

Tobias Hennig

Auswirkungen eines vermaschten Offshore-Netzes in HGÜ-Technik auf die Netz- führung der angeschlossenen Verbundsysteme

Auswirkungen eines vermaschten Offshore-Netzes
in HGÜ-Technik auf die Netzführung der
angeschlossenen Verbundsysteme

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

DOKTOR-INGENIEUR
(abgekürzt: Dr.-Ing.)

genehmigte

DISSERTATION

von

M. Sc. Tobias Hennig

geboren am 10. März 1987 in Meiningen

2018

1. Referent: Prof. Dr.-Ing. habil. Lutz Hofmann

2. Referent: Prof. Dr.-Ing. habil. István Erlich

Tag der Promotion: 3. November 2017

Berichte aus der Elektrotechnik

Tobias Hennig

**Auswirkungen eines vermaschten Offshore-Netzes
in HGÜ-Technik auf die Netzführung
der angeschlossenen Verbundsysteme**

Shaker Verlag
Aachen 2018

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

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

Zugl.: Hannover, Leibniz Univ., Diss., 2017

Copyright Shaker Verlag 2018

Alle Rechte, auch das des auszugsweisen Nachdruckes, der auszugsweisen oder vollständigen Wiedergabe, der Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen und der Übersetzung, vorbehalten.

Printed in Germany.

ISBN 978-3-8440-5719-5

ISSN 0945-0718

Shaker Verlag GmbH • Postfach 101818 • 52018 Aachen

Telefon: 02407 / 95 96 - 0 • Telefax: 02407 / 95 96 - 9

Internet: www.shaker.de • E-Mail: info@shaker.de

Danksagung

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter in der Abteilung Übertragungsnetze am Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IWES) in Kassel.

Mein besonderer Dank gilt Prof. Dr.-Ing. habil. Lutz Hofmann, Inhaber des Lehrstuhls Elektrische Energieversorgung an der Leibniz Universität Hannover und Abteilungsleiter am Fraunhofer IWES, für die Anregungen während der Erstellung dieser Arbeit. Ich danke Ihm auch für die sehr gewissenhafte und kritische Durchsicht meiner Ausarbeitungen sowie für die damit verbundenen Mühen.

Sehr herzlich möchte ich auch Prof. Dr.-Ing. habil. István Erlich, Inhaber des Lehrstuhls Elektrische Anlagen und Netze an der Universität Duisburg-Essen, danken, nicht nur für das entgegengebrachte Interesse bei der Übernahme des Korreferats, sondern ebenso für die wertvolle und zeitgemäße Ausbildung sowie für die prägende Zeit an der Universität Duisburg-Essen.

Zudem danke ich meinen ehemaligen Kollegen am Institut, den Herren Holger Becker, Dr.-Ing. Stefan Bofinger, Luis Mariano Faiella, Philipp Härtel, Lothar Löwer, Denis Mende, Prof. Dr.-Ing. Kurt Rohrig, Sebastian Stock und Sebastian Wildenhues, für die gute Zusammenarbeit und die angenehme und freundschaftliche Arbeitsatmosphäre während dieser Jahre.

Ebenso möchte ich meinen ehemaligen Studenten, Frau Alev Akbulut, sowie den Herren Michael von Bonin, Sebastian Liemann, Steffen Müller, Akim Naranovich und Guang Zeng, für ihr Engagement und für die spannenden Diskussionen im Rahmen Ihrer Abschlussarbeiten meinen Dank aussprechen.

Lippstadt, am 9. November 2017

Tobias Hennig

Kurzfassung

Schlagwörter: *Netzberechnung, AC/DC Leistungsfluss, Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ), Offshore-Netzanbindung, Windenergieanlagen, Netzdynamik, Netzsicherheitsberechnung, Frequenzregelung*

Aufgrund des steigenden Anteils erneuerbarer Energien an der elektrischen Energieerzeugung und der zunehmenden Bedeutung des internationalen Stromhandels befinden sich die elektrische Energieversorgung und insbesondere der Betrieb von Energieversorgungsnetzen derzeit in einem Umbruch. Ein in der Öffentlichkeit vielschichtig wahrgenommenes und kritisch hinterfragtes Themenfeld ist dabei die Netzanbindung von Offshore-Windenergie, die über große Distanzen in das bestehende Übertragungsnetz eingebunden werden muss. Aufgrund der großen Entfernungen und verschiedenen technischen und ökonomischen Vorteilen gegenüber der Drehstromtechnik geschieht die Anbindung an das Festland oftmals unter Verwendung der *Hochspannungsgleichstromübertragung*. Das bisherige Anbindungskonzept berücksichtigt dabei ausschließlich Punkt-zu-Punkt-Übertragungsstrecken mit selbstgeführten Konverterstationen. Eine viel in der Forschung und Entwicklung diskutierte Erweiterung eines solchen Konzepts auf vermaschte Gleichstromnetze könnte durch die gleichzeitige Erhöhung der Übertragungskapazitäten zwischen Marktgebieten bis hin zu Verbundsystemen einen weiteren Vorteil des Offshore-Netzausbaus für die internationale Energiewirtschaft heben.

