

Valentin Crastan
Dirk Westermann

Elektrische Energie- versorgung 3

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

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	Fernaueslesbare 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:

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

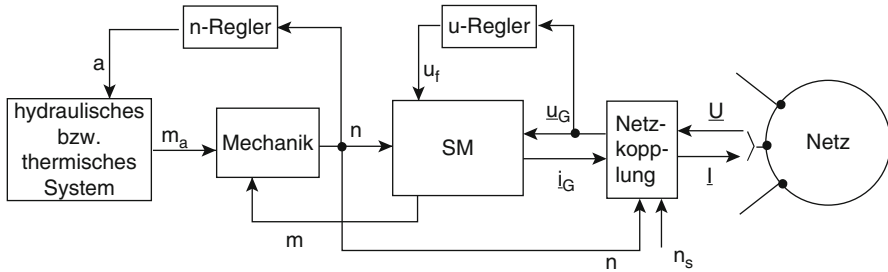


Abb. 1.1 Gesamtmodell des netzgekoppelten Kraftwerks

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

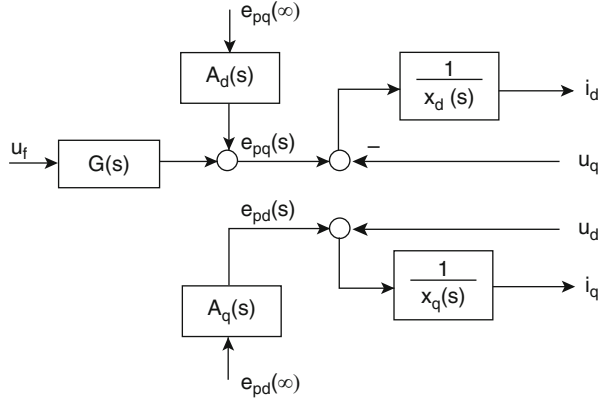
Die Grundlagen der Synchronmaschine (SM) sind in Band 1, [4] dargelegt worden. Das zu wählende Modell hängt von der Aufgabenstellung und insbesondere von der Frequenz der zu untersuchenden dynamischen Vorgängen ab.

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 $n = 1$)

$$m = u_d i_d + u_q i_q$$

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

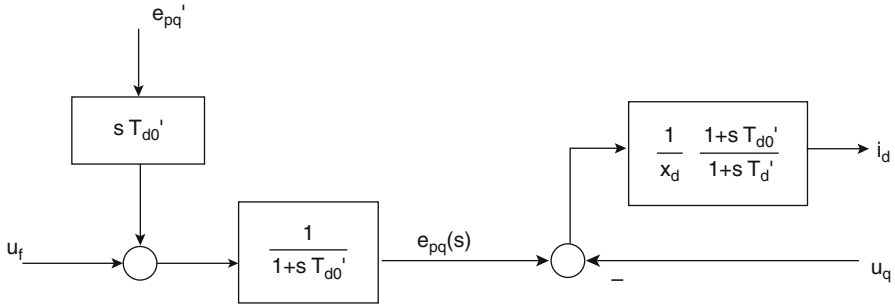


Abb. 1.3 Modell der Längsachse der Synchronmaschine ohne Subtransienten

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:

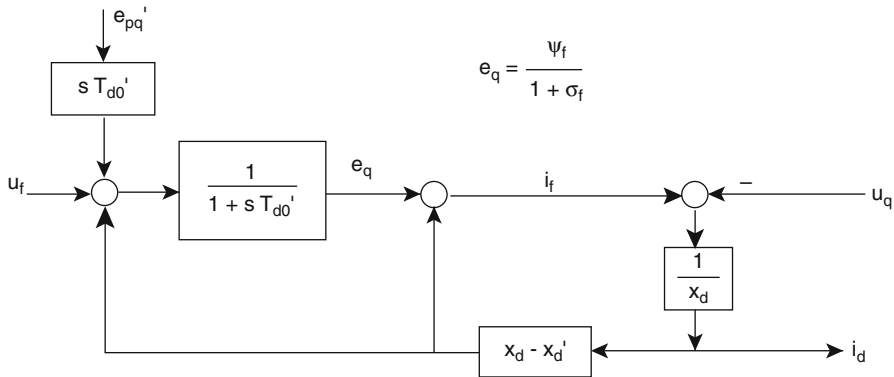


Abb. 1.4 Modell der Längsachse der Synchronmaschine

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:

