweig-Modells
- Ermitteln von Knoteneinspeisungen (Erzeugung oder Last)
- Vollständige und konsistente Ermittlung des aktuellen Netzzustandes
- Erkennen von fehlerhaften Mess- und Übertragungseinrichtungen
- Berücksichtigen von Verlusten im Transportnetz (Straffaktoren)
- Ermitteln von Ausfallvarianten, die zu kritischen Netzsituationen führen
- Ermitteln von Steuereingriffen zur Optimierung des Netzzustandes
- Vorgeben von Netzsituationen (Studienmodus), für die Leistungsfluss, Strom und Spannung berechnet werden.

Die heute verfügbaren, breiten Applikations-Paletten ermöglichen umfangreiche Behandlungen von Netzsicherheits- und Analyseproblemen in Transportnetzen. Die Analysefunktionen können im Echtzeit- oder auch im Studien-Kontext betrieben werden. Die untenstehende Auflistung gibt einen Überblick zu den Applikationen und ihrem Anwendungskontext:

Echtzeit-Analyse-Funktionen:

- Zustandsschätzung des Netzes
- Netzparameter-Adaption
- Netzsensitivitäts-Analyse
- Sicherheitsanalyse
- Spannungsoptimierung
-
-
- Netzverträgliche Lastaufteilung
- Netzverträglicher optimaler Lastfluss
- Kurzschlussberechnung

Studien-Analyse-Funktionen:

Dito für Studienbetrieb

Operator-Lastfluss

Optimaler Lastfluss

Ausfallsvariantenrechnung

Dito für Studienbetrieb

Dito für Studienbetrieb

Erzeugungs-Management (Generation Management System GMS)

Im liberalisierten Markt sind die Energieerzeuger vollständig dem Wettbewerb ausgesetzt und daher gezwungen ihre Leistungen in einem optimalen Verhältnis zwischen Kosten und Qualität anzubieten. Die entsprechenden Aufgaben gehen von der langfristigen Erzeugungs- oder Beschaffungsplanung bis hin zur Steuerung, Überwachung und Optimierung der Energieerzeugung. Die eingesetzte Systemtechnik basiert auf einer SCADA-Funktionalität zur Überwachung und Steuerung der Erzeugung und der damit verbundenen Energieanlagen. Diese Grundfunktionalität wird mit übergeordneten Applikationen für die Planung, Regelung, Automatisierung und Optimierung ergänzt.

Die Applikationen für das Erzeugungs-Management umfassen:

- Planung und Überwachung der eigenen Energieerzeugung, langfristige und kurzfristige Kraftwerkseinsatzplanung, Optimierung verschiedener Erzeugungstypen (Thermische Kraftwerke, Wasserkraftwerke, Kombiblöcke usw.)
- Erstellen von Bezugsprognosen
- Laufende Ermittlung und Überwachung der Produktionskosten und Preisindizes
- Hydro-thermische Koordinierung
- Energiehandel mit den damit verbundenen zusätzlichen Dienstleistungen
- Einhaltung der Verträge für Energielieferung und Energiebezug
- Leistungs-Frequenz-Regelung mit vereinbarten Bandbreiten und wirtschaftlicher Lastaufteilung
- Vorgabe von Fahrplänen und Sollwerten für Kraftwerke
- Überwachung der Erzeugung, inklusive der Reserveleistung
- Energieabrechnung
- Kostenoptimierte Energieerzeugung bei gleichzeitiger Gewährleistung von hoher Qualität der gelieferten Energie.

10.6.4.5 Trainingssimulator

Auf Grund wachsender Komplexität vorhandener Energienetze nehmen die Anforderungen an Flexibilität und Leistungsfähigkeit der eingesetzten Netzleitsysteme ständig zu. Alte Systeme werden durch neue ersetzt oder der bestehende Funktionsumfang wird deutlich erweitert.

Damit wachsen auch die Anforderungen an das Bedienpersonal. Über leistungsfähige Trainingssimulatoren kann die notwendige, umfangreiche Ausbildung praxisorientiert und gleichzeitig kostengünstig durchgeführt werden.

Einsatzgebiete für Trainingssimulatoren

- Einarbeiten des Bedienpersonals in das Leitsystem und in das aktuell vorhandene Netz (Prozess)
- Schulungen des erfahrenen Personals bei Ergänzung neuer Funktionen
- Training des Personals in der Bewältigung von Stresssituationen
- Analysieren von Störfällen (Szenarien nachstellen)
- Testen von Netzerweiterungen (Simulation).

Um Personal qualifiziert ausbilden zu können, sind Trainingssimulatoren notwendig, mit denen das Netzverhalten anhand vorgegebener Szenarien genau simuliert werden kann. Der Trainingssimulator basiert auf den leistungsfähigen Netzanalyseverfahren und Berechnungsmethoden der anderen Applikationen des Netzleitsystems. Das Netzverhalten lässt sich damit umfassend darstellen. Dieser Trainingssimulator stellt die Umgebung für den Bediener (Schüler) zur Verfügung, genauso aber auch eine eigene Umgebung für den Lehrer damit dieser den Prozess beeinflussen kann und so den Schüler zu Reaktionen zwingen.

Komponenten

Der Trainingssimulator gliedert sich gemäß Abb. 10.21 in folgende Teilfunktionen:

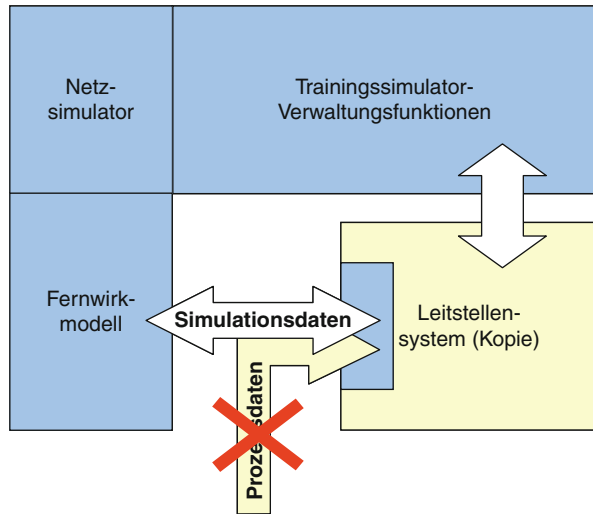
- Leitstellenfunktionen (identisch mit dem Leitstellensystem)
- Trainingssimulator-Verwaltungsfunktionen (für den Lehrer)
- Netzsimulator (zur Netzdarstellung)
- Fernwirkmodell (Verbindung Netzsimulator – Leitstellensystem)

Merkmale

Durch die wirklichkeitsnahe Simulation des aktuellen Systemverhaltens besitzt der Trainingssimulator vielfältige Möglichkeiten für Ausbildung und Test, wie z. B.:N.1

- Training von neuen Bedienern der Netzführung
- Selbsttraining erfahrener Bediener als Test der eigenen Fähigkeiten bzw. zum Erlernen der Bedienung neuer Anwendungsfunktionen

Abb. 10.21 Prinzipdarstellung Trainingssimulator



- Erprobung neuer Funktionen des Netzleitsystems
- Testen von Netzänderungen soweit Netzstruktur, Kraftwerke, Lastverhalten und Systemdynamik des Netzes betroffen sind
- Testen von strukturellen Änderungen des Energieversorgungssystems, z. B. im Netz, im Kraftwerkspark, bei den Abnehmern oder in der Systemdynamik
- Studieren vorbeugender, korrigierender und restaurativer Maßnahmen, die im normalen Netzbetrieb oder in Stresssituationen auftreten können
- Verwendung des Trainingssimulators als Planungswerkzeug für Netzerweiterungen.

Leitstellenfunktion

Die diesbezügliche Bedienoberfläche ist zum Netzleitsystem identisch, wodurch für den Bediener (Schüler) in Funktionalität und Bedienung kein Unterschied zwischen realer Arbeit am Netz und einer Simulation besteht (in der Ausbildung).

Verwaltung

Dem Lehrer stehen leistungsfähige Funktionen zur Vorbereitung, Durchführung und Auswertung einer Übung zur Verfügung:

- Netzabbild (aktuelle Kopie, Archivdaten)
- Prozessereignisse, interne Ereignisse können initiiert werden
- Ereignisfolgen und Ereignis-Szenarien können abgefahren werden
- Vorbereitung von Lastprofilen
- Konfiguration der Erzeugermodelle

- Definition von Relais und Relaischarakteristiken
- Funktionen für den Übungsablauf (Start, Stopp, Einzelereignisse, usw.)
- Protokollfunktionen (Ergebnis- und Zustandslisten).

Netzsimulator

Bei der Simulation des eigenen Netzes und des Fremdnetzes wird angenommen, dass alle Erzeuger und motorischen Lasten innerhalb des zusammenhängenden Netzes mit derselben Frequenz schwingen. Jedes Inselnetz hat seine eigene Frequenz, die nur für diese Insel gültig ist.

Das Modell für dynamische Vorgänge im Netz besteht aus den Komponenten:

- Netzmodell
- Wirkleistungs-/Frequenzmodell
- Spannungsreglermodell
- Schutzmodell
- Wassersystemmodell (wenn Kraftwerkseinsatzplanung vorhanden)
- Leistungs-/Frequenzregelungsmodell für Nachbar-EVU
- Netzmodell.

Fernwirkmodell

Das Fernwirkmodell verbindet den Netzsimulator mit dem Leitstellensystem. Es wird damit die Übertragung der Daten simuliert. Dabei können verschiedene Übertragungsfunktionen festgelegt und verändert werden.

Prozessdaten-Simulator

Ein integriertes Werkzeug zur Änderung und Simulation von Prozesszuständen (Prozessdaten-Simulator) ermöglicht die Simulation von Prozess-Zuständen im jeweiligen Kontext. Beabsichtigte Datenänderungen werden im Dialog vom Benutzer eingegeben und aktiviert.

10.6.4.6 Benutzeroberfläche

Ein wichtiger Aspekt für den Betrieb der Netzleitstelle ist eine leicht bedienbare und für alle Software-Komponenten einheitliche Bedienoberfläche. Neue Leitstellen basieren meist auf den Softwarestandards von MS Windows. Anwender, die mit Microsoft Windows vertraut sind, werden dadurch in den Bedienungs- und Administrations-Benutzeroberflächen viele der standardisierten Windows-Elemente wiederfinden. Besonders wichtig ist, dass Menüleisten, Schaltflächen, Arbeitsbereiche, Drop-down-Menüs, Dialogfelder, Fenster usw. wie gewohnt zur Verfügung stehen und den Erwartungen des Windows-Benutzers gerecht werden.



Abb. 10.22 Standard-Windows-Elemente mit grafischer Darstellung. (Quelle: Siemens AG)

Die Abb. 10.22 und 10.23 zeigen diese standardisierten Elemente, die in einem modernen Netzleitsystem zum Einsatz kommen. Sie sind durch Nummern markiert:

1. **Bedienleiste** (Power Application Toolbar PAT): Sie erlaubt schnellen Zugriff auf wichtige Anwendungen, auf Darstellungen und Alarmlisten. Zusätzlich signalisiert sie dem Bediener wichtige Warn- und Gefahrenzustände im Netz.
2. **Titelleiste**: Sie befindet sich häufig am oberen Rand des Fensters und zeigt den Fensternamen, Programm-Icon und die Schaltflächen zum Minimieren, Maximieren und Schließen des Fensters.
3. **Bezeichnungshierarchie in Baumstruktur**: Sie zeigt in hierarchischer Darstellung die Bezeichnungen von Prozess-Objekten und -Objekttypen im System wie beispielsweise Umspannwerke, Abzweigfelder, Kraftwerke oder andere Objekte.
4. **Arbeitsbereich**: Der rechte Teil des Fensters kann, abhängig von der Selektion von Elementen der Baumstruktur, leer sein oder interaktive Bedienelemente der Bedien- oder Systemfunktionen enthalten. Ein rechter Mausklick auf diese

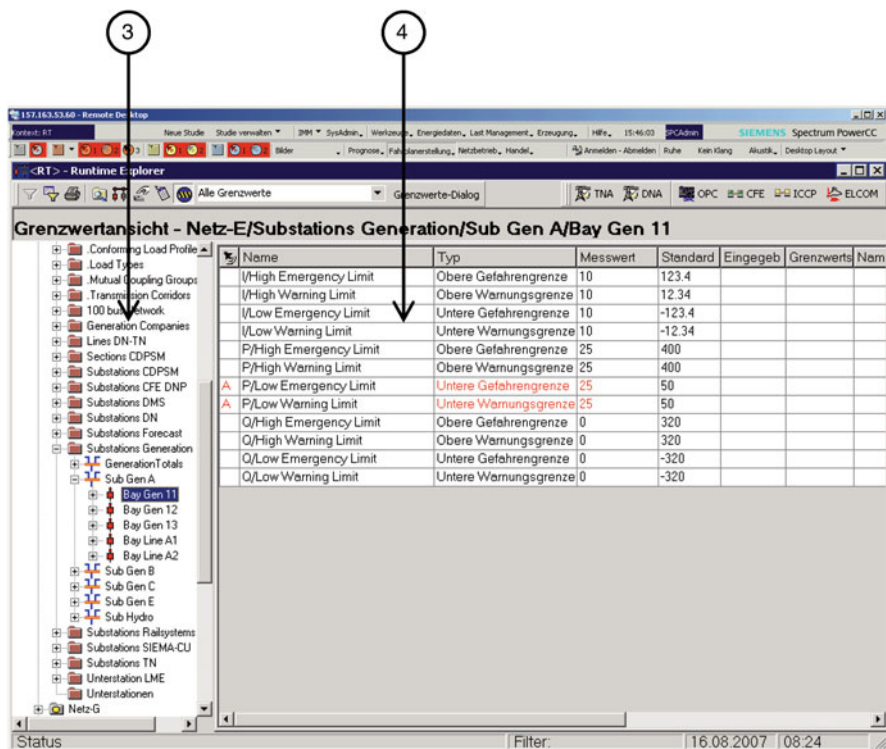


Abb. 10.23 Standard-Windows-Elemente mit alphanumerischer Darstellung. (Quelle: Siemens AG)

Elemente führt in der Regel zur Darstellung eines Popup- Menüs, das weitere diesem Element zugeordnete Bedienungsmöglichkeiten aufzeigt (kontext-sensitive und objektorientierte Bedienerführung).

Web-fähige Benutzeroberfläche

Ein wichtiger Schritt in Richtung auf eine einheitliche und konsistente Erscheinungsform und Bedienungsphilosophie verlangt, dass alle Komponenten des grafischen Bedienplatzes unter einem marktgängigen Web-Browser laufen. Dies erleichtert zudem auch eine mobile Bedienung (s. Abb. 10.24). Insbesondere die Endanwender sowohl des IMM- als auch der Prozess- und Systembedienungschnittstelle profitieren von einer Anwenderschnittstelle, deren Anzeige-Layout, Farbgestaltung, Bedienerführung, akustische Signalisierung usw. für alle Applikationen gleichartig ist. Die wichtigsten Vorzüge von Benutzeroberflächen mit einheitlicher Erscheinung und Bedienung sind u. a.:

- effiziente Produktnutzung über alle Komponenten
- geringer Lernaufwand

Abb. 10.24 Mobile Bedienung. (Quelle: Siemens AG)



- reduzierter Dokumentationsbedarf (z. B. bei Benutzerhandbüchern und programmierten Unterweisungen).

Navigation über Navigationsfenster, Zooming, Panning und Decluttering

Rasche und effiziente Zugriffe auf interessierende Netzgebiete in großen weltkoordinaten-basierenden Netzbildern werden auf Verlangen des Bedieners durch ein kleines Navigationsfenster gemäß Abb. 10.25 unterstützt. Systeme bieten für die Darstellungen im Weltkoordinaten-System ein leistungsfähiges Zoom von der Übersichtsdarstellung bis zur Detailsicht eines Netzobjektes an. Die Positionierung eines Bildbereiches im Bildfenster kann auch durch Verschieben (Pan) erfolgen. Mittels Decluttering können zudem nicht erwünschte Informationen ausgeblendet werden. Ein Zoom- und Decluttering-Beispiel für ein Netzbild ist in Abb. 10.26 gezeigt.

Der direkte Netzbildzugriff wird über das PAT oder in speziell konstruierten Aufrufpunkten in Netzbildern ermöglicht, um den Zugriff ohne Auf- und Abwärtswandern durch hierarchische Netzbildpfade zu gewährleisten.

Navigation über Pull-Down-Menüs

Die Abb. 10.27 zeigt ein Beispiel für den Bediener-Zugriff auf Module von Planungsfunktionen über Pull-down-Untermenüs.

Navigation über Pop-Up Menüs

Pop-Up-Menüs sind funktionspezifisch und zeigen die mit dem angewählten Objekt oder Bereich im Zusammenhang möglichen Optionen. Beispielsweise erscheint auf der linken Bildschirmseite des Daten-Managementsystems IMM eine Liste der vorhandenen Unterstationen und Anlagenobjekte in Baumstruktur (Bezeichnungshierarchie). Bei Anwahl eines Objekts daraus werden die zugehörigen Daten

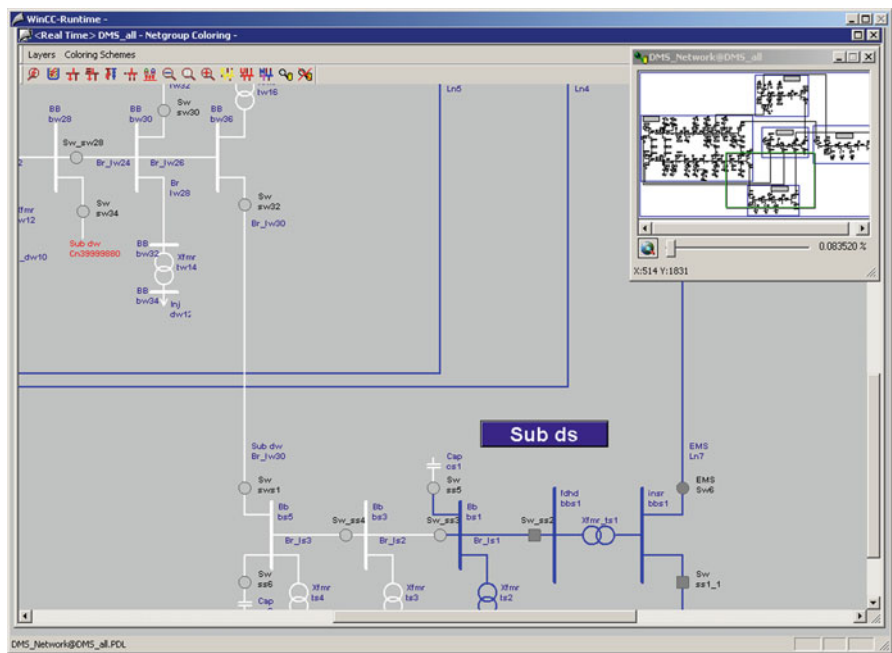


Abb. 10.25 Navigationsfenster (rechts oben). (Quelle: Siemens AG)

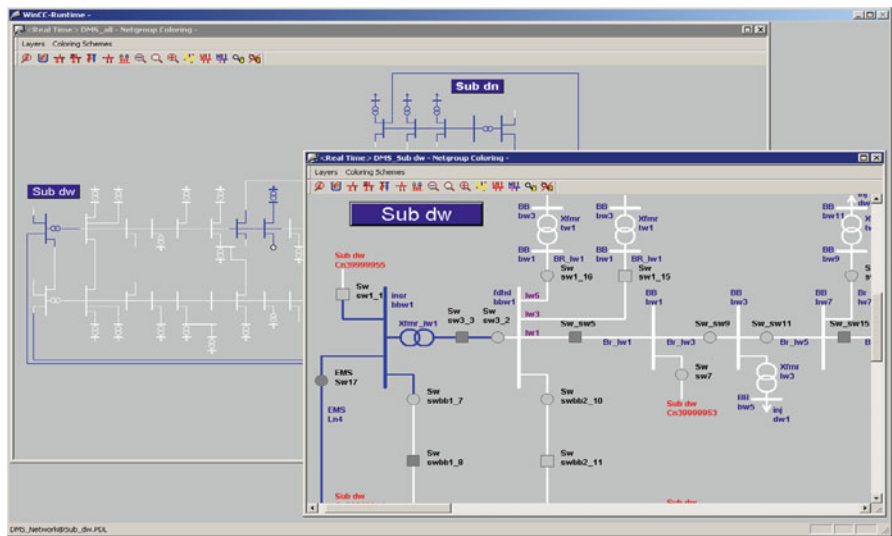


Abb. 10.26 Zooming und Decluttering. (Quelle: Siemens AG)

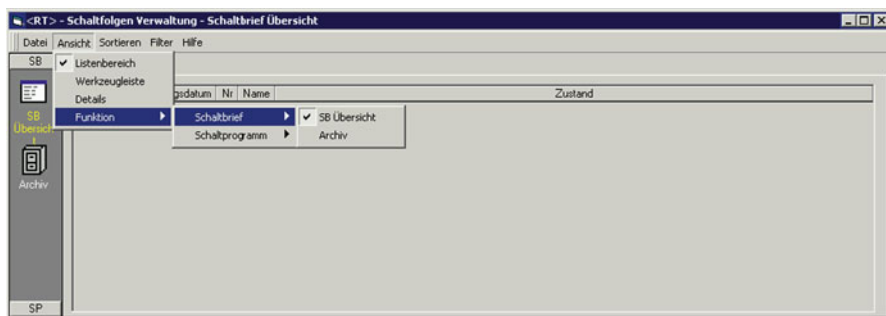
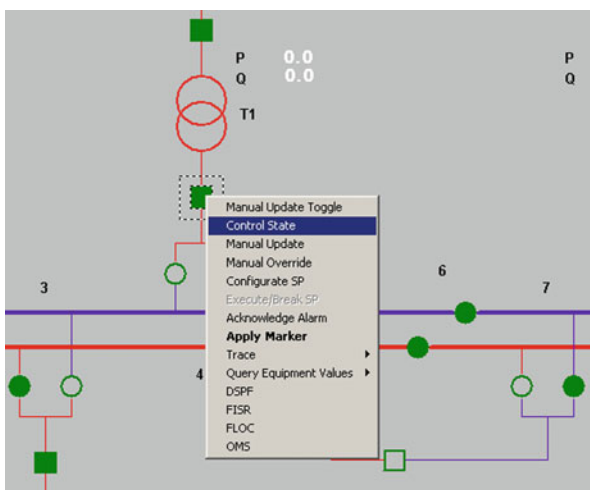


Abb. 10.27 Navigation mit Pull-Down-Menü. (Quelle: Siemens AG)

Abb. 10.28 Beispiel zu Pop-Up-Menü zu einem Objekt. (Quelle: Siemens AG)



(aktueller Zustand oder Wert) im Arbeitsbereich angezeigt. Ebenso können grafische Darstellungen von Objekten damit in Zusammenhang stehende Popup-Menüs besitzen.