Vor diesem Hintergrund beschäftigt sich diese Arbeit mit den Auswirkungen eines solchen Gleichstromnetzes auf die Netzführung der angeschlossenen Verbundsysteme. Der Fokus liegt dabei auf der Bewertung der Netzsicherheit (*Netzsicherheitsberechnung*) und auf der Regelung der Systembilanz (*Frequenzregelung*). Zwischen beiden Aspekten können gegenseitige Beeinflussungen identifiziert werden, die innerhalb der Netzführung zu berücksichtigen sind. Für die Integration verschiedener Regelungen von hybriden Drehstrom-Gleichstrom-Netzverbänden in herkömmliche Analysemodule von Leitsystemen wurden Berechnungs- und Simulationsverfahren sowie stationäre und dynamische Systemmodelle entwickelt. Ein im Rahmen dieser Arbeit entwickelter integrierter Ansatz zur Leistungsflussberechnung kann Wechselwirkungen zwischen Leistungsflussänderungen und Störung der Systembilanz bei typischen Störfällen im System erfassen und eignet sich für die Netzsicherheitsberechnung hybrider Systeme. Dies konnte anhand dynamischer Analysen verifiziert werden. Dabei wurde - entgegen der aktuellen Praxis - eine Beteiligung der Konverterstationen und der Offshore-Windenergieanlagen unter Vorhaltung einer Reserve an der Frequenzregelung berücksichtigt und in den dynamischen Modellen abgebildet. Das integrierte Berechnungsverfahren kann durch Ausnutzung der gebildeten linearen Beziehungen auch für die Bestimmung von stationären Näherungslösungen und für die Bildung vereinfachter dynamischer Systemmodelle herangezogen werden. Die Anwendbarkeit wurde anhand unterschiedlicher Fallstudien aufgezeigt. Die Anwendungen reichen dabei von Leistungsflussberechnungen unter Berücksichtigung unterschiedlicher Technologien zur Drehstrom-Gleichstrom-Energiewandlung, der Analyse des dynamischen Störverhaltens mit den zugehörigen Änderungen der Leistungsflüsse, bis hin zu Untersuchungen zur Auslegung der Regeleigenschaften des Gesamtsystems.

Abstract (englische Kurzfassung)

Keywords: *Power System Analysis, AC/DC Power Flow, High-Voltage Direct Current Transmission (HVDC), Offshore Grid Connection, Wind Turbines, Power System Dynamics, Security Assessment, Frequency Control*

Due to the massive growth of renewable energies and the increasing amount of energy trading through electricity markets, the supply of energy and especially the operation of electric power systems undergo a situation of radical change. Thereby, one associated issue, which is heavily discussed in general public and the media, is the grid integration of offshore wind power far away from shore into the existing transmission system. Due to the high distances and other technical and economic benefits, *High-Voltage Direct Current transmission* is one of the dominant and favored technologies for transmitting the wind power to shore. As of today, only point-to-point systems are considered in planning concepts using self-commutated converter topologies. The expansion of this concept to meshed multi-terminal systems is widely discussed in the research and development community and offers the chance in increasing transmission capacity between market as well as synchronous zones. Therefore, the associated advantages of the offshore transmission system expansion could facilitate another positive aspect for the energy sector.

In this context, this work elaborates the impact of such direct current (DC) networks on system operation of connected power systems using alternating current (AC) technology. Thereby, the work focusses on *security assessment* and the control of power balance by *frequency control*. Within power system operation, interactions between both aspects can be identified and need to be considered. The developed analysis and simulation methods, as well as static and dynamic simulation models, enable the integration of different control schemes of hybrid AC/DC systems in conventional analysis modules of control centers. Hence, the developed integrated approach for power flow analyses is able to track those interactions between shifts in power flows and perturbations in systems' power balance in case of typical contingencies. This could be verified using dynamic simulations. In contrast to the common practice, the participation of converter stations and offshore wind turbines in frequency control was applied, under consideration of curtailed operation of wind power plants. Using the integrated power flow approach, inherent linear approximations can be used to determine estimations of the post-contingency steady-state. Moreover, simplified dynamic simulation models for the hybrid AC/DC system can be deduced using the approach. The applicability could be demonstrated using several study cases. However possible applications range from power flow studies under consideration of different converter technologies, analyses of the dynamic behavior of the system following contingencies with associated shifts in power flows, to the dimensioning and coordination of control schemes with respect to the overall system behavior.