$$u_d = e_d + x_q' i_q$$

$$u_q = e_q - x_d' i_d$$

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

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

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

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

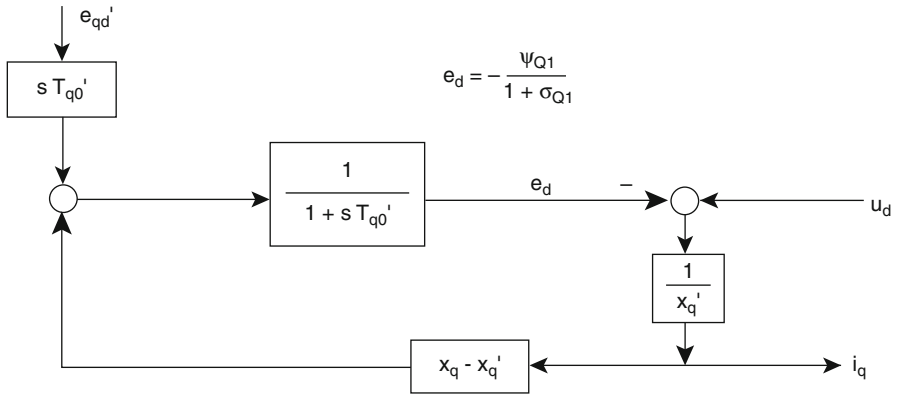


Abb. 1.5 Modell der Querachse der Synchronmaschine

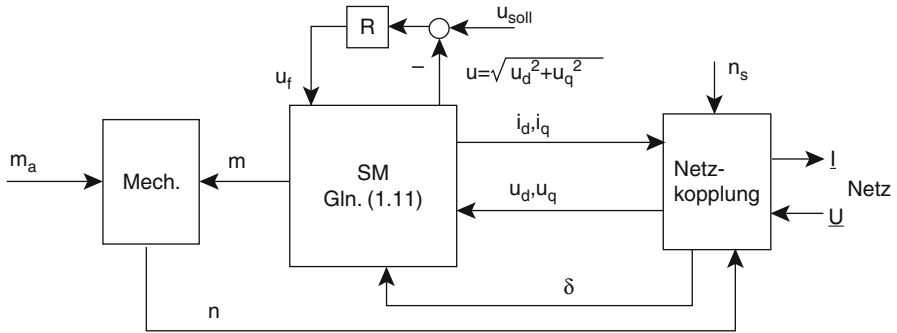


Abb. 1.6 Blackbox-Schema für den Kurzzeitbereich

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 Stellvariablen 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.

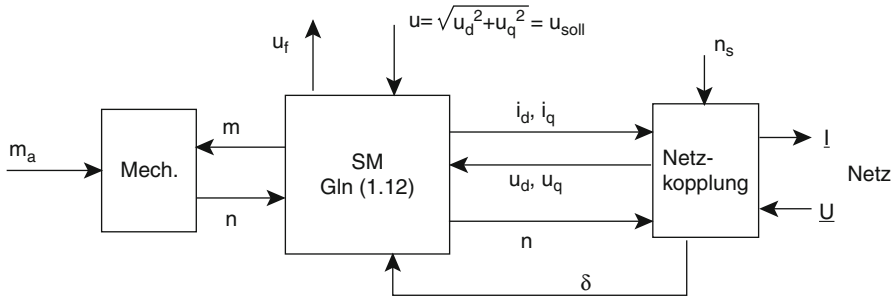


Abb. 1.7 Blackbox-Schema für den Langzeitbereich

1.1.2 Langzeitmodell der SM

Der Langzeitbereich betrifft Vorgänge, die minutenlang dauern. Der Drehzahl einfluss 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