Abbildung 10.28 zeigt ein objekt-spezifisches Pop-Up-Menü für einen Leistungsschalter, der in einem Unterstationsbild dargestellt wird.

Online-Hilfe

Das Hilfe-System ist eine kontextabhängige, integrierte Online-Hilfe für den Benutzer. Sie enthält üblicherweise die dokumentierten Informationen für die Produktmodule und entspricht der Bedienerdokumentation. Hilfe-Informationen stehen über das Help-Hauptmenü oder über den Aufruf der kontextabhängigen Hilfe zur Verfügung. Informationen über das angewählte Thema erscheinen in einem weiteren

Bildfenster. Hauptmenü-Registerkarten unterteilen die Themen und stellen sie als Inhaltsliste oder als Index dar. Die Suche über Begriffe wird ebenfalls unterstützt.

10.6.5 Bedien- und Anwendungsfunktionen

Die Bedien- und Benutzeroberfläche bietet Anwendern die für sie notwendigen Funktionen, um mit dem System zu kommunizieren. Dazu gehören Eingaben, Befehle an Applikationen (um Objekte zu betrachten, zu verändern und auszuführen) sowie die Präsentation von Systemzustandsinformationen und Applikationsergebnissen.

Eigenschaften Zu den Eigenschaften der Bedienungs-Benutzeroberfläche gehören:

- Zentrale Bedienleiste PAT (Power Application Toolbar)
- Dialogbilder für Applikationen
- Kurven- und Trend-Darstellungen
- Kontextsensitive Menüs
- Copy and Paste-Funktion für andere Windows – Produkte und -Tools
- gefilterte Tabellen (mit vom Anwender definierten Filterkriterien)
- gefilterte Ereignislisten (mit vom Anwender definierten Filterkriterien)
- Notizbuchfunktionen
- grafische Netzdarstellungen
- Zusammenfügen von freien Texten mit Bilddarstellungen, Betriebs- und Alarmlisten und anderen Objekten
- Verwaltung von Benutzerkennungen und Zugriffsberechtigungen/Passwörtern für die unterschiedlichen Systemfunktionen.

Grafische Darstellungen Netzbilddarstellungen, wie Abb. 10.29 zeigt, sind das primäre Instrument für die Überwachung und Steuerung des Netzes.

Kurvendarstellung Die Kurvendarstellung dient primär zur Darstellung von aktuellen und archivierten Werten in grafischer Form. Mehrere Kurven können in einem Kurvenfenster dargestellt werden. Die Zusammenstellung des Kurvenfensters bezüglich darzustellender Werte, Zeitbereich, Form usw. wird vom Bediener über einen Dialog definiert. Einmal erstellte Kurvenfenster können im System gespeichert und wieder aufgerufen werden. Formmöglichkeiten sind in Abb. 10.30 gezeigt.

Eigenschaften einer Kurvenausgabe Kurventypen: Werteverlauf als Funktion der Zeit $x(t)$ oder Wert als Funktion eines anderen Wertes $x(y)$ zum Zeitpunkt t

- Grafische Darstellung: Liniengrafik, Balkengrafik, Tortengrafik
- Quellen: Trendkurven, Mitschreiben aktueller Werte, Archivwerte
- Ereignisgrafiken: Darstellung binärer Werte als Kurve
- Zeitachsen: Für die Darstellung der Kurven bei Anwahl kann eine feste Zeit vorgegeben werden, ansonsten werden sie in der aktuellen Zeit dargestellt. Bei Überschreitung des aktuell angezeigten Darstellungszeitraumes erfolgt automatisches Verschieben. Die Zeitachsen von Kurven können gegeneinander verschoben

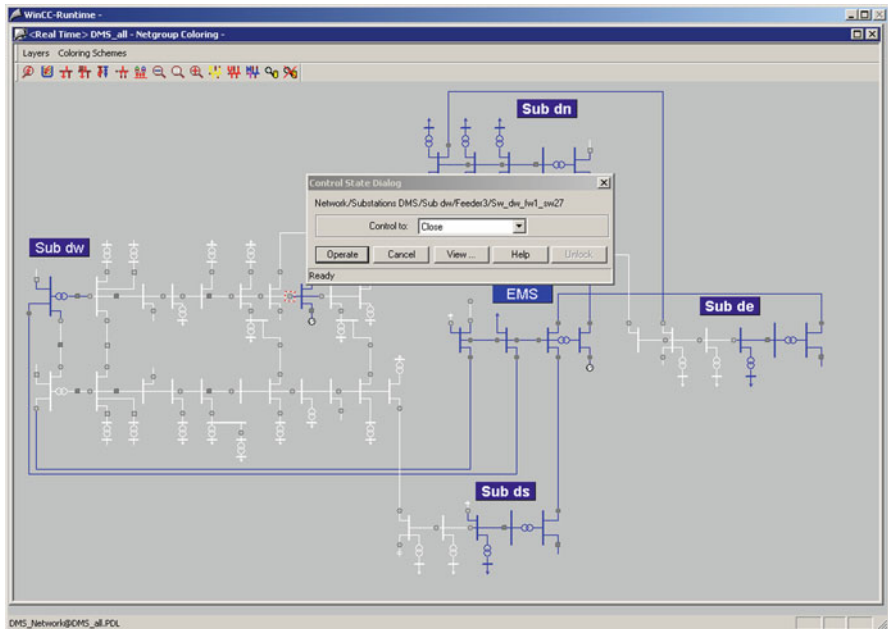


Abb. 10.29 Grafische On-line-Darstellung mit Kontextmenü. (Quelle: Siemens AG)

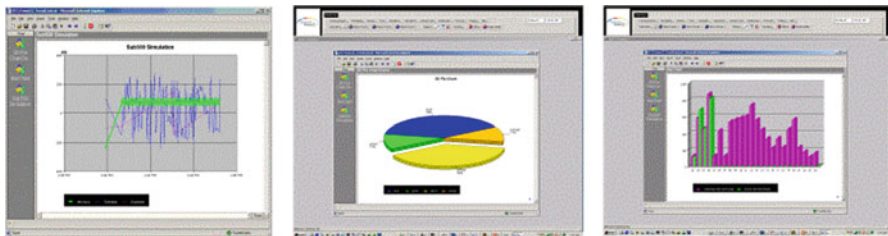


Abb. 10.30 Beispiele für Kurvendarstellungen. (Quelle: Siemens AG)

sein. Damit kann zum Beispiel der Tagesverlauf eines Wertes mit dem Verlauf eines Vergleichstages dargestellt werden

- Werteachsen Skalierung: Automatisch, Absolut, Kurvenpunkte innerhalb vorgegebener Minimum-/Maximumwerte
- Einblenden eines Zeit- und Wertegitters im Hintergrund
- Digitale Anzeige: Durch Stellen des Mauszeigers auf einen Kurvenpunkt werden der Kurvenwert und die Archivzeit dargestellt
- Verschieben des Darstellungszeitraums über Scrollbar
- Zoomen
- Drucken des Kurvenfensters (Bildschirmkopie).

Listen- und Tabellendarstellungen Die Abb. 10.31 zeigt eine typische Listendarstellung:

Zeitstempel	Pfad 1	Pfad 2	Pfad 3	Pfad 4	Pfad 5	Status	Wert	Ind	Grenze	Einheit
03/29/08 16:58:53.298	PSOS	PSOS1	Status			K	Kontext als Master aufdaten			
03/29/08 16:58:53.299	PSOS	PSOS1	Status			K	Kontext startet als Master			
03/29/08 16:58:53.300	PSOS	PSOS1	Status			K	Kontext-Master prozessführend			
03/29/08 16:58:57.890	PSOS	PSOS1	Status			K	Master mit eingeschränkter Fkt.			
03/29/08 17:00:47.609	PSOS	PSOS1	Status			K	Kontext als Master gestartet			
03/29/08 17:00:49.124	PSOS	PSOS1	Status			K	Master mit eingeschränkter Fkt.			
03/29/08 04:58:50.000	Meldungen		HIS Pufferspeicher			K	Objekttyp: A			
03/29/08 16:58:50.000	Meldungen		HIS Pufferspeicher			K	Objekttyp: A			
03/30/08 05:58:50.000	Meldungen		HIS Pufferspeicher			K	Objekttyp: A			
03/30/08 17:58:50.000	Meldungen		HIS Pufferspeicher			K	Objekttyp: A			
03/31/08 05:58:50.000	Meldungen		HIS Pufferspeicher			K	Objekttyp: A			
03/31/08 17:58:50.000	Meldungen		HIS Pufferspeicher			K	Objekttyp: A			
04/01/08 05:58:50.000	Meldungen		HIS Pufferspeicher			K	Objekttyp: A			
04/01/08 17:58:50.000	Meldungen		HIS Pufferspeicher			K	Objekttyp: A			
04/02/08 05:58:50.000	Meldungen		HIS Pufferspeicher			K	Objekttyp: A			
04/02/08 17:58:50.000	Meldungen		HIS Pufferspeicher			K	Objekttyp: A			
04/03/08 05:58:50.000	Meldungen		HIS Pufferspeicher			K	Objekttyp: A			
04/03/08 17:58:50.000	Meldungen		HIS Pufferspeicher			K	Objekttyp: A			
04/04/08 05:58:50.000	Meldungen		HIS Pufferspeicher			K	Objekttyp: A			
04/04/08 17:58:51.000	Meldungen		HIS Pufferspeicher			K	Objekttyp: A			
04/05/08 05:58:50.000	Meldungen		HIS Pufferspeicher			K	Objekttyp: A			
04/05/08 17:58:50.000	Meldungen		HIS Pufferspeicher			K	Objekttyp: A			
04/06/08 05:58:50.000	Meldungen		HIS Pufferspeicher			K	Objekttyp: A			
04/06/08 17:58:50.000	Meldungen		HIS Pufferspeicher			K	Objekttyp: A			
04/07/08 05:58:50.000	Meldungen		HIS Pufferspeicher			K	Objekttyp: A			
04/07/08 17:58:50.000	Meldungen		HIS Pufferspeicher			K	Objekttyp: A			
04/08/08 05:58:50.000	Meldungen		HIS Pufferspeicher			K	Objekttyp: A			
04/08/08 17:58:50.000	Meldungen		HIS Pufferspeicher			K	Objekttyp: A			
04/09/08 05:58:50.000	Meldungen		HIS Pufferspeicher			K	Objekttyp: A			
04/09/08 17:58:50.000	Meldungen		HIS Pufferspeicher			K	Objekttyp: A			
04/10/08 05:58:50.000	Meldungen		HIS Pufferspeicher			K	Objekttyp: A			

Abb. 10.31 Listendarstellung (Betriebstagebuch). (Quelle: Siemens AG)

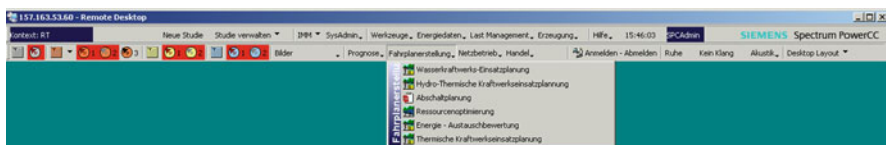


Abb. 10.32 Funktionsdarstellung und -aktivierung über PAT. (Quelle: Siemens AG)

Zentrale Bedienleiste PAT (Power Application Toolbar) Die zentrale Bedienleiste PAT (s. Abb. 10.32) ermöglicht den schnellen und sicheren Zugriff auf Darstellungen, Anwendungen und Alarminformationen in einer für den Benutzer vorkonfigurierten Form. Die mit den Schaltflächen verbundenen Pull-Down-Menüs ordnen Funktionen in betriebliche und anwendungsorientierte Funktionspakete. Die Vorbesetzung/Parametrierung des PAT spiegelt die dem jeweiligen Benutzer zugeordneten betrieblichen Aufgaben wieder (beispielsweise Netzüberwachung und Steuerung oder Überwachung und Führung von Kraftwerken).

10.6.5.1 Daten-Management

Das Daten-Managementsystem IMM (Informations-Modell-Manager) ist zuständig für Dateneingabe und -pflege. Es ist integraler Bestandteil des Systems und vollständig in die Architektur des On-line-Systems integriert, um den Einfluss der Datenänderungen auf das Laufzeitsystem so gering wie möglich zu halten. Es wird

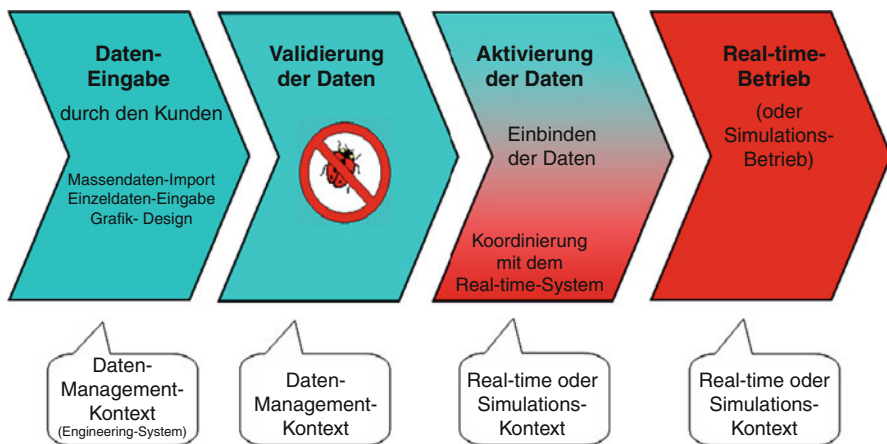


Abb. 10.33 Ablauf einer Datenänderung. (Quelle: Siemens AG)

sowohl für die Betriebs- als auch die Systemfunktionen eingesetzt, um deren zugeordnete Datenmodelle zu erstellen und zu pflegen. Über die Benutzerschnittstelle des IMM werden sowohl Grunddaten und Konfigurationsdaten des Netzleitsystems, als auch das Datenmodell des zugeordneten Prozesses, beschrieben und gepflegt. Zu den weiteren Funktionen des IMM gehören Überwachungsmaßnahmen, Verwaltung der Lizenzschlüssel, Funktionen zur Erhaltung der Systemsicherheit und Systemabsicherung durch ein Backup.

10.6.5.2 Konfigurations-Management

Das Netzleitsystem verfügt über eine Projektierungs-Datenbank, in der alle Konfigurationsinformationen für Anwendungen, Kontexte und Hardware enthalten sind. Die Datenbank wird unter Verwendung von Werkzeugen gepflegt, die Teil des Datenmanagementsystems sind. Während des Betriebes müssen die Anwendungsprogramme Zugang zu bestimmten Teilen der Konfigurationsinformation haben, die das Laufzeitverhalten beeinflussen. Das Konfigurations-Management stellt dafür eine Schnittstelle zur Verfügung.

10.6.5.3 Phasen der Dateneingabe

Die Projektimplementierung erfolgt im Wesentlichen in den drei Phasen: System-Konfiguration, Kundenanpassung und Dateneingabe. Während die Konfigurations- und Anpassungsarbeiten vorwiegend zu Beginn eines Projektes durchgeführt werden, erstrecken sich die Dateneingabe- und Datenänderungsaktivitäten über die gesamte Lebenszeit des Projektes (s. Abb. 10.33).

Systemkonfiguration

Die Konfiguration des Systems basiert auf einer Konfigurationsdatenbank, in der alle Konfigurationsinformationen für ein Projekt enthalten sind. Eingabe und Pflege erfolgen über ein Konfigurations-Tool für die gesamte Anlage. Jede einzelne Konfigurationsinformation braucht nur einmal (und nicht mehrfach) eingegeben zu werden.

Systemkonfigurierungsdaten beschreiben unter anderem die Systemgröße, die Hardware-Konfiguration des Projektes, ausgewählte Produkt-Module, systemweite Anwendungsoptionen, Speicherzuordnungen, Kontextdefinitionen, Benutzerprofile und die Festlegung der grafischen Darstellungsparameter.

Unter jedem dieser Themen findet der Projektingenieur Konfigurationsobjekte, die entsprechend parametrisiert werden müssen.

Kundenanpassungen

Die Kundenanpassung ist erforderlich, um projektspezifische Funktionsanforderungen zu erfüllen, die in der Standardprodukt-Software nicht realisiert sind. Die Kundenanpassung besteht aus kundenspezifischen Erweiterungen für die Objekttypen und gegebenenfalls der Implementierung bzw. der Ergänzung vorhandener Applikationen. Darüber hinaus kann die Netzleitstelle dahingehend angepasst werden, wie die verschiedenen Objekttypen in einer hierarchischen Struktur angeordnet werden sollen. Dadurch können Datenprojektierer wählen, ob sie beispielsweise eine Objektgruppierung wie Spannungsebene oder Abzweig als notwendige Objekte in die Hierarchie einbeziehen wollen.

Dateneingabe

Das Daten-Managementsystem wird benutzt, um die statischen Konfigurationsdaten für die Objekte des Energieversorgungsnetzes, die für den Anlagenbetrieb relevant sind, einzugeben bzw. zu aktualisieren. Die Objektkonfigurationsdaten legen die Existenz von Objekten fest und bestimmen die Attribute der Objekte sowie die Beziehungen zwischen ihnen. Sie werden in der Objekt-Domänen-Datenbank gespeichert. Objektkonfigurationsdaten können direkt eingegeben und bearbeitet, oder von einer externen Quelle übertragen werden. Bei der externen Quelle kann es sich um eine andere Datenbank oder eine ASCII-Importdatei handeln. Die Dateneingabe kann vor, gleichzeitig mit, oder nach der Kundenanpassung erfolgen.

Validierung

Nach einer Dateneingabe oder Datenänderung stellt die Validierung sicher, dass das gesamte Datenmodell konsistent ist. Darüber hinaus gewährleistet die Validierung, dass alle anderen erforderlichen Daten im Pflegeumfeld eingegeben sind

(Vollständigkeitsprüfung), bevor die Änderung in das On-line-System übernommen wird.

Aktivierung

Die Aktivierung überträgt während der Dateneingabe durchgeführte Änderungen in das On-line-System. Zum Zeitpunkt der Aktivierung werden die in der Pflegeumgebung enthaltenen Änderungen validiert (sofern das nicht bereits geschehen ist) und, vorausgesetzt dass keine Validierungsfehler auftreten, die Änderungen in das Online-System übertragen. Der Aktivierungsvorgang veranlasst außerdem die Erstellung von Änderungsprotokolldaten für die Prüfung und einer eventuelle Rückgängigmachung der Änderungen.

10.6.5.4 Benutzeroberfläche des Daten-Managementsystems

Die Benutzeroberfläche des Daten-Managementsystems ist als grafische Bedienoberfläche auf Web-Basis in die allgemeine Benutzerschnittstelle integriert.

Die Benutzeroberfläche unterstützt:

- Pflege der statischen Objektkonfigurationsdaten
- Eingabe unvollständiger Daten mit späterer Ergänzung bzw. Berichtigung
- Eingabe und Pflege der grafischen Netzdarstellungen
- interaktive Bearbeitung der Objektkonfigurationsdaten und gleichzeitige Bearbeitung der Netzdarstellungen
- Prüfung der Korrektheit eingegebener Daten (Validierung) und Prüfung der internen Übereinstimmung mit bereits eingegebenen Daten (Globale Validierung).

Engineering Explorer

Der Engineering Explorer ermöglicht dem Benutzer die Durchführung aller Konfigurations-, Kundenanpassungs- und Dateneingabemaßnahmen für ein Projekt. Die Benutzeroberfläche ist ähnlich wie bei Microsoft Windows Explorer oder anderen ähnlichen grafischen Bedienoberflächen aufgebaut. Das linke Feld des Fensters in Abb. 10.34 zeigt die Bezeichnungshierarchie in Form einer Baumstruktur, der Zugriff zu allen projektierten Objekten des Netzes ermöglicht. Das rechte Feld des Fensters wird für die Anzeige und Bearbeitung der Eigenschaften der projektierten Objekte benutzt. Das im rechten Feld verwendete Darstellungsformat kann je nach der Art der betrachteten Objekte unterschiedlich sein. Ein Benutzer kann mit Hilfe dieser Ansicht alle Bereichsobjekte erstellen und bearbeiten.

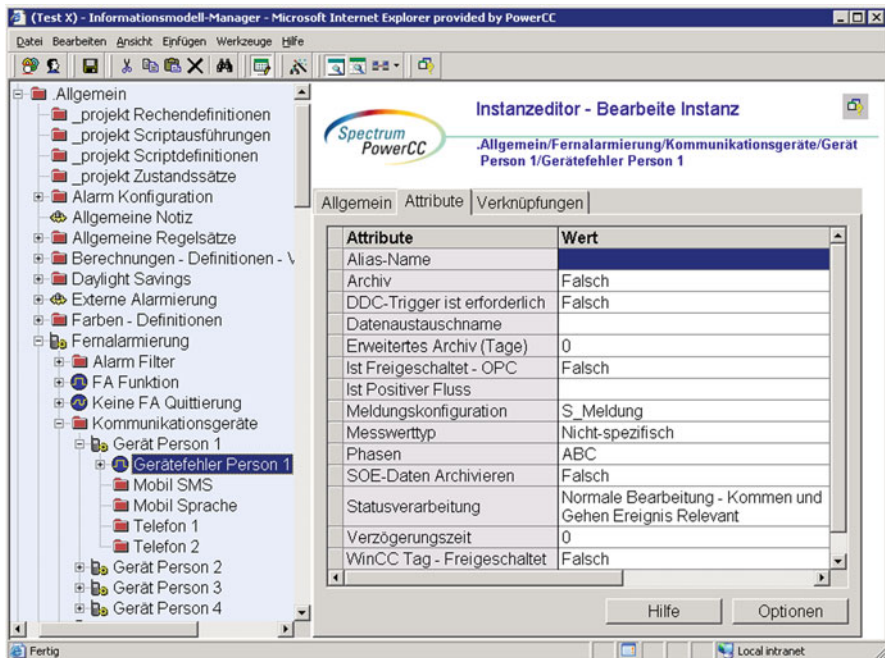


Abb. 10.34 Engineering Explorer mit links Baumstruktur, rechts Objekteigenschaften. (Quelle: Siemens AG)

Konsistente grafische Darstellungen

Das Daten-Management-System sorgt dafür, dass die interne Übereinstimmung zwischen den Bildern und dem Objektdaten-Modell gewährleistet ist. Das Erstellen neuer Objekte und die Bearbeitung ihrer Eigenschaften können sowohl direkt in der grafischen Darstellung als auch in der Eigenschaften-Ansicht vorgenommen werden. In der grafischen Darstellung werden die Objekteigenschaften in Popup-Fenstern bearbeitet, anstatt im Tabellenformat.