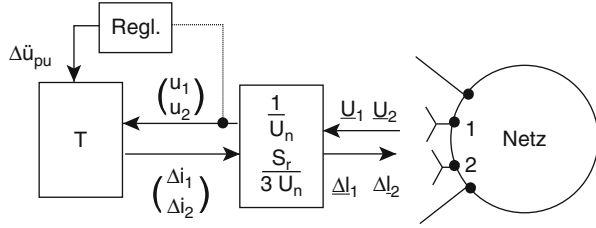
$$\begin{aligned}
 u_d &= n x_q i_q \\
 u_q &= n(u_f - x_d i_d) \\
 e_d &= u_d - n x_q' i_q \\
 e_q &= u_q + n x_d' i_d \\
 m &= m_s(\delta, e_d, e_q) + K_d \frac{d\delta}{dt} \\
 m_a - m &= T_m \frac{dn}{dt}.
 \end{aligned} \tag{1.12}$$

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

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

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

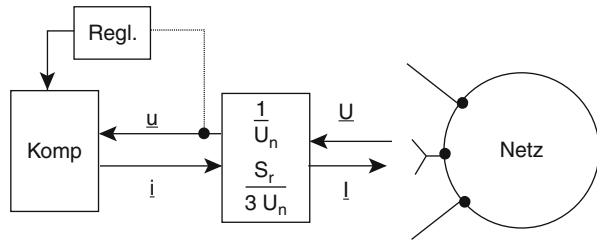
Dem normalen Transformator mit fester Nennübersetzung überlagert sich das Modell in Abb. 1.8. Für die Regelung s. Abschn. 4.2. Mit den bei Netzberechnungen üblichen Stromvorzeichen und Vernachlässigung des Magnetisierungsstromes ist $\underline{y}_{11} = \underline{y}_{22} = 1/\underline{z}$ und $\underline{y}_{12}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

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

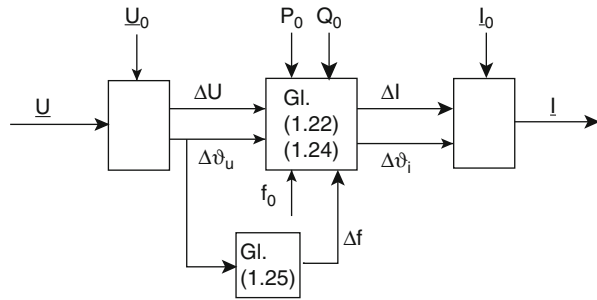
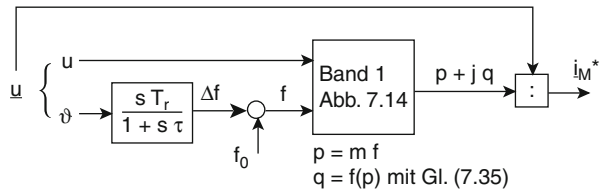


Abb. 1.11 Modell der motorischen Last



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

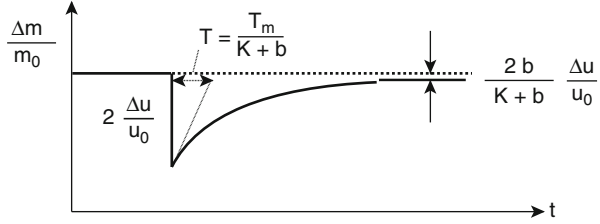
Wichtigste dynamische Last ist die Motorlast. Für Leistungsanwendungen wird vor allem der Asynchronmotor eingesetzt, dessen exakte Modellierung in Band 1, Abb. 1.11, gegeben ist. Für Vorgänge im *Kurzzeitbereich* (Sekundenbereich) kann das einfachere nichtlineare Modell in Band 1, Gl. (7.35) bis (7.37), 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.