Entscheidungslogik für graphische Darstellungen

Die Informationsdarstellung in Netzbildern ist durch eine Entscheidungslogik definiert. Für jedes Objekt und entsprechenden Attribute können die Darstellungsregeln abhängig vom Objektzustand definiert werden. Ein Schalter kann z. B. abhängig vom Schaltzustand, der Zustandsqualität und verschiedenen Markierungen dargestellt sein.

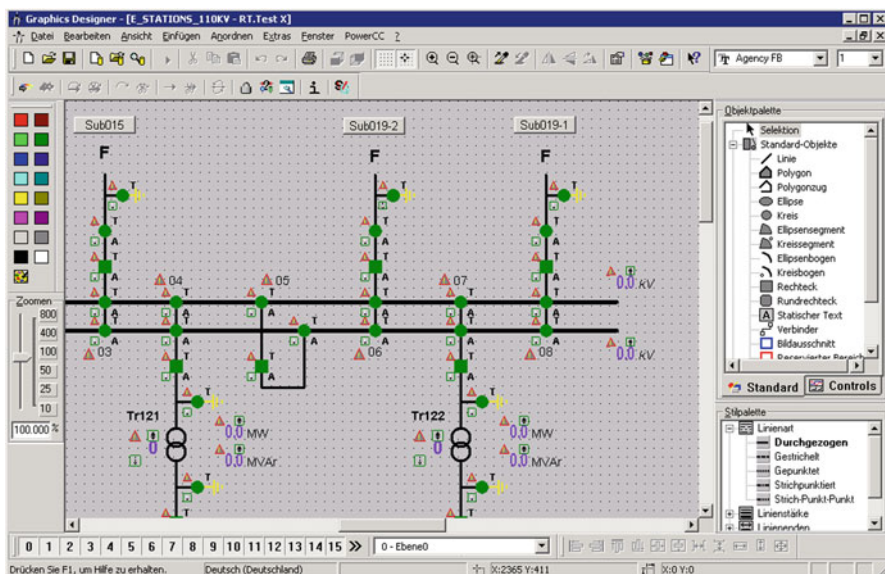


Abb. 10.35 Bildkonstruktion unterstützt durch Objektbibliothek. (Quelle: Siemens AG)

Graphics Designer

Der Graphics Designer ermöglicht die Konstruktion von kundenspezifischen Darstellungen (Stations- und Netzbilder, Objekte etc.) und bietet die Standardfunktionen, die in effizienten Windows-Grafikprogrammen vorhanden sind. Funktionen wie die präzise Positionierung, Ausrichtung, Drehung oder Spiegelung und Übertragung der Eigenschaften von Grafikobjekten sind darin enthalten, ebenso wie die Gruppierung, Erstellung von Bibliotheksobjekten sowie der Import bzw. die Einbettung von extern bearbeiteten Texten und Grafiken in verschiedenen Formaten (z. B. BMP, WMF etc.) oder die Verwendung von OLE (s. Abb. 10.35).

Objektbibliotheken

Erstellte Objekte können in einer Bibliothek gespeichert werden und stehen dann sofort für die weitere Verwendung zur Verfügung. Dadurch ist der Benutzer in der Lage, unternehmens-, technologie- oder sektorspezifische Standards zu entwickeln und die in der Bibliothek gespeicherten Objekte immer wieder zu verwenden, was zu einer schnelleren und effizienteren Entwicklung von grafischen Netzbildern beiträgt. Eine Objektbibliothek (bestehend aus einer globalen Bibliothek und einer Objektbibliothek) und eine Funktionsbibliothek unterstützen die effiziente Eingabe. Die Objekte können aus reinen Grafiken bestehen, spezielle Verarbeitungsroutinen beinhalten aber auch Prozessverknüpfungen. Die in der Bibliothek enthaltenen Objekte können einfach mittels der „Drag and Drop“ in die Projektdatenbank eingefügt werden.

Objekte können in der Bibliothek namentlich aufgelistet oder als Icons angezeigt werden. Das fördert die schnellere und leichtere Identifikation der einzelnen Objekte. Objekte können darüber hinaus mehrsprachig beschrieben werden. Beim Umschalten der Benutzersprache ändert das System automatisch alle Namen der gespeicherten Objekte und Objektgruppen wie auch andere vom Anwender definierten Parameter. Die Verwendung dieser Bibliotheken führt zu einer bedeutenden Steigerung der Effizienz der Dateneingabe bei gleichzeitiger erheblicher Reduzierung der Fehlermöglichkeiten.

Topologischer Bild-Editor

Müssen Netzbilder topologisch eingefärbt werden, so kann anstelle des Graphics Designer für die Bildgestaltung ein topologischer Bild-Editor verwendet werden, mit dem die Netzbilder basierend auf den Objektbibliotheken und topologischen Regeln am Bildschirm gezeichnet werden. Der Editor überprüft bei der Eingabe laufend die topologische Korrektheit des eingegebenen Netzes und erlaubt auch die Zuordnung und eventuelle Ergänzung der technischen Daten zu den einzelnen grafischen Objekten.

Objekt-Editor

Die primäre Aufgabe bei der Dateneingabe über IMM ist es, das Datenmodell immer konsistent zum physikalischen Ausbaustand des Prozesses (Netzes) zu halten. Die Datenmodellpflege im Online-System wird mit dem Objekt-Editor ausgeführt. Der Objekt-Editor in der Grafik-Benutzeroberfläche ist voll Web-fähig, so dass er von jedem anderen vernetzten Computer, auf dem ein üblicher Web-Browser (z. B. Microsoft Internet Explorer) installiert ist, benutzt werden kann. Ein Bearbeitungsfenster enthält die Bezeichnungshierarchie aller Netzobjekte. Die Baumstruktur ordnet alle Objekte in einer logischen Hierarchie ähnlich einem Dateiverzeichnis, wobei das Aussehen und die Arbeitsweise der Elemente auf der Grafik-Benutzeroberfläche an den Microsoft-Verzeichnisbaum angeglichen sind. In diesem Verzeichnisbaum können neue Objekte erstellt, überflüssige Objekte gelöscht und vorhandene Objekte angewählt werden. Diese Baumstruktur zeigt die Objektbezeichnungen in einer hierarchischen Weise, wie sie normalerweise in einem Netz verwendet werden, um Objekte im Netz zu kennzeichnen (z. B. Unterstation A/110 KV/Transformator X). In einem weiteren Feld des Dialogfensters werden die Zustandsdaten eines Objekts definiert, das über den Verzeichnisbaum erstellt oder angewählt wurde. Die Werte der Objektattribute und ihre Zusammenhänge mit anderen Objekten werden in Form von Eigenschafts-Indexkarten angezeigt und bearbeitet. Die Attributwerte und Zusammenhänge beschreiben gemeinsam alle statischen Informationen über die Datenobjekte, die für die Applikations-Software benötigt werden. Für Datenobjekte gibt es vorgefertigte und wieder verwendbare Muster, in denen die angewählten Attributwerte bereits eingetragen sind. Der Anwender kann den erforderlichen Zeitaufwand

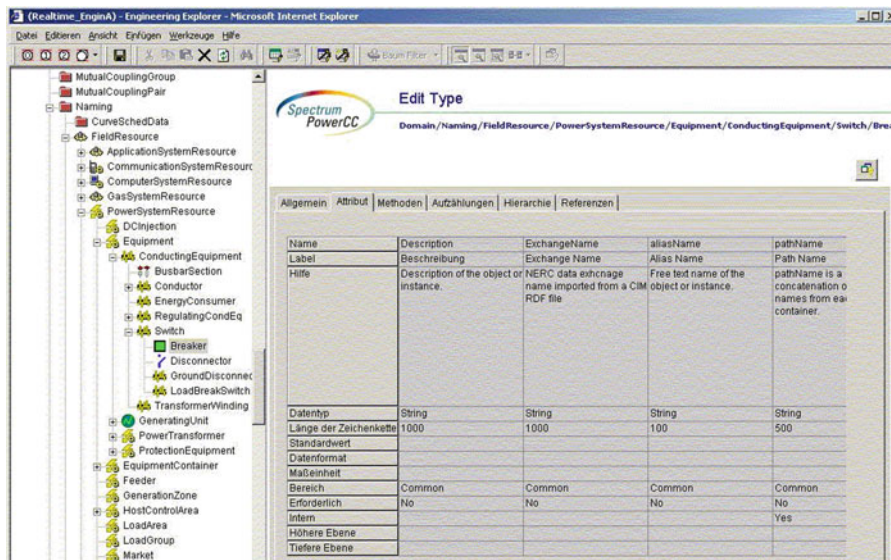


Abb. 10.36 Objekttypen-Editor. (Quelle: Siemens AG)

und die Fehlermöglichkeiten bei der Dateneingabe wesentlich dadurch verringern, dass neue Objekte einfach mit Hilfe der vorhandenen Muster erstellt werden.

Objekttypen-Editor

Das Implementierung neuer oder kundenspezifische Funktionen verlangt normalerweise die Definition neuer Objekttypen oder die Hinzufügung von Attributen zu vorhandenen Objekttypen im Datenmodell. Der Objekttypen-Editor (s. Abb. 10.36) erlaubt dem Anwender die Erweiterung des Objektmodells und die automatische Anpassung an bestehende Objekttypen und Attribute. Somit kann die Eingabe entsprechender Objektdaten unmittelbar nach vorgenommener Modelländerung beginnen. In diesem Zusammenhang ist zu betonen, dass die Erweiterung der bestehenden Objekttypen bei vollständiger Beibehaltung der vorhandenen Objektdaten erfolgt. Die Benutzeroberfläche des Objekttypen-Editors entspricht Aussehen und Bedienung dem des Objekt-Editors.

Automatische Bildgenerierung

Der Aufwand für die Erstellung von Netzbildern für große Netze ist in Regel hoch. Daher können Stationsbilder usw. automatisch auf Basis der im Datenmodell hinterlegten Prozess- und Topologiedaten generiert werden. Diese Funktion kann einerseits

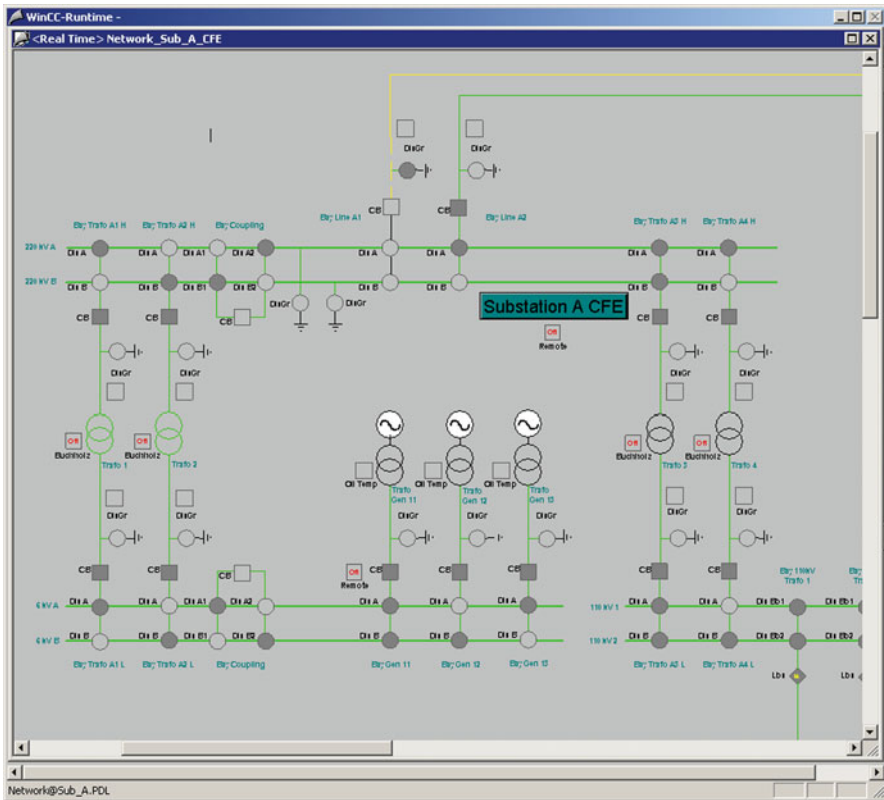


Abb. 10.37 Beispiel eines grafisch editierten Unterstationsbildes. (Quelle: Siemens AG)

dazu genutzt werden, eine beschriebene Netztopologie auf Fehler zu prüfen, andererseits aber auch als Grundlage für die Erstellung von grafischen Netzdarstellungen verwendet werden. Die Abb. 10.37 und 10.38 zeigen die beiden Möglichkeiten.

Job-Management

Dateneingaben und Datenänderungen werden über das Job-Management des Daten-Management-Systems mit den folgenden Merkmalen koordiniert und verwaltet:

- Zusammengehörige Datenänderungen werden zu einem Job zusammengefasst
- Die Daten eines Jobs werden gemeinsam aktiviert
- Zeitliche Entkopplung von Dateneingabe und Aktivierung der Daten in das On-line-System
- Mehrere Bediener können gleichzeitig Daten eingeben
- Ein Job kann gleichzeitig nur von einem Bediener bearbeitet werden

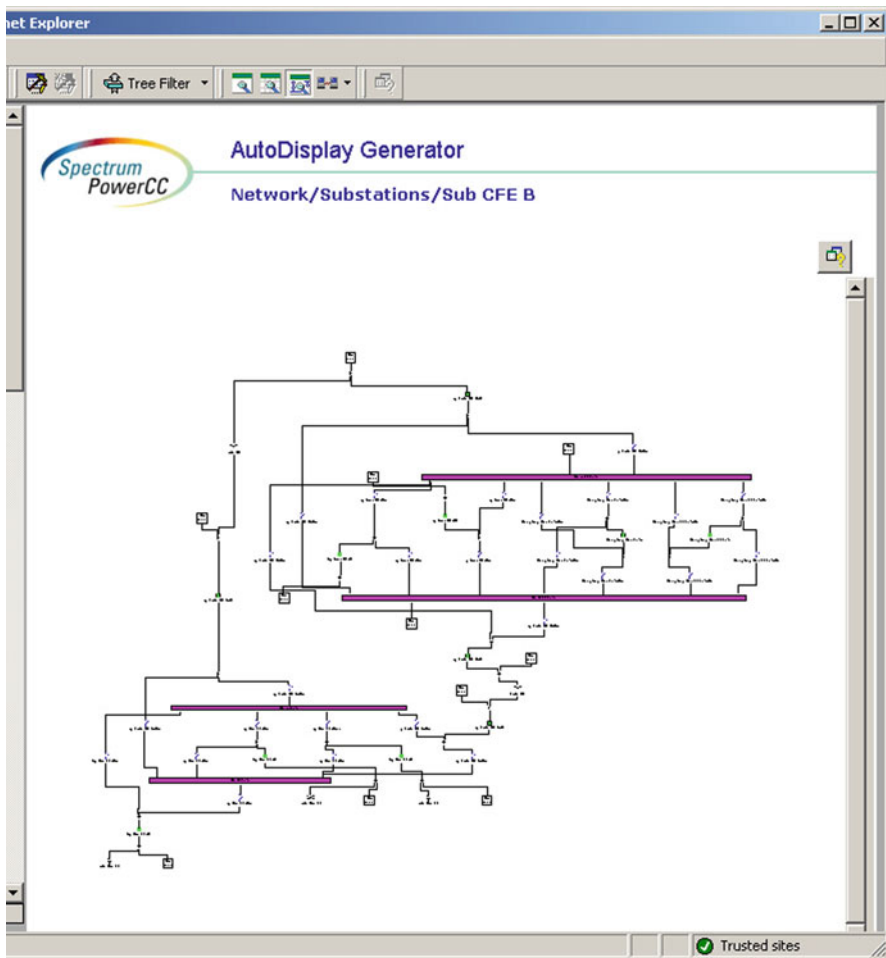


Abb. 10.38 Beispiel eines automatisch generierten Stationsbildes. (Quelle: Siemens AG)

- Die in einem Job modifizierten Daten sind für Änderungen in anderen Jobs gesperrt
- Datenänderungen sind nur mit dem entsprechenden Zugriffsrecht möglich. Dadurch können im System mehrere Datenänderungen parallel vorgehalten werden ohne das On-line-System zu stören.

Reports

Inhalte der Engineering-Kontexte oder des Echtzeit-Kontexts können mit Standardberichten dokumentiert werden. Objekttypen und Objektbedingungen können

entweder im Daten-Managementsystem angeschaut oder ausgedruckt werden. Für die Erstellung spezieller Berichte stehen diverse Filtermöglichkeiten zur Verfügung.

Massendatenimport

Netzdaten Bei vielen Projekten ist es notwendig, dass das sehr umfangreiche Prozessdatenmodell von einem vorhandenen Informationssystemen übernommen wird, statt alle Daten manuell neu einzugeben. Dies ist insbesondere im Verteilnetzbereich für Geographische Informationssysteme (GIS) zutreffend. GIS enthalten im Allgemeinen viele technische und grafische Daten, die ebenfalls im Netzleitsystem zur Netzführung benötigt werden, z. B. zur Netzdarstellung, Netzberechnung etc. Die Importfunktion des Daten-Managementsystems führt zu einer erheblichen Aufwandsreduktion bei der Dateneingabe und -validierung. Das Importdateiformat basiert z. B. auf XDF-Dateien (Exchange Data Format) unter Verwendung des Standards Extended Modeling Language (XML). Das XML-Format bietet eine objektorientierte Struktur, die der Form des Datenmodells entspricht. Infolgedessen wird die Importdatei als ASCII-Dateidarstellung der Objektdaten angezeigt, die der Darstellung im Objekt-Editor sehr ähnlich ist.

Das Prozessdatenmodell kann auch in ein fremdes System exportiert werden. Das Exportformat ist dasselbe wie das Importformat.

Zusätzlich zu den Objektdaten unterstützt das Daten-Managementsystem auch den Import und Export von Objekttypinformationen. Der Anwender kann diese Importfunktion benutzen, um Objekttypen zu erweitern, statt z. B. das Modell unmittelbar über den Objekttypen-Editor zu bearbeiten. Damit können Modellerweiterungen über ein Quelldaten-Verwaltungssystem in einer koordinierten Anwendungsumgebung definiert und gepflegt werden. Diese Funktionalität ist in Abb. 10.39 dargestellt.

Graphik-Import Neben dem Import von ASCII-Daten stehen üblicherweise auch Schnittstellen und Systemdienste für den Import von Grafikdaten in SVG-Format (Scalable Vector Graphics) zur Verfügung. Diese Dienste sind insbesondere für Kunden für Bedeutung, die bereits über Grafische Informationssysteme verfügen bzw. diese kurz- oder mittelfristig beschaffen und mit dem Netzleitsystem verbinden wollen.

10.6.6 Systemkonfigurationen

Die Architektur ermöglicht, wie in der Abb. 10.40 gezeigt wird, eine große Konfigurations-Skalierung, sowie die verschiedensten Kombinationen von Servern, Anwender-Interface (UI)-Clients und peripheren Geräten. Eine kleine Konfiguration „All-in-one“ kann z. B. für das Dateneingabesystem oder eine dezentrale Betriebsstelle eingesetzt werden, während eine große Konfiguration in redundanter Konfiguration, z. B. in einer zentralen Warte eingesetzt werden kann.

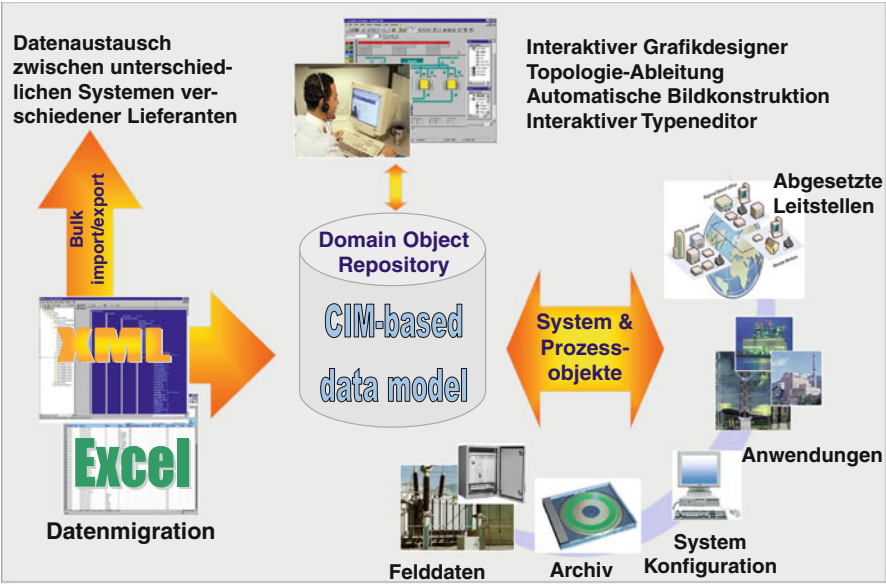


Abb. 10.39 Massendatenimport in den Information Model Manager. (Quelle: Siemens AG)

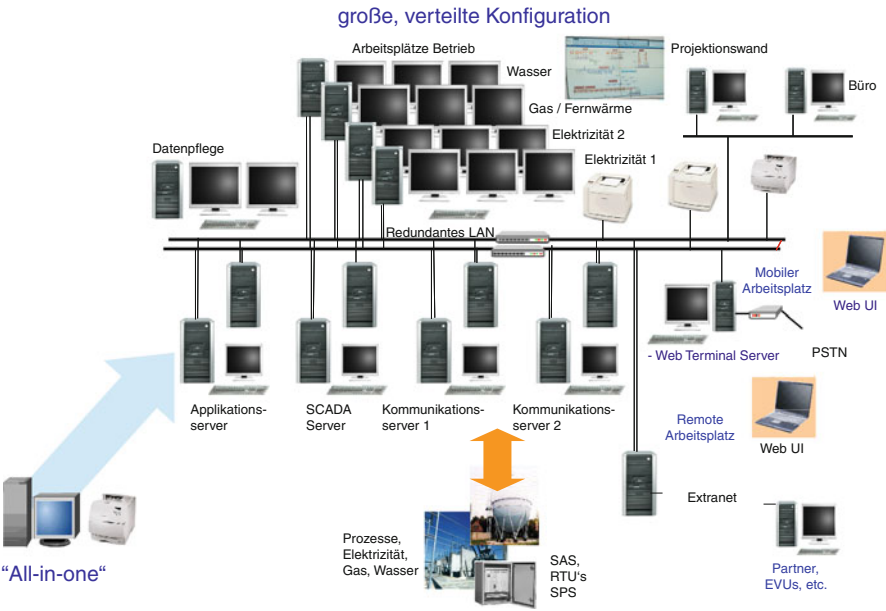


Abb. 10.40 Typische Konfigurationen und Konfigurations-Skalierung. (Quelle: Siemens AG)

10.6.6.1 Offene Hardware-Architektur

Ein modernes Netzleitsystem besitzt eine offene Hardware-Architektur, die mehrere Ebenen der Geräteverfügbarkeit und eine extrem flexible Skalierbarkeit bietet.

10.6.6.2 Redundanz

Im Allgemeinen werden verschiedene Strategien angewendet, um den Anforderungen nach Verfügbarkeit gerecht zu werden. Das Ziel dabei ist, die jeweils geforderte Verfügbarkeit zu erreichen und gleichzeitig die Anzahl der verschiedenen dafür notwendigen Strategien minimal zu halten, um den Installations-, Instandhaltungs- und Bedienungsaufwand zu senken. Das Ziel einer hohen Verfügbarkeit ist:

- Kein Verlust an wichtigen Daten, die für kritische Betriebsfunktionen benötigt werden
- Minimierung der Zeitspannen, in denen für den Betrieb kritische Funktionen nicht zur Verfügung stehen, damit keine erheblichen Einschränkungen der Leistungsfähigkeit auftreten.

Die Forderungen werden mit folgenden Maßnahmen erreicht:

- **N-1 Verfügbarkeit** Redundanz im Falle von Gerätefehlern ist durch die Verfügbarkeit zusätzlicher On-line-Geräte gegeben. Die Ausfallzeit für den betreffenden Anlagenteil wird anhand der Zeitdauer bestimmt, die zur Reparatur des fehlerhaften Gerätes benötigt wird. Diese Art der Verfügbarkeit ist akzeptabel für Benutzeroberflächen-Einrichtungen und andere periphere unkritische Anlagenteile
- **Hohe Verfügbarkeit durch „Standard“ Cluster-Technologie** Ein Cluster ist ein paralleles oder dezentrales System, das aus einer Anzahl miteinander verbundener Computer besteht, die als einzelne vereinheitlichte Computer-Ressource benutzt werden. Die Cluster-Technologie bietet Ausfallbehebungszeiten für Bedienstationen von wenigen Sekunden. Diese Zeitspanne ist akzeptabel, weil
 - die Wahrscheinlichkeit des Auftretens solcher Störungen sehr gering ist,
 - ein Funktionsausfall für eine kurze Zeit tolerierbar ist,
 - kein Datenverlust eintritt.
- **Sofortige Verfügbarkeit durch hochredundanter Server** Bei hochsensiblen Prozessen läuft immer ein Backup-Prozess parallel, der im Fehlerfall den Betrieb sofort, d. h. ohne Unterbruch oder Datenverlust übernimmt. Diese sofortige Verfügbarkeit ist z. B. bei kritischen Funktionen wie SCADA und automatische Frequenz-Leistungsregelung gegeben.

10.6.6.3 Skalierbarkeit der Systemkonfiguration

Ein modernes Netzleitsystem ist in hohem Maße skalierbar, was grundsätzlich dadurch erzielt wird, dass Hardware-Komponenten hinzugenommen werden (entweder durch mehr CPUs bzw. Speicherkapazität an einer Einzelmaschine oder durch

Einbeziehung zusätzlicher Computer). Die Skalierbarkeit erfüllt die zunehmenden Forderungen des Marktes nach:

- größeren Datenmodellen
- mehr dynamischen Daten (mehr Messwerte, schnellere Kommunikationswege)
- mehr Funktionalität (kontinuierlich steigende Benutzererwartungen)
- besseres Ansprechverhalten (geringste Wartezeiten)

Im Weiteren kann bei Bedarf ein so genanntes Not-System, z. B. in „All-in-One“-Ausführung, ergänzt werden, um in Notfällen (Feuer etc.) einen minimalen Netzbetrieb von einem anderen Standort zu ermöglichen.

10.6.7 Systemübergreifender Workflow

In jedem Energieversorgungsunternehmen gibt es eine Vielzahl von unterschiedlichen Arbeitsabläufen, die zum Teil systemübergreifend sind, d. h. neben der Netzleittechnik auch andere Systeme betreffen. Die Optimierung von wichtigen Arbeitsabläufen verlangt daher eine IT-Integration (s. Kap. 10.6.8) der beteiligten Systeme. Das Resultat dieser Optimierung ist ein Satz von Muster-Arbeitsabläufen (Anwendungsfälle oder Use Cases). Diese dienen als Arbeitsvorlage resp. Arbeitsvorschrift und werden z. B. in einem Qualitätshandbuch hinterlegt.

Bei einem realen Arbeitsauftrag (Job) wird ein Muster-Arbeitsablauf mit den dazugehörigen Daten versehen (Arbeiter, Zeit, Netzteile usw.). In einem EVU laufen üblicherweise viele Jobs unterschiedlichster Kategorien parallel ab. Jeder Job besteht aus einem Anfang, verschiedenen Aktionen, und einem Abschluss. Die Verwaltung der Jobs kann manuell oder mit Werkzeugen (Job Management) erfolgen. Ein Job kann aus einer oder mehreren Applikationen bestehen die wiederum in einem oder mehreren Systemknoten ablaufen. Abb. 10.41 zeigt den Werdegang ausgehend von Geschäftsstrategien und -prozessen über Muster-Arbeitsabläufe zu den Jobs.

Es zeigt ebenfalls den Zusammenhang zwischen den Aktivitäten eines Jobs und den einzelnen Applikationen in verschiedenen Systemknoten. Das Beispiel zeigt andeutungsweise den Arbeitsablauf „Durchleitung“ mit den Hauptaktivitäten „Einkauf“, „Netzfürung“ und „Abrechnung“.

Für die Erstellung, Durchführung und Überwachung von Arbeitsabläufen (Workflows) gibt es heute Werkzeuge (Workflow-Automation). Einige Anwendungen von Workflow-Automation existieren auf dem Gebiet der Dokumentationsverwaltung. Auch auf dem Gebiet der Netzfürung existieren bereits proprietäre Ansätze und Lösungen.

Der Nutzen der Workflow-Automation liegt darin, dass die Muster-Arbeitsabläufe mit den gelebten Abläufen übereinstimmen und somit die Qualitätssicherung der Realität entspricht. Um den genannten Nutzen zu realisieren, werden bereits Workflow-Automationswerkzeug eingesetzt, die folgenden Bedingungen zu erfüllen müssen:

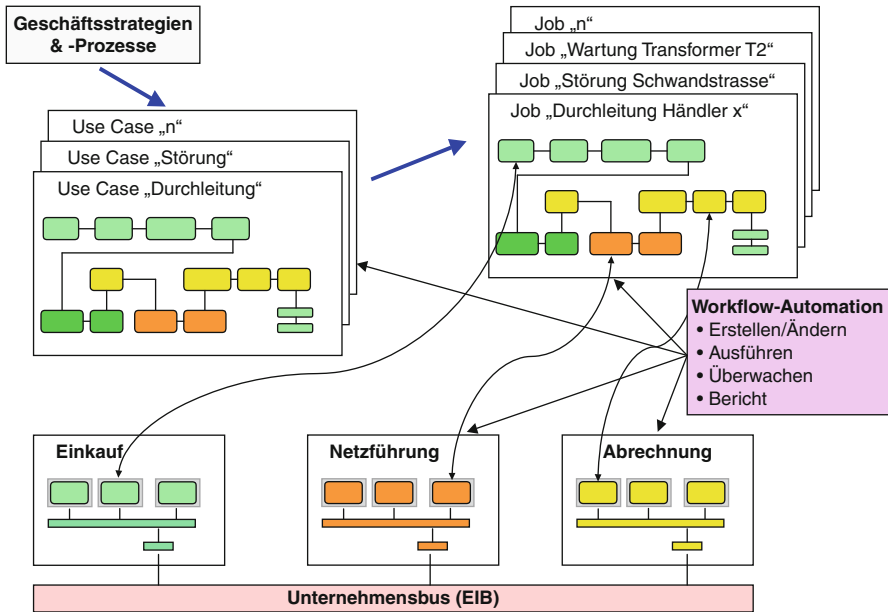


Abb. 10.41 Überblick zum Workflow. (Quelle: Siemens AG)

- Einfaches und effizientes Erstellen und Modifizieren von Muster-Arbeitsabläufen (um den sich ändernden Geschäftsstrategien und -prozessen rasch folgen zu können)
- Übernahme von Muster-Arbeitsabläufen für einen realen Ablauf (Job)
- Effiziente Anpassung eines Jobs falls erforderlich
- Ausführen und Überwachen von Jobs mit adäquaten Statusanzeigen
- Automatisches Erstellen von Berichten der durchgeführten Aktionen
- Effizientes Einbinden von Applikationen in verschiedenen Systemknoten.

Die oben geschilderte Netzleitarchitektur und die vorhandenen Integrations-Schnittstellen sind eine gute Ausgangsbasis für übergreifende Arbeitsablauf-Optimierungen.

10.6.8 Systemintegrationskonzepte

Das Netzleitsystem ist Bestandteil einer umfangreichen EVU-Systemlandschaft. Andere Systeme können je nach Aufgabe mit der Netzleittechnik mehr oder weniger Interoperabilität und Abhängigkeiten aufweisen. Eine IT-Integration dieser Systeme ermöglicht je nach Integrationsgrad (Datenaustausch, gemeinsamen Dateneingabe und Applikationsabstimmung) eine wesentliche Verbesserung der Betriebskosten und Arbeitsabläufe. Bei der Integration und bei der Auswahl des Systemintegrationskonzepts sind vor allem auch die Sicherheits- und Echtzeitbedürfnisse der Netzleittechnik zu beachten. Die Norm IEC 61970 beinhaltet insbesondere für die

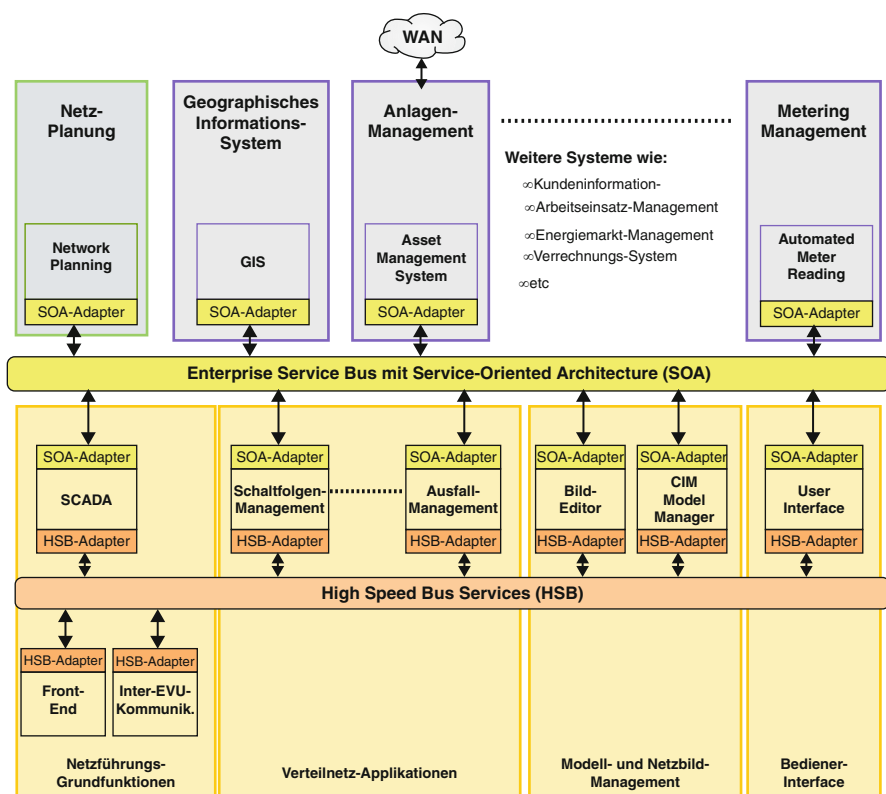


Abb. 10.42 Beispiel eines Systemintegrationskonzeptes im Verteilnetzbereich. (Quelle: Siemens AG)

Netzleittechnik eine entsprechende Grundlage. Ein weiterer Schritt auf der Ebene der Unternehmensintegration führt zu einer Service-Oriented Architecture (SOA). Damit wird die Funktionalität in geteilte, wiederholbare Services strukturiert und miteinander verknüpft. Der dedizierte Service bietet seine Funktionalität durch gut definierte Interfaces an. Dadurch kann neben der betrieblichen Effizienz auch die Unternehmensflexibilität und die Wiederverwendung von Ressourcen gesteigert werden. In der Abb. 10.42 ist ein Beispiel einer umfassenderen Systemintegration aus der Verteilnetzführung dargelegt.

10.6.9 Ausblick

Netzleitstellen sind über die letzten Jahre durch die Marktentflechtung die damit verbundenen Optimierungsforderungen und den gleichzeitigen Technologiewandel wesentlich komplexer geworden. Insbesondere gibt es:

- wesentlich mehr Elemente, die miteinander verknüpft und voneinander abhängig sind, z. B. infolge integrierter IT-Systemlandschaft im EVU

- viele und häufige Interaktionen zwischen den Elementen, z. B. durch intensive Interaktionen zwischen den Applikationen und den Benutzern
- hohe Vielfalt durch wechselnde Konstellationen, Muster und Zustände der Elemente, z. B. durch neue Aufgaben, Ersatz von Systemen, Prozess- und Systemrestrukturierung usw.
- zunehmendes ortsunabhängiges Bedienen in Verteilnetzen (mobile computing) mit entsprechend erhöhten Sicherheitsanforderungen gegen unerwünschte Systemeingriffe

Im IT-Bereich macht sich Komplexität vor allem auch in der Beziehung des Systems zum Benutzer und in der Heterogenität der Systemteile bemerkbar.

Da die Gesamtkosten komplexer Systeme hoch sind, müssen auch in Zukunft bei der konzeptionellen Systemauslegung die entsprechenden Regeln zur Komplexitätsminderung beachtet werden. Die folgenden, zumeist heuristischen Regeln der Komplexitätstheorie sind dabei von Nutzen:

- Verteilen der Intelligenz, z. B. in Form von sich regelnden Unterstrukturen (Subsysteme)
- Modellaufbau in Schichten mit „Lenkung von unten“, z. B. wie das Kommunikations-Schichtenmodell (OSI, Open System Interconnection)
- Inkrementelles Wachstum über funktional robuste Komponenten, z. B. gemäß IEC-Komponentenmodell
- Lose Kopplung mit wenig Abhängigkeiten zwischen Systemen/Elementen
- Nicht alles auf dem Gleichen aufbauen
- Sicherheitsstrukturen aufbauen
- Fehlerfreundlichkeit, z. B. Lösungskapselung mittels objekt-orientierter Programmierung und „intelligenten“ Kopplungsverfahren
- Einsatz von verbreiteten Standards, um positive Rückkopplungen auf die eigene Systemkonzeption zu nutzen
- Ausbalancieren mehrfacher Ziele, z. B. Stabilität und Wandel, tiefe Komplexität und hohe Systemintegration/-funktionalität, lose Kopplung und minimale Datenredundanz usw.

10.7 Smart Grid

10.7.1 Die neuen Anforderungen

Mit Smart Grid¹ werden heute viele Innovationsthemen aus dem Bereich der elektrischen Energieversorgung assoziiert. Eine kleine Auswahl von Themen, die unter dem Begriff Smart Grid gesehen werden, sind:

- Das Thema intelligenter Zähler und die damit verbundene kommunikationstechnische Erschließung der „letzten Meile“

¹ Smart Grid wird im Deutschen mit dem Begriff „Intelligentes Netz“ übersetzt, die DKE benutzt auch den Begriff „Intelligentes Energieversorgungssystem“. In diesem Buch wird aber der im allgemeinen Sprachgebrauch üblichere internationale Begriff Smart Grid benutzt.

- Engpassmanagement und „Blackout-Prevention“
- Einbindung erneuerbarer Energien sowohl im Hochspannungs- als auch im Mittel-/Niederspannungsnetz
- Die Einbindung von Elektroautos als Energiespeicher
- Schnittstellen zwischen der Gebäudeautomatisierung und der Netzregelung

Als Treiber für die unter dem Thema Smart Grid entstehenden Neuerungen bei der Energieversorgung kann man zwei Hauptbemühungen identifizieren: a.) die weltweiten Bestrebungen den Anteil an erneuerbaren Energien im Energiemix zu erhöhen. b.) der Wunsch dem Endverbraucher mehr Transparenz über sein Verbrauchsverhalten und die Energieverfügbarkeit zu geben um ihm eine aktivere Rolle im Energiemarkt zu ermöglichen.

Technisch resultieren diese Bemühungen im Ausbau der Kommunikationsinfrastruktur im Verteilnetz bis hin zum Endverbraucher. Über diese Infrastruktur kann dann sowohl die Zählerkommunikation als auch die Laststeuerungskommunikation erfolgen. Auf der Seite des Erzeugungsmanagements beschäftigen sich die Innovationen hauptsächlich damit, eine bessere Prognostizierbarkeit erneuerbare Energien und deren Integration in das bestehende Netzmanagement zu ermöglichen.

10.7.2 Fernauslesbare Zähler

Während der bisherige Ferrariszähler ähnlich dem Kilometerzähler im Auto nur den Energieverbrauch aufsummierte und damit wenig Rückschlüsse auf das Energieverbrauchsverhalten erlaubte, können die heute verfügbaren intelligenten Zähler den Energieverbrauch als Verbrauchskurven im 15 Minutenraster aufzeichnen und über eine Fernausleseschnittstelle einem zentralen Zählerdatenerfassungssystem zur Verfügung stellen. Darüber hinaus bieten viele intelligente Zähler auch die Möglichkeit, Informationen über die Spannungsqualität zu erfassen und an die Zentrale zu übermitteln oder aber auf Befehl aus der Zentrale den Energiefluss zum Verbraucher zu unterbrechen. Um parallele Kommunikationsinfrastrukturen zu vermeiden, können viele Zähler auch als eine Art Gateway für andere Zähler wie z. B. Wasser- und Gaszähler oder Heizkostenverteiler fungieren und deren Zählerinformationen an das zentrale Zählerdatenmanagement weiterleiten.

Die Einführung der intelligenten Zähler ist somit der Treiber für den Ausbau des Kommunikationsnetzes bis hin zum Endverbraucher, wobei dort verschiedene Kommunikationstechniken miteinander konkurrieren.

- **Power Line Carrier (PLC)**

Bei PLC wird das Stromkabel als physikalisches Medium genutzt und die zu übertragenden Information wird als Hochfrequenzsignal eingekoppelt. Geöffnete Schalter oder Transformatorspulen müssen dabei kapazitiv überbrückt werden um eine verlässliche Kommunikation zu gewährleisten. Da die Informationsübertragung dem Stromweg folgt, lässt sich auch leicht andere Information z. B. aus den Ortsnetzstationen auf demselben Wege mit übertragen. Damit

ergeben sich gute Synergieeffekte zwischen dem Aufbau einer Kommunikationsinfrastruktur für automatisierte Zählerfernauslesung und dem Ausbau der Verteilnetzautomatisierung.

- **Funkkommunikation**

Funkkommunikation ist unabhängig von einem physikalischen Kommunikationsmedium und bietet sich daher dort an, wo wenige Kommunikationspunkte pro Fläche erschlossen werden müssen. Dabei gibt es Kommunikationstechniken, bei der jeder Endpunkt eine direkte Verbindung mit einer zentralen Kopfstelle aufbaut (z. B. GPRS) oder aber Kommunikationstechniken, bei denen Kommunikationsendpunkte die Informationen von weiter entfernt liegenden Endpunkten in einer Art Relaisfunktion weiterleiten (z. B. Meshed Radio)

- **Breitband-Kabel**

Da in vielen Häusern ein Breitbandkabelanschluss schon vorhanden ist, wird für die Zählerfernauslesung diese bestehende Kommunikation genutzt. Die Kommunikation zwischen Zähler und Breitbandkabel-Modem erfolgt dann über eine Kabelverbindung, WLAN oder über eine Inhome-PLC Verbindung.

Im Rahmen der verstärkten Integration von dezentraler Erzeugung und dem verstärkten Ausbau der Verteilnetzautomatisierung werden diese Kommunikationsinfrastrukturen dann auch für die Implementierung weiterer Anwendungen genutzt werden. Dabei gilt es allerdings die jeweiligen Regeln der Energiemarktliberalisierung zu beachten und entsprechende Mandantenfähigkeit zu gewährleisten.

Neben den Zählern und der entsprechenden Kommunikationsinfrastruktur bedarf es auch eines Zählerdatenmanagementsystems um den kompletten Workflow von der Verbrauchsmessung bis zum Schreiben der Rechnung (Meter2Bill) zu realisieren. Dabei erlauben die aufgezeichneten Verbrauchsprofile im Viertelstundenraster auch Tarifmodelle mit zeitlich variablen Strompreisen (Time of Use Tarif oder Real Time Pricing). Über solche Tarifmodelle möchte man das Verbrauchsverhalten an die Energieverfügbarkeit anpassen, dabei muss der Zähler allerdings in der Lage sein, ein von der Zentrale empfangenes Preissignal dem Verbraucher zu visualisieren. Gegebenenfalls wird dafür auch ein abgesetztes Display benötigt, wenn der Zähler im Keller montiert ist, die Anzeige aber im Wohnbereich erfolgen soll.

10.7.3 Integration erneuerbarer Energien

Die Nutzung erneuerbarer Energien erfolgt heute zum einen mittels großtechnischer Anlagen wie Windparks aber auch in dezentraler Weise, z. B. durch Photovoltaikanlagen auf Hausdächern. Die Herausforderung bei der Integration der erneuerbaren Energien in das Gesamtenergiemanagement besteht in der schlechteren Planbarkeit dieser Energien im Vergleich zu Energieerzeugung aus fossilen oder nuklearen Ressourcen. Für die Anbindung erneuerbarer Energien werden oftmals auch Leistungselektronikelemente (Wechselrichter) eingesetzt, die eine wesentlich geringere Überlastbarkeit besitzen als klassische Generatoren. Dies führt zu zusätzlichen Herausforderungen bei der Erkennung von Netzfehlern (Kurzschluss) und der

Eindämmung deren negativer Auswirkungen auf den Netzbetrieb. Viele Schutzverfahren nutzen direkt oder indirekt den erhöhten Kurzschlussstrom als Indiz zur Fehlererkennung. Wird nun der Kurzschlussstrom durch die Selbstschutzeinrichtungen der Leistungselektronik begrenzt, haben diese Verfahren Probleme den Fehler eindeutig zu erkennen.

Viele Wechselrichter schalten auch ab, wenn die Spannung an ihren Anschlusssklemmen unter einen bestimmten Wert sinkt, d. h. dass die Wechselrichter im Spannungstrichter rund um die Kurzschlussstelle bei Kurzschlusseintritt abschalten aber nach Abschaltung des Kurzschlusses nicht wieder zuschalten. Daraus resultiert dann unter Umständen ein großes Defizit auf der Erzeugungsseite, das dann zu größeren Netzstörungen bis hin zum Black-out führen kann. Um dies zu vermeiden, fordern die meisten Netzanschlussrichtlinien für Einspeisung aus regenerativer Energien heute eine sogenannte „Fault-Ride-Through“ Fähigkeit, d. h. der zu der Erzeugungsanlage gehörende Wechselrichter muss für einige Zeit, typischerweise einige hundert Millisekunden mit Nennstrom auf den Kurzschluss speisen können, damit die Erzeugung nach der Abschaltung des Kurzschlusses ohne Unterbrechung weitergehen kann.

Weiterhin tragen Wechselrichter in der Regel auch nicht zum Trägheitsmoment des Netzes bei, da es ja keine rotierenden Massen gibt, wie bei den klassischen Generatoren. Auch zur Primärregelung des Netzes liefern regenerative Einspeisungen oft keinen Beitrag. Dieses Verhalten muss bei der Auslegung von Netzregelungskonzepten berücksichtigt werden. Aber auch eine entsprechend geänderte Wechselrichterauslegung kann hier Verbesserung bringen. Ein Beitrag zur Primärregelung lässt sich technisch in einen Wechselrichter implementieren, allerdings muss dann die regenerative Erzeugungsanlage in einem Arbeitspunkt gefahren werden, dass bei Absinken der Netzfrequenz die Einspeisung gemäß der implementierten Statik erhöht werden kann. Das heißt zum Beispiel für einen Windpark, dass bei Nennfrequenz nur etwa 95 % der verfügbaren Windenergie in Strom umgewandelt werden, die verbleibenden 5 % Reserve können dann genutzt wenn die Frequenz gestützt werden muss. Werden anstelle von netzgeführten Wechselrichtern selbstgeführte Wechselrichter eingesetzt, können diese bei entsprechender Steuerungssoftware auch zum Trägheitsmoment des Netzes beitragen.

Darüber hinaus gilt es die eingeschränkte Regelbarkeit der Erzeugung aus erneuerbaren Energien durch Beeinflussung des Energieverbrauchs auszugleichen, damit die Energiebilanz wie bisher gewährleistet werden kann. (s. Kap. 10.7.4)

Da große Windparks häufig küstennah oder sogar vor der Küste (offshore) gebaut werden, existiert in ihrer Nähe oft nur eine schwache Netzinfrastruktur, in die sie ihre Energie einspeisen müssen. Das bedeutet aber meist, dass für den Abtransport der Windenergie auch Blindleistung bereit gestellt werden muss, um die Netzspannung an den Einspeisepunkten in den erlaubten Grenzen zu halten. Hierzu gilt es die Blindleistungserzeugung von den Wechselrichtern der Windparkanlagen, bzw. der Hochspannungs-Gleichstromübertragungen für die Anbindung von Offshore-Windparks, mit in die Spannungs-Blindleistungs-Koordinierung des Netzes zu integrieren, um einen stabilen Netzbetrieb auch bei hoher Windkrafteinspeisung zu gewährleisten.

10.7.4 Die neuen Prinzipien bei der Netzregelung

Wie im Kap. 10.7.3 ausgeführt, reduziert sich mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien am Energiemix die Regelbarkeit auf der Erzeugerseite. Damit lässt sich das bisherige Prinzip der Netzregelung: „Die Erzeugung folgt der Last“, nur noch aufrechterhalten, wenn weiterhin viele konventionelle Kraftwerke am Netz bleiben, um im Falle eines Ausbleibens der erneuerbaren Erzeugung einzuspringen. Dies ist aber ökonomisch und ökologisch sehr unwirtschaftlich und steht auch den Zielen zu CO₂ Reduzierung entgegen.

Um wieder dauerhaft den Ausgleich zwischen Verbrauch und Erzeugung zu gewährleisten muss daher auch auf der Verbraucherseite regelnd eingegriffen werden. Langfristig wird das Regelprinzip des Netzes sich in „Der Verbrauch passt sich der Verfügbarkeit von Energie an“ ändern. Dabei kommt es vor allem darauf an, Energiespeicher so zu nutzen, dass der Endverbraucher keine Komforteinbußen hinnehmen muss. Da elektrische Energiespeicher größerer Kapazität noch sehr teuer bzw. noch nicht marktreif sind, gilt es nichtelektrische Energiespeicher für das Energiemanagement zu nutzen. Vor allem im Gebäudebereich bieten deren thermische Speicherkapazitäten ein großes Potential. Dies können Warmwasserspeicher im privaten Wohnbereich sein, aber auch die Wärme- und Kältespeicher in kommerziell und industriell genutzten Gebäuden. In diesen Gebäuden erfolgt der Wärme- bzw. Kälte-transport zumeist über die Luft. Die dazu notwendige Ventilation benötigt bis zu 70% der zur Klimatisierung notwendigen Energie. Somit kann zum Beispiel durch kurzzeitiges Abschalten der Ventilation in Gebäuden ein großer Beitrag geleistet werden, um Lastspitzen zu reduzieren, oder bei einem plötzlichen Ausbleiben von Wind- oder Solareinspeisung die Zeit zu überbrücken, bis entsprechender Ersatz für die fehlende Erzeugungsleistung gefunden wurde.

Auch Fernwärmenetze können größere Mengen Energiespeicherkapazität in einem integralen Energiemanagement bereitstellen. Fernwärmenetze werden oft durch Kraft-Wärme-Kopplung gespeist, d. h. bei der Erzeugung des Wärmebedarfs wird auch Strom erzeugt. Durch die Nutzung der thermischen Speicherkapazität des Fernwärmenetzes, die durch zusätzliche Wärmespeicher noch ausgebaut werden kann, können die dazugehörigen Kraftwerke stromgeführt gefahren werden. Das heißt es wird nur dann Wärme und Strom produziert, wenn die Stromerzeugung aus regenerativen Quellen grade niedrig ist. Zusätzlich kann man das Fernwärmenetz auch noch mit elektrischen Zusatzheizern (Boostern) ausrüsten, um auch bei längeren Zeiten hoher Produktion aus erneuerbaren Quellen den Wärmebedarf dauerhaft decken zu können.

Da das Energiemanagement des Netzes nicht darauf ausgelegt ist, eine große Anzahl kleiner Verbrauchseinheiten auszusteuern, gilt es hier in einer oder mehreren Zwischenebenen die beeinflussbaren Verbraucher zu gruppieren, um sie dann der nächst höheren Ebene als eine Art virtuelle Einheit darzustellen. Dabei kann diese Einheit auch Erzeugungseinheiten beinhalten, wie zum Beispiel Erzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung oder Notstromaggregate. Auch nicht steuerbare Erzeugungen wie Photovoltaikanlagen können mit integriert werden, so dass der Ausgleich der

Einspeiseschwankungen schon auf möglichst niedriger Ebene erfolgen kann. Solche virtuellen Einheiten können dann mit in die existierende Erzeugungsregelung der bestehenden Energie Management Systeme (EMS) integriert werden und helfen, die schwankende Erzeugungsleistung aus den erneuerbaren Energiequellen Wind und Sonne auszugleichen.

10.7.5 Das Elektroauto

Bei flächendeckender Einführung stellt das Elektroauto zukünftige für die Verteilnetze eine neue Netzlast dar, die in das oben beschriebene Energiemanagement des Smart Grids integriert werden muss. Würde das Laden der Elektroautos mehr oder weniger unkoordiniert stattfinden, dann könnte das abendliche Einstecken der Ladekabel eine neue Lastspitze generieren, die zu Problemen im Verteilnetz führen könnte.

Da die Batteriekapazität von reinen² Elektroautos im Bereich von mindestens 30–50 Kilowattstunden liegen wird und Autos oft über 20 Stunden am Tag nicht bewegt werden, liegt der Gedanke nahe, die Batteriekapazität der geparkten Elektroautos als Energiespeicher ins Netz zu integrieren. Hier gilt es allerdings die Vorteile bezüglich des Energiemanagements mit den Nachteilen einer eventuell verkürzten Batterielebensdauer abzuwägen.

In der Einführungsphase des Elektroautos wird man sich, neben der Entwicklung von Businessmodellen für die Energielieferung, die hier aber nicht diskutiert werden soll, hauptsächlich auf die Entwicklung von Lösungen für eine Koordination der Batterieladung mit anderen Energieverbrauchern fokussieren. Dabei gilt es, den nächtlichen Ladezeitraum zeitlich so zu terminieren, dass es nicht zu Überlastungen im Verteilnetz kommt, aber die verfügbaren regenerativen Energieüberschüsse dennoch optimal genutzt werden können. Sofern zukünftig auch öffentliche oder Firmenparkplätze mit einer Ladeinfrastruktur ausgerüstet sind, wird man den Ladevorgang hier auch in das Energiemanagement integrieren müssen. Allerdings kommt es dann darauf an, dass die Parkdauer entsprechend vorhersehbar ist, damit sichergestellt ist, dass zum Ende der Parkdauer auch der gewünschte Ladestrom geflossen ist.

10.7.6 Microgrids

Unter Microgrids versteht man Netzbereiche, die mit genügend Erzeugung aus dezentralisierter Einspeisung ausgestattet sind, sodass sie sich, bei entsprechender Ausstattung mit Regelungstechnik, selbst versorgen können ohne eine Verbindung

² Keine Plug In Hybrid Electrical Vehicles (PHEV) oder Elektroautos mit Reichweitenverlängerung durch Kleinstkraftwerke an Bord.

mit dem Übertragungsnetz zu haben. Anwendungsbereich für solche Microgrids findet man in Regionen, wo es noch kein leistungsfähiges Übertragungsnetz gibt, oder wo das Übertragungsnetz eine mangelhafte Stabilität aufweist und man bei Störungen im Übertragungsnetz verhindern möchte, dass es im Verteilnetz ebenfalls zu Stromausfällen kommt.

Um die regelungstechnischen Voraussetzungen zu schaffen, ein Microgrid autark regeln zu können, muss ein Mindestanteil der dezentralen Erzeugungseinheiten in dem entsprechenden Netzbereich in der Lage sein, selbstgeführt, das heißt ohne vorhanden sein einer festen Spannungs- und Frequenzvorgabe aus dem Netz zu arbeiten. Da dezentrale Einspeisungen oft über Wechselrichter an das Netz angeschlossen werden, müssen deren Steuerungen entsprechend programmiert sein. Darüber hinaus benötigt die Netzregelung über die Frequenzabweichung auch ein gewisses Trägheitsmoment, um einen stabilen Netzbetrieb aufrecht zu erhalten, auch hier müssen die Wechselrichter einen entsprechenden Beitrag leisten. Darüber hinaus müssen die Regelungszyklen an das wesentlich niedrigere Trägheitsmoment angepasst werden. Während in den großen Verbundnetzen heute mit Regelungszyklen zwischen 1–3 Sekunden gearbeitet wird, benötigen Microgrids Regelungszyklen im Millisekundenbereich. Dies betrifft dann nicht nur deren Leistungs-/Frequenz Regler, sondern auch die Kommunikationswege zu den steuerbaren Einheiten.

Auch in Microgrids wird man eine kombinierte Regelung von Erzeugung und Last anwenden müssen, da ein Teil der dezentralen Einspeisung auch aus erneuerbaren Energiequellen eingespeist werden wird.

Anhang A

Dynamik und Regelungstechnik

A.1 Darstellung linearer Systeme

Ein lineares System mit Eingangsvektor $\vec{u}$ und Ausgangsvektor $\vec{y}$ (Abb. A.1) lässt sich durch ein System linearer Differentialgleichungen erster Ordnung beschreiben, welche die Form annehmen

$$\begin{aligned}\frac{d\vec{x}}{dt} &= \mathbf{A}\vec{x} + \mathbf{B}\vec{u} \\ \vec{y} &= \mathbf{C}\vec{x} + \mathbf{D}\vec{u},\end{aligned}\tag{A.1}$$

worin $\vec{x}$ der Vektor der Zustandsgrößen und $\mathbf{A}$, $\mathbf{B}$, $\mathbf{C}$, $\mathbf{D}$ die Zustandsraummatrizen darstellen. Die stationäre Lösung ist

$$\vec{x} = -\mathbf{A}^{-1}\mathbf{B}\vec{u}, \quad \vec{y} = (\mathbf{D} - \mathbf{C}\mathbf{A}^{-1}\mathbf{B})\vec{u}.$$

Dynamisch entspricht Gleichungssystem (A.1) dem Blockschaltbild Abb. A.2. Aus der ersten der Gl. (A.1) ergibt sich durch Laplace-Transformation im Bildbereich

$$\begin{aligned}s\vec{x} - \vec{x}_0 &= \mathbf{A}\vec{x} + \mathbf{B}\vec{u} \\ \Rightarrow \vec{x} &= (s\mathbf{E} - \mathbf{A})^{-1}(\vec{x}_0 + \mathbf{B}\vec{u})\end{aligned}$$

mit $\vec{x}_0$ Anfangsbedingungen und $\mathbf{E}$ Einheitsmatrix.

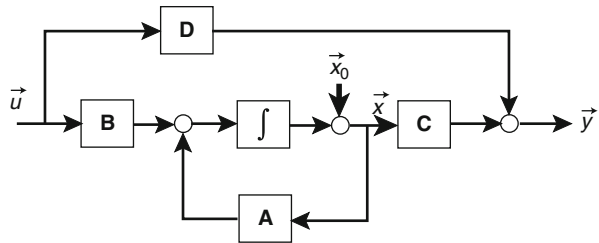
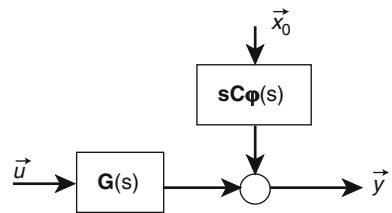
Der Ausgangsvektor ist

$$\vec{y} = \mathbf{C}\varphi(s)\vec{x}_0 + \mathbf{G}(s)\vec{u}, \quad \text{mit} \quad \left\{ \begin{array}{l} \varphi(s) = (s\mathbf{E} - \mathbf{A})^{-1} \\ \mathbf{G}(s) = \mathbf{C}\varphi(s)\mathbf{B} + \mathbf{D}. \end{array} \right. \tag{A.2}$$

Daraus ergibt sich die Darstellung mit Übertragungsfunktionen von Abb. A.3 (Laplace-Carson, s. Bd 1, Abschn. 6.2.6).

$\varphi(s)$ wird *Fundamentalmatrix* genannt. Sie bestimmt die Dynamik und kann folgendermaßen berechnet werden [A.7]

$$\varphi(s) = (s\mathbf{E} - \mathbf{A})^{-1} = \frac{\text{Adj}(s\mathbf{E} - \mathbf{A})}{|s\mathbf{E} - \mathbf{A}|}.\tag{A.3}$$

Abb. A.1 Lineares System**Abb. A.2** Blockschaltbild des linearen Systems im Zustandsraum**Abb. A.3** Darstellung des linearen Systems mit Übertragungsfunktionen

Der Nenner (Determinante von $s\mathbf{E} - \mathbf{A}$) stellt das *charakteristische Polynom* dar und liefert die *Eigenwerte* der *Systemmatrix* $\mathbf{A}$. Vor allem die Matrix $\mathbf{A}$ ist somit für das dynamische Verhalten des Systems maßgebend.

$\mathbf{G}(s)$ ist die *Übertragungsmatrix* (Matrix der Übertragungsfunktionen y_i/u_k für $\vec{x}_0 = 0$). Sie lässt sich analytisch aus den Zustandsraummatrizen durch

$$\mathbf{G}(s) = \frac{\mathbf{C} \cdot \text{Adj}(s\mathbf{E} - \mathbf{A}) \cdot \mathbf{B} + \mathbf{D} \cdot |s\mathbf{E} - \mathbf{A}|}{|s\mathbf{E} - \mathbf{A}|} \quad (\text{A.4})$$

bestimmen. Den Übergang von der Zustandsraumdarstellung zur äquivalenten Darstellung mit Übertragungsfunktionen erhält man z. B. in Matlab (Control System Toolbox) mit dem Befehl

$$\text{sys} = \text{ss}(\mathbf{A}, \mathbf{B}, \mathbf{C}, \mathbf{D}) \quad \longrightarrow \quad g = \text{tf}(\text{sys})$$

Das System sys ist durch die Zustandsraummatrizen $\mathbf{A}$, $\mathbf{B}$, $\mathbf{C}$, $\mathbf{D}$ gegeben, und daraus ergibt sich die Übertragungsmatrix g .

Sind umgekehrt die einzelnen Übertragungsfunktionen g_k gegeben, kann mit sysk das Zustandsraummodell pro Eingang, oder durch Bildung der Übertragungsmatrix g das dieser Übertragungsmatrix entsprechende Zustandsraummodell sys minimalster Ordnung (vollständig steuerbar und beobachtbar [A.1]) bestimmt werden:

$$\left. \begin{array}{l} g_1 = \text{tf}(\text{num1}, \text{den}) \\ g_2 = \text{tf}(\text{num2}, \text{den}) \\ g_3 = \text{tf}(\text{num3}, \text{den}) \\ g_4 = \text{tf}(\text{num4}, \text{den}) \end{array} \right\} \quad \begin{array}{l} \text{sysk} = \text{ss}(g_k) \quad \text{oder} \\ g = [g_1, g_2, g_3, g_4] \longrightarrow \text{sys} = \text{ss}(g). \end{array}$$

A.2 Stabilität

Ein *lineares System* ist dann *asymptotisch stabil*, wenn alle *Eigenwerte der Systemmatrix A* negative Realteile aufweisen. Sind komplex konjugierte Eigenwerte vorhanden, ist die Systemantwort oszillierend. Sie ist merklich oszillierend, wenn *wichtige* Eigenwerte komplex sind (s. dazu auch Abschn. A.4).

In einem *nichtlinearen System* muss zwischen der *Stabilität im Kleinen*, d. h. der Stabilität für kleine Abweichungen um eine Gleichgewichtslage und der *Stabilität im Großen* unterschieden werden.

Stabilität im Kleinen Das nichtlineare System wird um eine stationäre Lösung linearisiert. Die Stabilität im Kleinen ist für den betrachteten stationären Betrieb dann gewährleistet, wenn das linearisierte System stabil ist, was durch die Analyse von dessen Systemmatrix festgestellt werden kann. In diesem Zusammenhang wird auch von *statischer Stabilität* (oder Stabilität des stationären Betriebs) gesprochen, obwohl letztere auf Grund rein statischer Überlegungen ermittelt wird (stationäre Kennlinie). Die statische Stabilität ist zwar eine notwendige, jedoch keine hinreichende Bedingung für die Stabilität im Kleinen (z. B. ungenügende Dämpfung ist möglich).

Stabilität im Großen Die Stabilität für große Störungen einer Gleichgewichtslage ist dann gegeben, wenn das System eine neue statisch stabile Lage erreicht oder nach Elimination der Störung in eine statisch stabile Lage zurückkehrt. Die Stabilität im Großen ist keine Systemeigenschaft, sondern von Art, Größe und Ort der Störung abhängig. Sie kann durch eine transiente Analyse oder nichtlineare Simulation überprüft werden.

Kurzzeit- und Langzeitstabilität Instabilitäten (im Kleinen wie im Großen) können sowohl bei Vorgängen auftreten, die sich im Sekundenbereich abspielen, als auch bei Vorgängen, die minutenlang dauern. Um sie zu untersuchen, werden verschiedene Modelle verwendet, die im jeweiligen Frequenzbereich eine realistische Nachbildung der Systemelemente sicherstellen.

So werden bei der Analyse der *Kurzzeitstabilität* langsame Vorgänge vernachlässigt, d. h. die entsprechenden Zustandsvariablen als konstant betrachtet (Beispiele im Energieversorgungsnetz: Übersetzung von Stelltransformatoren, Flussverketzung von Synchronmaschinen bei der transienten Analyse).

Umgekehrt werden bei der Analyse der *Langzeitstabilität* schnelle Vorgänge als bereits ausgeklungen betrachtet, d. h. die entsprechenden Zeitkonstanten vernachlässigt (Beispiel: Vernachlässigung von subtransienten Effekten, von Synchronisierschwingungen bei Drehzahl- und Frequenzregelung oder bei der Analyse der Spannungsstabilität, von Motorlastdynamik bei der Spannungsstabilität).

A.3 Kopplung linearer Teilsysteme

Besteht das betrachtete Gesamtsystem aus n Teilsystemen, die gemäß Gl. (A.1) folgendermaßen beschrieben werden

$$\begin{aligned}\frac{d\vec{x}_i}{dt} &= \mathbf{A}_i \vec{x}_i + \mathbf{B}_i \vec{u}_i \\ \vec{y}_i &= \mathbf{C}_i \vec{x}_i + \mathbf{D}_i \vec{u}_i, \quad i = 1 \dots n,\end{aligned}\quad (\text{A.5})$$

können die Gleichungen zu einem resultierenden System zusammengefasst werden, welches wieder die Form

$$\begin{aligned}\frac{d\vec{x}}{dt} &= \mathbf{A} \vec{x} + \mathbf{B} \vec{u} \\ \vec{y} &= \mathbf{C} \vec{x} + \mathbf{D} \vec{u}\end{aligned}\quad (\text{A.6})$$

annimmt, mit

$$\vec{x} = \begin{pmatrix} \vec{x}_1 \\ \vdots \\ \vec{x}_n \end{pmatrix}, \quad \vec{u} = \begin{pmatrix} \vec{u}_1 \\ \vdots \\ \vec{u}_n \end{pmatrix}, \quad \vec{y} = \begin{pmatrix} \vec{y}_1 \\ \vdots \\ \vec{y}_n \end{pmatrix}, \quad \mathbf{A} = \begin{bmatrix} \mathbf{A}_1 & 0 & \cdot & 0 \\ 0 & \mathbf{A}_2 & 0 & 0 \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ 0 & \cdot & 0 & \mathbf{A}_n \end{bmatrix}, \text{ usw.} \quad (\text{A.7})$$

Die resultierenden Zustandsraummatrizen $\mathbf{A}$, $\mathbf{B}$, $\mathbf{C}$, $\mathbf{D}$ sind *Block-Diagonalmatrizen*.

Die Eingänge eines beliebigen Teilsystems seien von den Ausgängen anderer Teilsysteme über eine Kopplungsmatrix $\mathbf{K}$ abhängig

$$\vec{u} = \vec{u}_s + \mathbf{K} \vec{y}, \quad (\text{A.8})$$

worin in $\vec{u}_s$ lediglich die Gesamtsystem-Eingangsgrößen verschieden von null sind.

Wird $\vec{u}$ aus den Gl. (A.6) und (A.8) eliminiert, folgen die Beziehungen

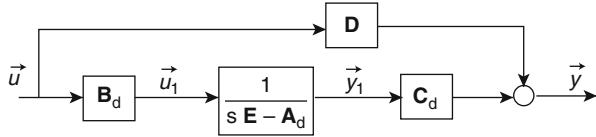
$$\begin{aligned}\frac{d\vec{x}}{dt} &= \mathbf{A}_s \vec{x} + \mathbf{B}_s \vec{u}_s \\ \vec{y} &= \mathbf{C}_s \vec{x} + \mathbf{D}_s \vec{u}_s\end{aligned}\quad (\text{A.9})$$

mit

$$\begin{aligned} \mathbf{A}_s &= \mathbf{A} + \mathbf{B}\mathbf{G} \\ \mathbf{B}_s &= \mathbf{B}\mathbf{H} \\ \mathbf{C}_s &= \mathbf{C} + \mathbf{D}\mathbf{G} \\ \mathbf{D}_s &= \mathbf{D}\mathbf{H} \end{aligned} \quad \text{mit} \quad \left\{ \begin{array}{l} \mathbf{G} = \mathbf{K}(\mathbf{E} - \mathbf{D}\mathbf{K})^{-1}\mathbf{C} \\ \mathbf{H} = \mathbf{E} + \mathbf{K}(\mathbf{E} - \mathbf{D}\mathbf{K})^{-1}\mathbf{D} \end{array} \right. \quad (\text{A.10})$$

($\mathbf{E}$ = Einheitsmatrix), die das dynamische Verhalten des Gesamtsystems vollständig beschreiben. Die Systemmatrix $\mathbf{A}_s$ liefert die entsprechenden Eigenwerte.

Abb. A.4 Blockdiagramm
des modaltransformierten
Systems



A.4 Modale Analyse

A.4.1 Modale Zerlegung

Wird in Gl. (A.1) der Zustandsvektor $\vec{x}$ durch den Zustandvektor $\vec{z}$ ersetzt

$$\vec{x} = M\vec{z}, \quad (\text{A.11})$$

folgt

$$\begin{aligned} \frac{d\vec{z}}{dt} &= M^{-1}AM\vec{z} + M^{-1}B\vec{u} \\ \vec{y} &= CM\vec{z} + D\vec{u}, \end{aligned} \quad (\text{A.12})$$

das vereinfacht wieder durch

$$\begin{aligned} \frac{d\vec{z}}{dt} &= A_d\vec{z} + B_d\vec{u} \\ \vec{y} &= C_d\vec{z} + D\vec{u} \end{aligned} \quad (\text{A.13})$$

beschrieben werden kann, mit

$$A_d = M^{-1}AM, \quad B_d = M^{-1}B, \quad C_d = CM. \quad (\text{A.14})$$

Durch geschickte Wahl der Matrix M wird die Systemmatrix A_d diagonal. In Matlab kann dies mit

$$[M, A_d] = \text{eig}(A) \quad (\text{A.15})$$

geschehen, ein Befehl, der die Diagonalmatrix A_d und die Diagonalisierungsmatrix M (Matrix der Eigenvektoren) liefert. Die Diagonalmatrix enthält die Eigenwerte λ_i des Systems. Abbildung A.4 zeigt das Blockdiagramm des modaltransformierten Systems. Die Matrix $(sE - A_d)$ enthält in der Diagonalen die Lösungen oder Modi $(s - \lambda_i)$, und Gl. (A.13) lässt sich im Bildbereich schreiben

$$\begin{aligned} z_j &= \sum_k \frac{b_{jk}u_k}{s - \lambda_j} \\ y_i &= \sum_k u_k \left(\sum_j \frac{c_{ij}b_{jk}}{s - \lambda_j} + d_{ik} \right). \end{aligned} \quad (\text{A.16})$$

Dies bedeutet, dass jeder Eingang u_k über jeden Modus j mit dem Faktor $c_{ij} b_{jk}$ an der Bildung der Ausgangsgröße y_i beteiligt ist. Die Koeffizienten c_{ij} und b_{jk} der Matrizen $\mathbf{C}_d$ und $\mathbf{B}_d$ sind im allgemeinen komplex.

A.4.2 Modale Reduktion

Die modale Reduktion besteht nun darin, das System in der Ordnung dadurch zu reduzieren, dass nur wichtige Modi berücksichtigt werden. Dazu ist eine Bewertung der Modi notwendig. Reelle Eigenwerte ergeben aperiodische und die Zusammenfassung komplex konjugierter Eigenwerte oszillierende Teilbewegungen.

Jeder reelle Eigenwert ergibt gemäß Gl. (A.16) folgenden Beitrag zu y_i

$$\Delta y_{ijk} = u_k \frac{k_{ijk}}{1+sT_j} \quad \text{mit} \quad T_j = -\frac{1}{\lambda_j}, \quad k_{ijk} = -\frac{c_{ij}b_{jk}}{\lambda_j}. \quad (\text{A.17})$$

Die entsprechende Antwort auf einen Einheitssprung von u_k lautet

$$\Delta y_{ijk}(t) = k_{ijk} \left(1 - e^{-\frac{t}{T_j}} \right). \quad (\text{A.18})$$

Jeder komplex-konjugierte Eigenwert liefert den Beitrag

$$\Delta y_{ijk} = u_k \left(\frac{k_{ijk1} \frac{s}{\omega_{0j}} + k_{ijk2}}{1 + 2\zeta_j \frac{s}{\omega_{0j}} + \frac{s^2}{\omega_{0j}^2}} \right) \quad \text{mit} \quad \omega_{0j} = |\lambda_j|, \quad \zeta_j = \frac{1}{2} \frac{\lambda_j + \lambda_j^*}{|\lambda_j|}$$

$$k_{ijk1} = \frac{(c_{ij}b_{jk} + c_{ij}^*b_{jk}^*)}{|\lambda_j|}, \quad k_{ijk2} = - \left(\frac{c_{ij}b_{jk}}{\lambda_j} + \frac{c_{ij}^*b_{jk}^*}{\lambda_j^*} \right). \quad (\text{A.19})$$

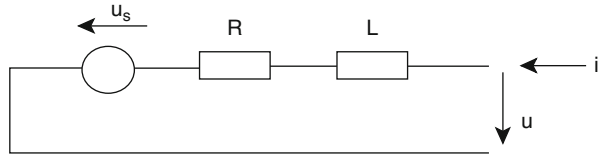
Die entsprechende Sprungantwort ist

$$\Delta y_{ijk}(t) = k_{ijk2} \left[1 - \frac{e^{-\zeta_j \omega_{0j} t}}{\sin \varphi_j} \sin(\omega_{cj} t + \varphi_j) \right]$$

$$\omega_{cj} = \sqrt{1 - \zeta_j^2} \omega_{0j}, \quad \tan \varphi_j = \frac{\sqrt{1 - \zeta_j^2}}{\zeta_j - \frac{k_{ijk1}}{k_{ijk2}}}. \quad (\text{A.20})$$

Die reellen Faktoren k_{ijk} , die im wesentlichen vom Verhältnis $|c_{ij}b_{jk}|/|\lambda_j|$ abhängen, ermöglichen zusammen mit der Zeitkonstanten T_j bzw. der Eigenfrequenz ω_{0j} und Dämpfung ζ_j eine Bewertung der Wichtigkeit der einzelnen Terme für den Verlauf der Systemantwort [A.4, A.8].

Abb. A.5 Induktiver
Netzweig mit
Spannungsquelle



A.5 Netzdarstellung für höhere Frequenzen

Das aus linearen Elementen bestehende elektrische Netz kann für Vorgänge, die eine Frequenz eindeutig unter 50 Hz aufweisen, durch die komplexen Knotenadmittanzen beschrieben werden. Für höhere Frequenzen sei nachstehende Darstellung im Bildbereich näher betrachtet.

Induktive Netzzweige Entsprechend Abb. A.5 gilt für die Momentanwerte im Zeitbereich

$$u - u_S = Ri + L \frac{di}{dt}, \quad (\text{A.21})$$

worin u_S eine Spannungsquelle darstellt. Im Bildbereich der Laplace-Transformation folgt

$$u - u_S = (R + sL)i - Li_{L0} \quad (\text{A.22})$$

und mit der Laplace-Carson-Transformation (Bd 1, Abschn. 6.2.6)

$$u - u_S = (R + sL)i - Lsi_{L0}, \quad (\text{A.23})$$

worin i_{L0} der Anfangsstrom darstellt. Diese Gleichung lässt sich auch schreiben

$$u - u_S = Z(s)i + u_{Z0}$$

$$\text{mit } Z(s) = (R + sL); \quad u_{Z0} = Lsi_{L0}. \quad (\text{A.24})$$

u_{Z0} drückt darin, die über der Zweigimpedanz liegende Anfangsspannung aus.

Bemerkenswert ist die perfekte Analogie mit der *Zweig-Differenzengleichung* nach [A.5], die sich durch Diskretisierung der Differentialgleichung (A.21) ergibt:

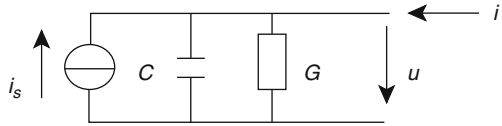
$$u - u_S = Z(\Omega)i + u_v$$

$$\text{mit } Z(\Omega) = (R + \Omega L); \quad u_v = L\Omega v_L, \quad (\text{A.25})$$

die sich also aus der Laplace-Carson-Beschreibung des Zweiges Gl. (A.24) direkt ableiten lässt, mit Ersatz von

- s durch den von der Schrittweite h abhängigen Parameter Ω ,
- der Anfangsspannung u_{Z0} durch den Vergangenheitswert u_v bzw. des Anfangsstromes i_{L0} durch den Vergangenheitswert v_L , welche die Spannung bzw. den Strom des vorherigen Rechenschritts darstellen.

Abb. A.6 Kapazitiver
Netzweig mit Stromquelle



Ω und u_v sind vom Diskretisierungsverfahren abhängig. Für die Trapezregel gilt z. B. [A.5]

$$\Omega = \frac{2}{h}, \quad \text{und} \quad v_L(t+h) = 2i(t) + v_L(t). \quad (\text{A.26})$$

Kapazitive Netzweige Analog dazu und entsprechend Abb. A.6 folgt für einen kapazitiven Zweig mit Stromquelle i_s

$$i - i_s = Gu + C \frac{du}{dt}, \quad (\text{A.27})$$

und die Laplace-Carson-Transformierte

$$i - i_s = (G + sC)u - Csu_{C0}, \quad (\text{A.28})$$

die auch in der Form

$$\begin{aligned} i - i_s &= Y(s)u + i_{Y0} \\ \text{mit } Y(s) &= (G + sC); \quad i_{Y0} = Csu_{C0}. \end{aligned} \quad (\text{A.29})$$

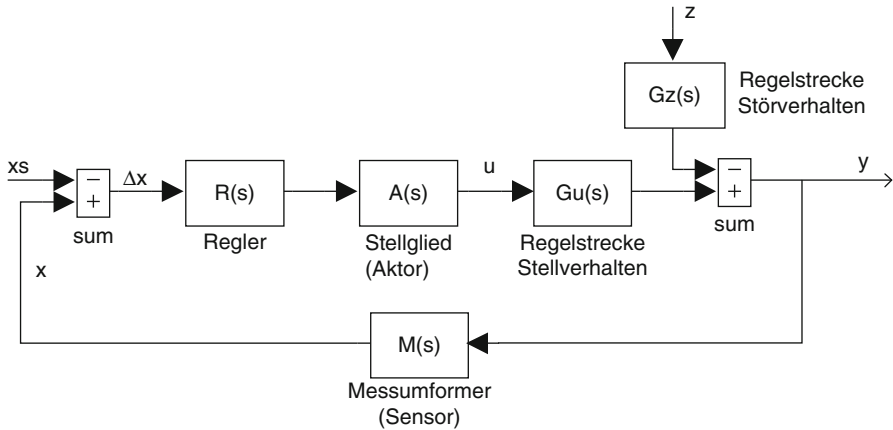
geschrieben werden kann. Die Diskretisierung der Differentialgleichung führt andererseits zur analogen Zweig-Differenzengleichung [A.5]

$$\begin{aligned} i - i_s &= Y(\Omega)u + i_v \\ \text{mit } Y(\Omega) &= (G + \Omega C); \quad i_v = C\Omega v_C, \end{aligned} \quad (\text{A.30})$$

Insgesamt lassen sich also die Zweig-Differenzengleichungen aus der Beschreibung mit der Laplace-Carson-Transformation Gl. (A.24) und (A.29) mit den Substitutionen

$$\begin{aligned} s &\longrightarrow \Omega \\ i_{L0} &\longrightarrow v_L, \quad u_{C0} \longrightarrow v_C \\ u_{Z0} &\longrightarrow u_v, \quad i_{Y0} \longrightarrow i_v \end{aligned} \quad (\text{A.31})$$

erhalten.



y = Regelgrösse (geregelter Grösse)
 z = Störgrösse
 u = Stellgrösse
 x = Istwert
 x_s = Sollwert
 Δx = Regelabweichung

Abb. A.7 Grundelemente des einschleifigen Regelkreises

A.6 Elementare lineare Regelungstechnik

Abbildung A.7 zeigt das Blockschema eines einfachen einschleifigen linearen Regelkreises. Es enthält neben der Regelstrecke den Sensor, den Aktor zur Leistungsverstärkung und den Regler. Die Regelstrecke ist durch zwei das Stell- und Störverhalten beschreibende Übertragungsfunktionen gegeben.

Aus dem Blockschema folgt durch Einführung des auf die Regelgröße bezogenen (fiktiven) Sollwertes y_s und der Übertragungsfunktion $G(s)$ der *instrumentierten Regelstrecke*

$$y_s = \frac{x_s}{M(s)}, \quad G(s) = A(s)G_u(s)M(s) \quad (\text{A.32})$$

der Zusammenhang

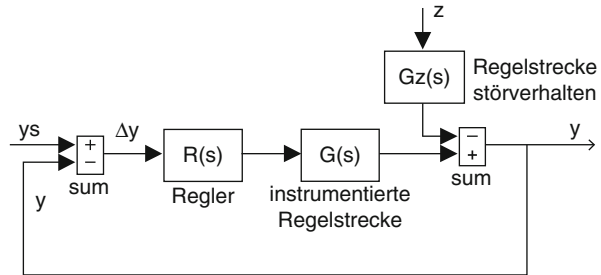
$$\begin{aligned}
 y &= [x_s - M(s)y]R(s)A(s)G_u(s) - zG_z(s) \\
 \text{---} > y &= (y_s - y)R(s)G(s) - zG_z(s),
 \end{aligned} \quad (\text{A.33})$$

der zum vereinfachten Blockdiagramm mit Einheitsrückführung von Abb. A.8 führt.

Als Übertragungsfunktion des offenen (oder aufgeschnittenen) Regelkreises wird

$$G_0(s) = R(s)G(s). \quad (\text{A.34})$$

Abb. A.8 Vereinfachtes
Blockschaltbild des linearen
Regelkreises



bezeichnet. Das Stell- und Störverhalten des Regelkreises wird dann durch

$$\frac{y}{y_s} = \frac{G_0(s)}{1 + G_0(s)}, \quad \frac{y}{z} = -\frac{G_z(s)}{1 + G_0(s)} \quad (\text{A.35})$$

gegeben. Das Stellverhalten wird einzig von der Übertragungsfunktion $G_0(s)$ bestimmt. Dies gilt, zumindest bezüglich Eigenwerte, auch für die Dynamik des Störverhaltens.

Hauptaufgabe des Regelungstechnikers ist es also, bei Vorgabe der instrumentierten Regelstrecke $G(s)$ den Regler $R(s)$ so festzulegen, dass die Übertragungsfunktion $G_0(s)$ den Anforderungen an den Regelkreis Genüge leistet. Diese Anforderungen betreffen die *Stabilität*, die *Genauigkeit* (Regelabweichung) und die *Regelgeschwindigkeit*. Die klassischen Lösungen dieses Synthese-Problems sind

- Analytische Lösung durch Vorgabe des Stellverhaltens
- Synthese im Frequenzbereich

A.6.1 Vorgabe des Stellverhaltens

Wird die Übertragungsfunktion $G_y(s)$ des geschlossenen Regelkreises vorgegeben

$$\frac{y}{y_s} = \frac{G_0(s)}{1 + G_0(s)} = \frac{R(s)G(s)}{1 + R(s)G(s)} = G_y(s), \quad (\text{A.36})$$

kann nach $R(s)$ aufgelöst werden. Es folgt

$$R(s) = \frac{1}{G(s)} \frac{G_y(s)}{1 - G_y(s)} \quad (\text{A.37})$$

Ist n der Grad des Nenner- und m jener des Zählerpolynoms einer Übertragungsfunktion, sei mit $\text{PNÜ} = n - m$ der Pol-Nullstellen-Überschuss bezeichnet. Aus physikalischen Gründen ist der PNÜ einer Übertragungsfunktion nie negativ. Die Wahl von $G_y(s)$ ist im Prinzip frei, unterliegt jedoch für die Realisierbarkeit von $R(s)$ der Einschränkung, dass der PNÜ von $G_y(s)$ mindestens so groß wie der PNÜ von

$G(s)$ sein muss. Ist der PNÜ von $G(s) \leq 2$, was vielen praktischen Fällen entspricht, kann eine Stellantwort zweiter Ordnung gewählt werden, z. B.

$$G_y(s) = \frac{1}{1 + s \frac{2\zeta}{\omega_0} + \frac{s^2}{\omega_0^2}}. \quad (\text{A.38})$$

Durch diese Wahl wird die Regelabweichung null, die Schwingungsfrequenz ω_0 (und damit die Regelgeschwindigkeit) und die Dämpfung ζ können frei den Bedürfnissen angepasst werden. Für den Regler folgt

$$R(s) = \frac{1}{G(s)} \frac{1}{s \frac{2\zeta}{\omega_0} \left(1 + \frac{s}{2\zeta\omega_0}\right)}. \quad (\text{A.39})$$

Kann die Regelstrecke z. B. durch die Übertragungsfunktion

$$G(s) = \frac{K}{(1 + sT_1)(1 + sT_2)} \quad (\text{A.40})$$

beschrieben werden, liefert die Gl. (A.39) den optimalen PID-Regler.

Die Methode unterliegt in der hier gegebenen Form gewissen Einschränkungen; so eignet sie sich z. B. nicht, wenn die Übertragungsfunktion $G(s)$ instabil ist, oder zwar stabil ist, jedoch nichtminimales Phasenverhalten, also z. B. die Form

$$G(s) = \frac{K(1 - sT)}{(1 + sT_1)(1 + sT_2)} \quad (\text{A.41})$$

aufweist. Für allgemeinere Verfahren sei auf die einschlägige Literatur verwiesen (z. B. unter Polvorgabe [A.7]).

A.6.2 Synthese im Frequenzbereich

Diese Methode besteht darin, den Frequenzgang der Übertragungsfunktion des aufgeschnittenen Regelkreises $G_0(s)$ zu optimieren.

Ausgangspunkt ist der Amplituden- und Phasengang (Bode-Diagramm) der instrumentierten Regelstrecke $G(s)$. Durch die Einführung geeigneter Korrekturglieder $R(s)$ (z. B. PI, PD, PID-Glieder usw., s. Zusammenstellung in Abb. A.10), wird der gewünschte Frequenzgang von $G_0(s)$ erzielt. Die Eigenschaften des Regelkreises können aus dem Frequenzgang von $G_0(s)$ herausgelesen werden (Abb. A.9):

- Die *Regelgeschwindigkeit* wird im Wesentlichen von der Schnittfrequenz ω_s (Frequenz für Amplitude = 1, d. h. 0 dB) bestimmt, die in erster Näherung der dominanten Schwingungsfrequenz entspricht.
- Die (asymptotische) *Stabilität* ist dann sichergestellt, wenn bei der Schnittfrequenz die Phase größer ist als -180° . Eine gute *Dämpfung* ist gewährleistet, wenn

Abb. A.9 Beispiel für den Frequenzgang von $G_0(s)$ eines Regelkreises: Schnittfrequenz 7.1 rad/s, Phasenreserve 56°, Regelabweichung 2 %

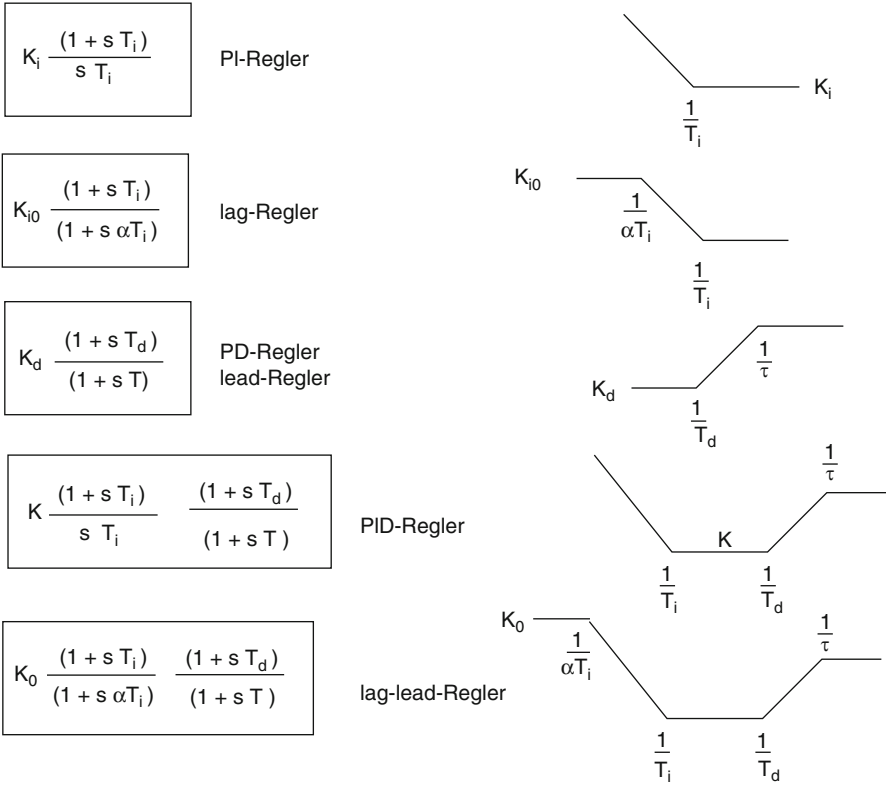
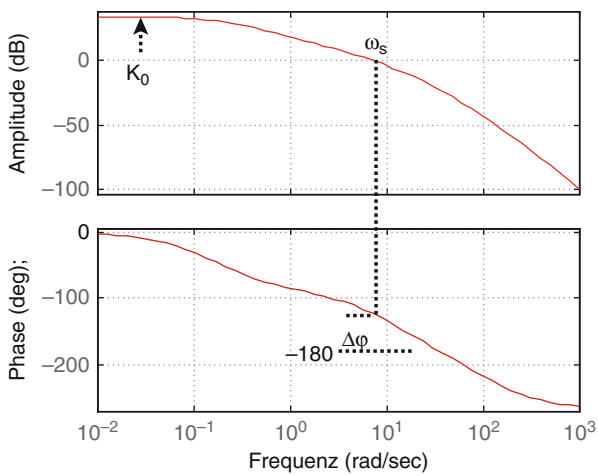


Abb. A.10 Übertragungsfunktionen und Frequenzgang üblicher Regler

die *Phasenreserve* $\Delta\varphi$ (Abstand zu -180°) bei der Schnittfrequenz i. Allg. etwa $40\text{--}70^\circ$ aufweist. Gleichzeitig sollte die *Verstärkungsreserve* (vertikaler Verschiebungsfaktor des Amplitudengangs, welcher die Stabilität nicht kompromittiert) mindestens $0.5\text{--}2$ ($\pm 6\text{ dB}$) betragen.

- Die *Regelabweichung* in % wird von $1/(1 + K_0)$ gegeben, worin K_0 die Amplitude (Absolutwert, nicht dB!) für $\omega \rightarrow 0$ darstellt.

Die auf dem Bode-Diagramm beruhende Methode unterliegt bzgl. Stabilität der Einschränkung, dass die Funktion $G_0(s)$ asymptotisch stabil sein muss (alle Eigenwerte mit negativem Realteil), was praktisch der meist erfüllten Bedingung entspricht, dass die Regelstrecke stabil sein muss. Andernfalls ist das allgemeine Nyquist-Kriterium zu verwenden. Dieses besagt, dass das System dann und nur dann stabil ist [1.3], wenn die Anzahl Drehungen der Nyquistkontur (Darstellung von $G_0(j\omega)$ von $-\infty$ bis $+\infty$) im Gegenuhrzeigersinn um den Punkt -1 , gleich zur Anzahl instabiler Eigenwerte ist (=Anzahl Wurzeln mit positivem Realteil).

Anhang B

Berechnung der Blindleistungen im Rahmen der linearen Analyse von Mehrmaschinensystemen

B.1 Blindleistungsabgabe der Generatoren

Die ans Netz gelieferte Blindleistung des Generators ist in p.u. (Bd 1, Abschn. 6.5.1.1)

$$q = u_{Qq}i_d - u_{Qd}i_q \cdot$$

Durch Linearisierung folgt

$$\Delta q = \Delta u_{Qq}i_{d0} + \Delta i_d u_{Qq0} - \Delta u_{Qd}i_{q0} - \Delta i_q u_{Qd0} \cdot \quad (\text{B.1})$$

Mit ähnlichem Vorgehen wie in Abschn. 3.2, durch Einsetzen der Gl. (3.22) und (3.23), folgen die zu (3.25) analogen Gleichungen

$$\begin{aligned} \Delta q &= K_b(s)\Delta\delta_Q + Q_b(s)\Delta u_Q + F_b(s)\Delta u_f \\ \text{mit} \quad K_b(s) &= -p_0 - \frac{1}{2}u_{Q0}^2 \left(\frac{1}{x_{qQ}(s)} - \frac{1}{x_{dQ}(s)} \right) \sin(2\delta_{Q0}) \\ Q_b(s) &= \frac{q_{Q0}}{u_{Q0}} - u_{Q0} \left(\frac{\cos^2\delta_{Q0}}{x_{dQ}(s)} + \frac{\sin^2\delta_{Q0}}{x_{qQ}(s)} \right) \\ F_b(s) &= \frac{G(s)}{x_{dQ}(s)} u_{Q0} \cos\delta_{Q0} \cdot \end{aligned} \quad (\text{B.2})$$

Durch Einbezug von Spannungsregelung und Pendeldämpfungsgerät erhält man in formal identischer Weise die zu Gl. (3.35) analogen Beziehungen

$$\begin{aligned} \Delta q &= K_{Rb}(s)\Delta\delta + Q_{Rb}(s)\Delta u_Q \\ \text{mit} \quad K_{Rb}(s) &= K_{gb}(s) + K_u(s) \frac{F_b(s)E(s)}{1 + F_u(s)E(s)} \\ Q_{Rb}(s) &= Q_b(s) - Q_u(s) \frac{F_b(s)E(s)}{1 + F_u(s)E(s)} \cdot \end{aligned} \quad (\text{B.3})$$

B.2 Lineare Analyse des Mehrmaschinensystems

An Stelle der starren Netzspannung tritt in den Gl. (B.3) die Anschlussspannung an das Netz. Die Spannung U_Q ist durch U und δ_Q durch $\delta = \delta_Q - \vartheta$ zu ersetzen.

Durch Einbezug von Gl. (B.3) wird die Gl. (3.112) zur folgenden erweitert

$$\begin{aligned} [s^2 M_i + K_{Ri}(s)] \Delta \delta_{Qi} &= \Delta P_{ai} + K_{Ri}(s) \Delta \vartheta_i - Q_{Ri}(s) \Delta U_i - s M_i \Delta \omega_s \\ \Delta P_i &= K_{Ri}(s) \Delta \delta_{Qi} - K_{Ri}(s) \Delta \vartheta_i + Q_{Ri}(s) \Delta U_i \\ \Delta Q_i &= K_{Rbi}(s) \Delta \delta_{Qi} - K_{Rbi}(s) \Delta \vartheta_i + Q_{Rbi}(s) \Delta U_i, \end{aligned} \quad (B.4)$$

und durch Elimination von $\Delta \delta_Q$ erhält man neben der Gl. (3.113) noch folgenden Zusammenhang

$$\begin{aligned} \Delta Q_i &= G_{ib1}(s) \Delta P_{ai} - G_{ib2}(s) \Delta \vartheta_i + G_{ib3}(s) \Delta U_i - G_{ib4}(s) \Delta \omega_s \\ \text{mit } G_{ib1}(s) &= \frac{K_{Rbi}(s)}{s^2 M_i + K_{Ri}(s)}, \quad G_{ib2}(s) = \frac{-s^2 M_i K_{Rbi}(s)}{s^2 M_i + K_{Ri}(s)} \\ G_{ib3}(s) &= \frac{s^2 M_i Q_{Rbi}(s) (Q_{Rbi}(s) K_{Ri}(s) - K_{Rbi}(s) Q_{Ri}(s))}{s^2 M_i + K_{Ri}(s)}. \end{aligned} \quad (B.5)$$

Bei der Umwandlung in den Zustandsraum muss die Beziehung (3.115) durch die Blindleistung ergänzt werden

$$\begin{aligned} \frac{d\vec{x}}{dt} &= A_G \vec{x} + B_1 \Delta \vec{P}_a + B_2 \Delta \vec{\vartheta} + B_3 \Delta \vec{U} + \vec{h} \Delta P_m \\ \Delta \vec{P} &= C_w \vec{x} + D_{w1} \Delta \vec{P}_a + D_{w2} \Delta \vec{\vartheta} + D_{w3} \Delta \vec{U} + \vec{k}_w \Delta P_m \\ \Delta \vec{Q} &= C_b \vec{x} + D_{b1} \Delta \vec{P}_a + D_{b2} \Delta \vec{\vartheta} + D_{b3} \Delta \vec{U} + \vec{k}_b \Delta P_m, \end{aligned} \quad (B.6)$$

und an Stelle der Gl. (3.117) tritt

$$\begin{aligned} \frac{d\vec{x}}{dt} &= A_G \vec{x} + B \vec{u} \\ \vec{y} &= C \vec{x} + D \vec{u}, \end{aligned} \quad \vec{u} = \begin{pmatrix} \Delta \vec{P}_a \\ \Delta \vec{\vartheta} \end{pmatrix} \quad (B.7)$$

$$\vec{y} = \begin{pmatrix} \Delta \vec{P} \\ \Delta \vec{Q} \end{pmatrix} = A \begin{pmatrix} \Delta \vec{\vartheta} \\ \Delta \vec{U} \end{pmatrix}, \quad C = \begin{pmatrix} C_w \\ C_b \end{pmatrix}, \quad b = \begin{pmatrix} \vec{b}_1^t & \vec{b}_2^t \end{pmatrix},$$

$$B = \begin{pmatrix} B_1 B_2 + \vec{h} \vec{b}_1^t & B_3 + \vec{h} \vec{b}_2^t \end{pmatrix}, \quad D = \begin{pmatrix} D_{w1} D_{w2} + \vec{k}_w \vec{b}_1^t & D_{w3} + \vec{k}_w \vec{b}_2^t \\ D_{b1} D_{b2} + \vec{k}_b \vec{b}_1^t & D_{b3} + \vec{k}_b \vec{b}_2^t \end{pmatrix}.$$

Netzgleichungen Werden alle Lasten als statisch betrachtet und durch Admittanzen beschrieben, lauten die Netzgleichungen nach Elimination aller Lastknoten, in Netzkoordinaten gemäss den Gl. (3.66) bis (3.68)

$$\vec{I}_G = Y \vec{U}_G, \quad -- \succ I_{Gi} = \sum_{k=1}^m Y_{ik} U_{Gk} \quad i = 1 \dots m. \quad (B.8)$$

Die Umwandlung in Generatorkoordinaten entsprechend der Umformung Gl. (3.73) bis (3.76) führt zur Parkvektorgleichung

$$\vec{I}_i = Y_{ii} \vec{U}_i + \sum_{k \neq i, 1}^m \mathbf{R}^t \mathbf{Y}_{ik} \mathbf{T}_{ik}^t \vec{U}_k, \quad i = 1 \dots m. \quad (\text{B.9})$$

Die ins Netz injizierte Wirkleistung erhält man aus Gl. (3.69)

$$P_i = 3 \vec{U}_i^t \vec{I}_i, \quad (\text{B.10})$$

die durch Linearisierung zu

$$\Delta P_i = 3 \left(\Delta \vec{U}_i^t \vec{I}_{i0} + \vec{U}_{i0}^t \Delta \vec{I}_i \right) \quad (\text{B.11})$$

führt. Die Linearisierung der Stromgleichung (13.105) liefert andererseits

$$\begin{aligned} \Delta \vec{I}_i &= Y_{ii} \Delta \vec{U}_i + \sum_{k \neq i, 1}^m \mathbf{R}^t \mathbf{Y}_{ik} \mathbf{T}_{ik0}^t \Delta \vec{U}_k + \sum_{k \neq i, 1}^m \mathbf{R}^t \mathbf{Y}_{ik} \mathbf{R}^t \mathbf{T}_{ik0}^t \vec{U}_{k0} \Delta \delta_{ik}, \\ da \quad \Delta \mathbf{T}_{ik}^t &= \mathbf{R}^t \mathbf{T} \mathbf{T}_{ik0}^t \Delta \delta_{ik}. \end{aligned} \quad (\text{B.12})$$

Anhang C

Optimierung

C.1 Lagrange-Verfahren

Lagrangefunktion ohne Begrenzungen Gesucht ist das Minimum (Optimum) einer Zielfunktion von n Variablen

$$F(x_i) \quad \text{---} \succ \quad \text{Min}, \quad i = 1, \dots, n, \quad (\text{C.1})$$

mit den m Nebenbedingungen

$$f_k(x_i) = 0 \quad k = 1, \dots, m. \quad (\text{C.2})$$

Das Minimum existiert und ist ein *globales Minimum*, wenn die Funktion F *konvex* ist. Es wird durch Minimierung der Lagrangefunktion erhalten

$$\mathcal{L} = F(x_i) - \sum_k \lambda_k f_k(x_i) \quad \text{---} \succ \quad \text{Min}, \quad (\text{C.3})$$

die zur Lösung führt

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial x_i} = \frac{\partial F}{\partial x_i} - \sum_k \lambda_k \frac{\partial f_k}{\partial x_i} = 0 \quad i = 1, \dots, n. \quad (\text{C.4})$$

Die Gl. (C.2) und (C.4) bilden ein System von $(n+m)$ Gleichungen dessen Lösung die n optimalen Werte für x_i und die m *Lagrange'schen Multiplikatoren* λ_k liefert.

Für die exakte mathematische Fundierung s. z. B. [A.6].

Berücksichtigung von Begrenzungen Sind die Variablen x_i Begrenzungen unterworfen des Typs

$$x_{iM} \leq x_i \leq x_{iM} \quad (\text{C.5})$$

lässt sich nach Karush-Kuhn-Tucker [A.2], [A.3], die Lagrangefunktion folgendermaßen erweitern

$$\mathcal{L} = F(x_i) - \sum_k \lambda_k f_k(x_i) + \sum_i [v_{iM}(x_i - x_{iM}) + v_{im}(x_{iM} - x_i)] \quad \text{---} \succ \quad \text{Min}. \quad (\text{C.6})$$

Die Variablen v_{iM} und v_{im} sind immer positiv und nur dann verschieden von Null, wenn die Begrenzungen wirksam sind. Es folgen die Optimalitätsbedingungen (C.7), die zusammen mit Gl. (C.2) und (C.5) wiederum die optimalen Werte von x_i , den Multiplikator λ und bei wirksamer Begrenzung auch v_{iM} oder v_{im} liefern.

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial x_i} = \frac{\partial F}{\partial x_i} - \sum_k \lambda_k \frac{\partial f_k}{\partial x_i} + v_{iM} - v_{im} = 0, \quad i = 1, \dots, n \quad (\text{C.7})$$

wobei $\begin{cases} v_{iM}(x_i - x_{iM}) = 0 \\ v_{im}(x_{im} - x_{iM}) = 0. \end{cases}$

Interpretation von λ Die Bedeutung der Multiplikatoren kann veranschaulicht werden, wenn z. B. angenommen wird, die Funktion F stelle die Kosten eines zu optimierenden Systems dar.

Sind die Nebenbedingungen für die Variablen x_i linear (oder im Betriebspunkt linearisiert) lassen sie sich in die Form bringen

$$f_k(x_i) = a_{k0} + x_1 + \sum_{i=2}^n a_{ki} x_i = 0, \quad (\text{C.8})$$

mit x_1 als Bezugsvariable. Aus Gl. (C.7) folgt, wenn die Begrenzungen nicht wirksam sind

$$\frac{\partial F}{\partial x_1} = \sum_k \lambda_k = \lambda, \quad \frac{\partial F}{\partial x_i} = \sum_k \lambda_k a_{ki} = \lambda a_i. \quad (\text{C.9})$$

Der Lagrange'sche Multiplikator λ drückt die Grenzkosten der Bezugsvariable x_1 aus. Die Grenzkosten der anderen Variablen sind über Faktoren a_i proportional zu λ . Ist eine der Begrenzungen wirksam tritt $v_i = v_{i\max} - v_{i\min}$ an Stelle von $\partial F / \partial x_i$.

Interpretation von v Ist z. B. die obere Begrenzung wirksam und somit $x_i = x_{iM}$, folgt aus Gl. (C.7)

$$v_{iM} = - \frac{\partial F}{\partial x_i}(x_{iM}) = - \frac{\Delta F}{\Delta x_{iM}}. \quad (\text{C.10})$$

Wird die Kapazität x_{iM} um Δx_{iM} vergrößert ergibt sich die Kostenänderung ΔF , womit die Größe v_{iM} als *Grenzkosten einer Kapazitätserweiterung* zu verstehen ist. Sie kann als Entscheidungsgrundlage verwendet werden zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit einer Kapazitätsvergrößerung.

Allgemeinere Begrenzung Etwas allgemeiner kann die Begrenzung (C.5) durch.

$$g_j(x_i) \leq 0, \quad j = 1, \dots, q \quad (\text{C.11})$$

ersetzt werden, wodurch die Karusch-Kuhn-Tucker-Formulierung (C.6) zu

$$\mathcal{L} = F(x_i) - \sum_k \lambda_k f_k(x_i) + \sum_j v_j g_j(x_i) \rightarrow \text{Min.} \quad (\text{C.12})$$

wird, und die Optimalitätsbedingungen (C.7) zu

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial x_i} = \frac{\partial F}{\partial x_i} - \sum_k \lambda_k \frac{\partial f_k}{\partial x_i} + \sum_j v_j \frac{\partial g_j}{\partial x_i} = 0, \quad i = 1, \dots, n \quad (C.13)$$

wobei $v_j g_j(x_i) = 0, \quad j = 1, \dots, q$

C.2 Optimaler Leistungsfluss (OPF)

Bei gegebener Netzkonfiguration gelten folgende Netzgleichungen, welche die in den Knoten injizierten Wirk- und Blindleistungen ausdrücken

$$\begin{aligned} P_1 &= f_1(\vec{\vartheta}, \vec{U}), & Q_1 &= g_1(\vec{\vartheta}, \vec{U}), & \text{Bilanzknoten} \\ P_j &= f_j(\vec{\vartheta}, \vec{U}), & Q_j &= g_j(\vec{\vartheta}, \vec{U}), & \text{freie Einspeiseknoten} \\ P_k &= f_k(\vec{\vartheta}, \vec{U}), & Q_k &= g_k(\vec{\vartheta}, \vec{U}), & \text{Lastknoten} \end{aligned} \quad (C.14)$$

mit $j = 1, \dots, (r - 1)$, $k = 1, \dots, s$. Die Anzahl Gleichungen ist insgesamt $2(r + s) = 2n$, mit n = Anzahl Knoten, r = Anzahl Einspeiseknoten, s = Anzahl Lastknoten.

Die $4n$ Variablen $\vec{P}$, $\vec{Q}$, $\vec{\vartheta}$, $\vec{U}$ können bei bekanntem Lastzustand und in Abwesenheit von Begrenzungen folgendermaßen klassiert werden:

	Bekannte Größen	Steuervariablen	Zustandsvariablen
Bilanzknoten	$\vartheta = 0$	$U_1, (Q_1)$	$P_1, Q_1, (U_1)$
übrige Einspeiseknoten	–	$P_j, U_j, (Q_j)$	$\vartheta_j - Q_j, Q_j, (U_j)$
Lastknoten	P_k, Q_k		ϑ_k, U_k

Die Belastung P_k , Q_k muss nicht unbedingt konstant sein, sondern kann iterativ dem Wert anderer Betriebsvariablen, z. B. der Spannung angepasst werden.

Die $(2r - 1)$ Steuervariablen werden im Rahmen der *Leistungsflussberechnung* vorgegeben. Die $2n$ Zustandsvariablen können dann durch Auflösung des nichtlinearen Gleichungssystems (C.14) bestimmt werden. Dazu sind mehrere Methoden bekannt, z. B. die iterative Knotenpunktmethode (Gauß-Seidel), das Newton-Raphson-Verfahren (Bd 1, Abschn. 9.6.2) oder auf der linearen und nichtlinearen Programmierung basierende Verfahren.

Das System hat entsprechend der Anzahl Steuervariablen $(2r - 1)$ *Freiheitsgrade*, welche den *Optimierungsfreiraum* darstellen. Als Steuervariablen können, an Stelle der Spannungen der Einspeiseknoten, auch die entsprechenden Blindleistungen genommen werden, die Spannungen werden in diesem Fall zu Zustandsvariablen.

Im allgemeinsten Fall hat die zu optimierende Zielfunktion die Form

$$F(P_1, P_j, Q_1, Q_j, U_1, U_j, U_k, \vartheta_j, \vartheta_k) \rightarrow \text{Min} \quad (C.15)$$

mit den Nebenbedingungen (C.14).

Begrenzungen Durch die Auslegung der Generatorgruppen oder allgemeiner der Einspeisungen, sind maximale und minimale Leistungswerte vorgegeben. Neben den Gl. (C.14) sind also noch folgende Beschränkungen der Zustandsvariablen zu berücksichtigen

$$\begin{aligned} P_{imin} &\leq P_i \leq P_{imax} \\ Q_{imin} &\leq Q_i \leq Q_{imax}, \quad i = 1, \dots, r \end{aligned} \quad (C.16)$$

Sind r' Begrenzungen wirksam ($r' < 2r$), reduziert sich der Optimierungsfreiraum auf $(2r - r' - 1)$.

Eine weitere Einschränkung ist möglich, wenn auch die Spannungen oder die Phasendifferenzen aus betrieblichen Gründen (Spannungsqualität, Stabilität) zu begrenzen sind

$$\begin{aligned} U_{imin} &\leq U_i \leq U_{imax} \\ -\theta_{ik} &\leq \vartheta_i - \vartheta_k \leq \theta_{ik}, \quad i, k = 1, \dots, n. \end{aligned} \quad (C.17)$$

Andere Beschränkungen entsprechend der allgemeineren Formulierung (C.11) sind möglich.

Allgemeine Formulierung der Optimalitätsbedingungen Die Minimierung der Zielfunktion (C.15) unter den Bedingungen (C.14), (C.16) und (C.17) führt durch Ableitung der entsprechenden Lagrangefunktion zu den Optimalitätsbedingungen

$$\begin{aligned} \frac{\partial F}{\partial P_i} - \lambda_i + v_{iM} - v_{im} &= 0 \\ v_{iM}(P_i - P_{imax}) \\ v_{im}(P_{imin} - P_i), \quad i &= 1, j \\ \frac{\partial F}{\partial Q_i} - \mu_i + \eta_{iM} - \eta_{im} &= 0 \\ \eta_{iM}(Q_i - Q_{imax}) \\ \eta_{im}(Q_{imin} - Q_i), \quad i &= 1, j \\ \frac{\partial F}{\partial U_i} - \sum_h \lambda_h \frac{\partial f_h}{\partial U_i} + \sum_h \mu_h \frac{\partial g_h}{\partial U_i} + \varepsilon_{iM} - \varepsilon_{im} &= 0 \\ \varepsilon_{iM}(U_i - U_{imax}) \\ \varepsilon_{im}(U_{imin} - U_i), \quad i &= 1, j, k \\ \frac{\partial F}{\partial \vartheta_i} - \sum_h \lambda_h \frac{\partial f_h}{\partial \vartheta_i} + \sum_h \mu_h \frac{\partial g_h}{\partial \vartheta_i} + \sum_h (\tau_{ih} - \tau_{hi}) &= 0 \\ \tau_{hi}(\vartheta_i - \vartheta_h - \theta_{ih}) \\ \tau_{hi}(\vartheta_h - \vartheta_i - \theta_{hi}), \quad i &= j, k \end{aligned} \quad (C.18)$$

Die Ableitungen von f und g sind Koeffizienten der Jacobi-Matrix (Bd 1, Abschn. 9.6.2)

Anhang D

Abkürzungen

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
AID	Average Interruption Duration
AIF	Average Interruption Frequency
AIT	Average Interruption Time
ASIDI	Average System Interruption Duration Index
ASIFI	Average System Interruption Frequency Index
BT	Technisches Büro des ► CENELEC
BTTF	Task Force des ► BT
CAIDI	Customer Average Interruption Duration Index
CAIFI	Customer Average Interruption Frequency Index
CECAPI	Europäischer Verband der Hersteller von Ausrüstung für die Elektroinstallation
CECED	Europäischer Verband der Hersteller von Hausgeräten
CEER	Council of European Energy Regulators
CENELEC	Europäisches Komitee für Elektrotechnische Normung
CI	Customer Interruptions
CIGRE	Internationale Konferenz für große Hochspannungsnetze
CIREN	Internationale Konferenz für Verteilung elektrischer Energie
CML	Customer Minutes Lost
CoS	Continuity/(Reliability) of Supply
CQ	Commercial Quality
CTAIDI	Customer Total Average Interruption Duration Index
DEA	Dezentrale Erzeugungsanlagen
EC	European Commission
ECG	Energie-Control GmbH, Wien
ECI	European Copper Institute
EHV	Extra High Voltage
EICTA	European Information, Communications and Consumer Electronics Technology Associations
EM	elektromagnetisch
EMC	Electromagnetic Compatibility

EMV	Elektromagnetische Verträglichkeit
EN	Europanorm
END	Energy Not Distributed
ENS	Energy Not Supplied
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (2009)
ERGEG	European Energy Regulators Group For Electricity and Gas
ETSO	European Transmission System Operators
Eurelectric	Union der Elektrizitätswirtschaft
HD	Harmonisierungsdokument (des ► CENELEC)
ICER	International Confederation of Energy Regulators
IEC	Internationale Elektrotechnische Kommission
IEEE	The Institute of Electrical and Electronic Engineers
LVD	Niederspannungsrichtlinie
MAIFI	Momentary Average Interruption Frequency Index
MoU	Memorandum of Understanding
NARUC	US National Association of Regulatory Utility Commissioners
NIEPI	Number of equivalent interruptions per power installed
ORGALIME	Europäische Dachorganisation der Maschinen-, Metallwaren- sowie Elektro- und Elektronikindustrie
PE	Primärenergie
PQ	Power Quality
QoS	Quality of Supply
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
SARI	System average restoration index
SCC	Standards Coordinating Committee (IEEE)
SI	Short Interruptions
SoS	Security of Supply
T-SAIDI	Transformer SAIDI, mit jährlichem Energieverbrauch gewichtet
T-SAIFI	Transformer SAIFI, mit jährlichem Energieverbrauch gewichtet
TC	Technical Committee
TIEPI	Time of equivalent interruptions per power installed
TR	Technical Report
UCPTE	Union für die Koordinierung der Erzeugung und des Transports elektrischer Energie
UCTE	Union für die Koordinierung des Transports elektrischer Energie
UIE	Internationale Elektrowärme-Union
UNICE	Union der Industrie- und Arbeitgeberverbände Europas
UNIPEDÉ	Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d'Énergie Électrique
ÜN	Übertragungsnetz
VN	Verteilernetz
VQ	Voltage Quality
VSI	Very Short Interruptions

Sachverzeichnis

A

- Ausgehandelter Netzzugang, 498
 - eingesetzte Werkzeuge, 500
 - Erzeugungsplanung, 499, 502
 - Planungsprozess, 500
 - Systembetriebsführung, 499

B

- Beispiele
 - Kap. 2, 51
 - Kap. 3, 80, 96, 105, 106, 120
 - Kap. 4, 161, 169, 173
 - Kap. 9, 466, 478
- Betrieboptimierung, 467
 - bei Wettbewerb, 493
 - ausgehandelter Netzzugang, 498
 - mathematische Grundlagen, 493
 - Netz mit Engpässen, 496
 - Netz mit Leistungsbegrenzungen, 469
 - Netz mit Verlusten, 483, 493
 - Pool-Lösung, 489
 - verlustloses Netz, 493
- Betrieboptimierung eines VIEVU, 467
 - bei Einsatz von Windenergie, 492
 - Einsatzplan thermischer Gruppen, 490
 - Kurzzeit-Optimierung, 490
 - langfristige Optimierung, 488
 - mittelfristige Optimierung, 489
 - momentane Optimierung, 468, 491
 - Netzberechnung, 467f, 471
 - optimaler Leistungsfluss, 609
 - optimale Speicherbewirtschaftung, 483
 - Tarifierung, 493
- Betriebsplanung, 465
 - mikroökonomische Grundlagen, 465
 - Optimierung eines VIEVU, 467
 - Optimierung bei Wettbewerb, 493

- Blindleistungskompensator, 273, 309, 312, 442
- Brennstoffkosten, 473

C

- Commercial Quality, 227

D

- Drehzahlregelung, 4, 49, 82, 142
- Dreipunktschaltung, 288f
- Dreipunktumrichter, 295, 298
- Druckregelkreis, 53
- Dynamic Voltage Restorer (DVR), 384f
- Dynamik der kleinen Störungen, 78
 - Wirkung der Drehzahlregelung, 82
 - Wirkung der Spannungsregelung, 82
- Pendeldämpfung, 147, 319

E

- Eigenbedarf von Kraftwerken, 267
- Einsatzortbestimmung (FACTS), 366
 - Netzdynamik, 370
 - Serienelemente, 370
 - Shuntelemente, 366
- EMV, 214ff
- Energieaustausch, 357, 467, 506, 551
- Erregersysteme der SM, 156
 - Gleichstromgenerator, 156
 - statische Erregung, 157
 - Wechselstromgenerator, 157

F

- FACTS, 10, 27, 93, 94f, 171, 261
 - Aufbau, Betriebsverhalten, 309
 - Dimensionierung, 337
 - Einfluss auf Stabilität, 366, 368
 - Einsatzortbestimmung, 366
 - Integration in Lastflussgleich, 342
 - Modellierung, 342f, 351
 - SSSC, 351
 - STATCOM, 346, 351

- Synthese, 363
- UPFC, 358f
- Modellsystem, 327, 333
- PAR und UPFC, 323
- Schutz-und Leitsystem, 305
- Steuerverfahren, 278
- SVC und STATCOM, 309
- TCSC und SSSC, 317
- Technologie, 275
- Versorgungsqualität, 381f
- Verzerrung, 289
- VSC, 294, 296f
- Festdruckregelung, 53ff
- Flächenkriterium, 87ff, 91
- Frequenzleistungsregelung, 49, 63, 104, 116, 468, 491
 - Netzkennzahl, 62, 63
- Frequenzregelung, 60, 67
 - Inselnetz, 60
 - Netzverbund, 50
 - Primärregelung, 8, 50, 60
 - Sekundärregelung, 9, 62, 104

G

- Gleitdruckregelung, 53, 55

H

- HGÜ, 400
 - Back-to-Back, 398, 409
 - bipolar, 398, 409
 - monopolar, 409f
 - Multiterminal, 411
 - Regelung, 415
 - CCCM, 417
 - Gleichrichterregelung, 422
 - MCCM, 415ff
 - Wechselrichterregelung, 423, 427f

I

- Informationstechnik, 195, 505ff
- Industrienetz, 236, 247ff, 260, 267

J

- Jahreskosten, 234, 466

K

- Knotenadmittanzmatrix, 14f, 101f, 364
- Knoteninjektionsverfahren, 345
- Kohärente Generatoren, 112
- Kompensationsanlagen, 11, 155, 171
 - Seriekompensation, 93f, 175
- SVC, 10f, 149, 150f, 172, 191, 266, 273, 308ff, 378
- STATCOM, 10f, 149, 174, 309, 351, 378f

- Konkurrenz, 493, 498
- Konzeptanalyse, 234
- Kosten, 206, 256, 260, 465, 486
 - Netzkosten, 495f
 - Grenzkosten (s. Marginalkosten), 466f, 475f, 480ff
- Kraftwerke
 - Eigenbedarf, 267
 - Gasturbinenkraftwerke, 56
 - Kombikraftwerke, 56
 - Netzanschluss, 267
- Kurzschluss trajektorie, 90
- Kurzschlussstromberechnung, 238, 245f

L

- Lastflussberechnung (s. Netzberechnung), 99f, 179f
- Leistungsflussberechnung (s. Netzberechnung), 342f
- Leistungsfrequenzregelung (s. Frequenzleistungsregelung), 49f, 116
- Leittechnik, 305, 505ff
 - Daten-Management, 549f
 - Domänen, 536f, 540
 - Erzeugungsmanagement, 537
 - Fernwirktechnik, 528
 - Funktionen, 525, 540ff
 - Historie, 506
 - Integration, 508f, 530, 534f, 536, 584
 - Marktumfeld, 532
 - MMI, 306
 - SCADA, 523
 - Schutzfunktionen, 305f, 513
 - Simulator, 558
 - Stationsleittechnik, 505, 508
 - Systemarchitektur, 508, 536
 - Systemkonzeption, 534, 582
 - Systemkonfiguration, 526, 568, 578
 - Transportnetzführung, 537, 553
 - Verteilnetzführung, 552, 581
 - Workflow, 579
- Liberalisierung, 207, 493, 518, 523f
- Lineare Analyse von Mehrmaschinensystemen, 116, 603
 - Ordnungsreduktion, 120
- Line Commutated Converter (LCC), 392ff, 401ff, 411ff

M

- Marginalkosten, 465f, 476, 480, 490
- Mehrmaschinensysteme, 67
 - Analyse in der Praxis, 121
 - lineare Analyse, 116, 119f

- transiente Analyse, 99
- Drei-Maschinen-Modell, 106
- Fünf-Maschinen-Modell, 135f
- Zwei-Maschinen-Modell, 105
- Modellierung, 3
 - Asynchronmaschine, 247
 - Dampfkraftwerk, 53
 - Einspeisungen, 10
 - Gasturbine, 56ff
 - Kompensationsanlage, 11
 - Lastmodelle, 11
 - mit subsynchronen Schwingungen, 96
 - Mechanik, 97f
 - Synchronmaschine, 96
 - Netzverbindung, 96ff
 - Netzdarstellung, 14, 24
 - netzgekoppeltes Kraftwerk, 3
 - subsynchrone Schwingungen, 96
 - Synchronmaschine, 3ff
 - Transformator, 10
- Modular Multilevel Converter (MMC), 276f
- Motoranlauf, 246
- Multilevel, 437ff
- Multilevelumrichter, 294, 304f

N

- Netzanschluss von Kraftwerken, 267
- Netzberechnung, 3, 24, 464
 - DC-Leistungsfluss, 468, 470
 - Knotenadmittanzen, 495
 - Leistungseinspeisung, 469
 - mit Spannungseinkopplung, 471
 - optimaler Leistungsfluss, 609
 - Verlustberechnung, 470
 - zur Konzeptanalyse, 234
 - Kurzschlussstromberechnung, 236
 - Lastflussberechnung, 235
 - Motoranlauf, 246
 - Oberschwingungen, 241, 244ff
 - Sternpunktbehandlung, 241
 - statische Stabilität, 250
 - thermische Belastbarkeit, 239
 - transiente Stabilität, 249
 - Überspannungen, 255
 - Überstromschutz, 237
 - Zuverlässigkeit, 253
- Netzkosten, 495f
- Netzleitsysteme (s. auch Leittechnik), 534, 556
- Netzleittechnik (s. auch Leittechnik), 532ff, 553
- Netzplanung, 233
 - Konzeptanalyse, 234
 - Kraftwerke, 267

- Industrienetz, 260
- öffentliches Verteilnetz, 258
- Windparks, 263
- Netzregler, -regelung, 49, 63, 65, 342, 583, 588
- Netzzugang, 498f

O

- Oberschwingungen, 242
- Öffentliches Verteilnetz, 258
- Optimaler Leistungsfluss, 470f, 476f, 609
 - Begrenzungen der Leistungsflüsse, 477
 - Beispiel, 466
 - Berücksichtigung der Blindleistungen, 476
 - Wirkleistungsoptimierung mit Verlustfunktion, 473
- Overlay-Netzwerk, 461

P

- Parallelkompensation (s. auch Shuntkompensation), 11, 172
- Parktransformation, 363
- Phase Angle Regulator (PAR), 323ff
- Polradwinkelstabilität
 - am starren Netz, 67
 - Einfluss von Leistungstransit, 128
 - große Störungen, 250
 - kleine Störungen, 99
 - im Kurzzeitbereich, 71, 78
 - mit Spannungsregelung, 75, 129
 - Polradwinkelpendelungen, 121, 123
 - Stabilisierungsmaßnahmen, 93
 - statische Stabilität, 71, 74, 75
 - Störungen des Gleichgewichts, 70
 - transiente Analyse, 89
 - Wirkung der Netzreaktanz, 72
 - Wirkung einer Zwischenlast, 91
 - im Mehrmaschinensystem (s. Mehrmaschinensystem)
- Power System Stabilizer (PSS), 251, 273
- Primärregelung, 8, 49, 50, 60
 - Dampfkraftwerk, 53
 - Gasturbinen und Kombianlagen, 56
 - Leistungszahl, 62f, 65
 - Netzkennzahl, 62f
 - Wasserturbinen, 52
- Pulsweitenmodulation, 283f, 382
- Punkt-zu-Punkt-Verbindung, 300, 461

Q

- Quadrature Boosting Transformer (QBT), 323ff
- Qualität
 - der Spannung, 49, 155, 212
 - der Versorgung, 195f

R

Raumzeiger, 19
 Regelkraftwerke, 49f, 63, 65
 Reihenkompensation (s. Serienkompensation)
 Rotierende Reserve, 62, 64, 468

S

Schrägregelung, 226, 271f, 274
 Sekundärregelung, 9, 49f, 62ff, 104
 Selbstgeführte Umrichter, 273, 351, 354
 Selbstregelung, 65ff
 Sensitivitätsanalyse, 362–364
 Serienkompensation, 93ff, 175f, 273ff, 317ff, 323
 Shuntkompensation, 271, 275, 309
 Simulationsprogramme, 15, 38f, 67, 191
 Algorithmen, 235
 dynamische, Modellierung, 41
 Genauigkeit, 29
 Initialisierung, 43
 Nichtlinearitäten, 40
 numerische Integration, 25
 Simulationssprachen, 42
 Stabilität der Verfahren, 29, 31
 Solid State Series Compensator (SSSC), 317ff, 346, 351, 355, 378f
 Solid State Transfer Switch (SSTS), 390
 Spannungsqualität, 212ff
 Spannungsregelung, 71, 75, 82, 93, 155
 der SM, 156
 Blockschaltbild, 156ff
 Erregersysteme, 156
 kapazitive Belastung, 164
 Netzverbindung, 167
 Reglerauslegung, 162
 Synchronisierkreis, 165
 Übertragungsfunktion der SM, 164
 Wirkung der Drehzahl, 165
 Spannungsschwankungen, 155, 171, 273, 383
 Spannungsstabilität, 4, 155, 177, 189, 251ff, 368, 591
 Darstellung mit der Generatorblindleistung, 185
 Dynamik, 191
 im vermaschten Netz, 189
 Lastkennlinien, 188
 Sicherheitsindizes, 188
 statische, 189
 (u,p)-Kennlinien, 179
 (u,q)-Kennlinien, 182
 Static Synchronous Compensator (STATCOM), 308, 346, 351, 368, 378, 383, 389, 392

Static Var Compensator (SVC), 273, 309ff, 346
 Statik, 49, 51, 54, 62, 63
 transiente, 51
 Statische Stabilität, 71, 250
 Sternpunktbehandlung, 241
 Strahlablenker, 53
 Stufentransformatoren
 Reglerauslegung, 168
 Lastflussberechnung, 170
 Synchronisierung, 61, 67, 83
 Synchronmaschine, 3ff, 39, 96, 158
 Kurzzeitmodell, 4
 Langzeitmodell, 9

T

Tertiärregelung, 50, 65
 thermische Belastbarkeit von Kabeln, 239
 Torsionsschwingungen, 4, 67, 96, 99, 163
 Trajektorie, 86, 111, 127, 372ff
 Transiente Analyse von
 Mehrmaschinensystemen, 99
 Bilanz-Generator, 101
 Darstellung der Generatoren, 100
 Drei-Maschinen-System, 106
 elektrische Leistung, 102
 Kohärenz, 113f
 Netzdarstellung, 101, 103
 Ordnungsreduktion, 111, 120
 Parkvektordarstellung, 103
 Referenzsysteme, 101f
 Spannungsunabhängigkeit der Last, 109
 Stabilität im Großen, 110
 Zwei-Maschinen-System, 105
 transiente Stabilität, 71, 249f, 272, 372
 Thyristor
 Controlled Series Compensator (TCSC), 309ff, 346, 351
 Switched Capacitor (TSC), 309
 Switched Reactors (TSR), 308, 311
 Thyristorventil, 400f
 TWIN-Schaltung, 289ff

U

Überspannungen, 255ff
 Überstromschutz, 237
 UCTE, 121, 134, 207
 Umrichter
 netzgeführte, 398
 selbstgeführte, 398, 436
 Unified Power Flow Controller (UPFC), 274, 323, 343ff, 351
 Uninterruptible Power Supply (UPS), 386f

V

Versorgungsqualität, 195, 357, 381, 394, 553
 Commercial Quality, 227
 elektromagnetische Verträglichkeit, 214
 Grundbegriffe, 195
 Dynamic Voltage Restorer, 384
 SSTS, 390
 Regelwerk, 216
 Spannungsqualität, 213ff
 Struktur der Qualitätsbereiche, 196
 Uninterruptible Power Supply, 386
 Versorgungssicherheit, 200ff
 Versorgungszuverlässigkeit, 203
Versorgungssicherheit, 200ff
Versorgungszuverlässigkeit, 202f
Voltage Source Converter (VSC), 275f, 283ff,
 304, 336, 395ff, 436ff, 447ff

W

Wasserdargebot, 488ff
Wasserturbinen, 52
 Regelung, 52
Wechselrichter, 289, 402f, 406
Wettbewerb, 200, 493, 499
Windkraft, 500
Windparks, 263ff
Wirtschaftlichkeit, 207, 263, 486, 608

Z

Zuverlässigkeit, 49, 230, 253, 259, 263f, 448
Zweilevelumrichter (PWM), 439
Zweipunktschaltung, 289f