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungen	v
Symbolverzeichnis und Vereinbarungen	vii
1 Einleitung	1
1.1 Motivation	1
1.2 Problemstellungen.	2
1.3 Ziele der Dissertation.	6
1.4 Aufbau und Gliederung	7
2 Stand der Technik	9
2.1 Leitsysteme in der Netzführung.	9
2.2 Frequenz-Übergabeleistungs-Regelung im Verbundnetz	11
2.3 Netzanbindung von Offshore-Windenergieanlagen.	14
2.3.1 Anbindungskonzept und Generatorsysteme.	14
2.3.2 Windparkverkabelung und Umspannplattform.	15
2.3.3 Optionen zur Energieübertragung und Zuständigkeiten	17
2.3.4 Vermaschte Offshore-Netze	19
3 Hochspannungsgleichstromübertragung	23
3.1 Konverterstation und Schaltungstopologien.	23
3.2 Übertragungsarten und Betriebsmittel	29
4 Leistungsflussberechnung für hybride Systeme	33
4.1 Ausgangslage und Ziel der Berechnung	33
4.1.1 Knotenspezifikation.	34
4.1.2 Knotenadmittanzmatrix	35
4.2 Newton-Raphson-Verfahren für Drehstromnetze	36
4.3 Leistungsfluss für Drehstrom-Gleichstrom-Systeme.	40
4.3.1 Stationäres Modell der Konverterstationen	40
4.3.2 Punkt-zu-Punkt-Gleichstromübertragungen.	41
4.3.3 Multi-Terminal-Übertragungen und Gleichstromnetze	45
4.3.4 Programmablauf	49

4.4	Analytische Verlustmodellierung der Konverterstationen	51
4.4.1	Verluste von Halbleiter-Bauelementen	52
4.4.2	Zweipunkt-Stromrichter	55
4.4.3	Dreipunkt-Stromrichter	58
4.4.4	Modularer Mehrpunkt-Stromrichter	62
4.4.5	Verknüpfung mit der Leistungsflussberechnung	65
5	Dynamische Modellbildung und Simulation	69
5.1	Simulationsverfahren und quasistationäres Systemmodell	69
5.2	Modell der Hochspannungsgleichstromübertragung	74
5.2.1	Stromrichter mit geregelter Quellenspannung	75
5.2.2	Regelung der landseitigen Konverterstation	80
5.2.3	Regelung der seeseitigen Konverterstation	82
5.2.4	Regelung für Multi-Terminal-Übertragungen	83
5.2.5	Gleichstromnetze	86
5.3	Modell der Windenergieanlagen	88
5.3.1	Doppeltgespeiste Asynchronmaschine	89
5.3.2	Triebstrang und Aerodynamik	93
5.3.3	Pitch- und Drehzahlregelung	95
5.3.4	Wechselrichterregelung	97
5.4	Modell thermischer und hydraulischer Kraftwerke	101
5.4.1	Synchronmaschine	102
5.4.2	Turbinensystem und Drehzahlregelung	107
5.4.3	Erregersystem und Spannungsregelung	110
6	Beteiligung an der Frequenzregelung	113
6.1	Möglichkeiten zur Beteiligung des Offshore-Systems	113
6.2	Frequenzregelung durch Konverterstationen	115
6.3	Frequenzregelung durch Windenergieanlagen	119
6.4	Frequenzerfassung im quasistationären Systemmodell	122
7	Integration in die Netzsicherheitsberechnung	123
7.1	Hintergrund und Prozessablauf	123
7.2	Abbildung der Leistungsbilanzierung	125
7.2.1	Gleichstrom-Leistungsbilanzierung / Gleichspannungsregelung	125

7.2.2	Drehstrom-Leistungsbilanzierung / Frequenzregelung	127
7.2.3	Berücksichtigung von Begrenzungen und Unstetigkeiten	130
7.3	Sensitivitäten der Netzsicherheitsberechnung	132
7.3.1	Knoten-Knoten-Sensitivitäten	132
7.3.2	Knoten-Zweig-Sensitivitäten	133
7.3.3	Frequenz-Sensitivitäten und Frequenzkopplung	134
7.3.4	Anwendung in der Netzführung	136
8	Analyse der Frequenzkopplung	139
8.1	Aggregierte Bilanzmodelle	139
8.2	Linearisierte Erzeugermodelle	140
8.3	Verknüpfung der Verbundsysteme	142
9	Fallstudien zur Berechnung und Simulation	145
9.1	CIGRE B4 DC Grid Test System	145
9.1.1	Leistungsflussberechnung im Grundfall	146
9.1.2	Berechnung der Konverterverluste	147
9.1.3	Einfluss von neuartigen SiC-Bauelementen auf die Systemverluste	149
9.1.4	Netzsicherheitsberechnung im Gleichstromnetz	153
9.2	Two-Area AC/DC Test System	155
9.2.1	Leistungsfluss im Grundfall	155
9.2.2	Verifikation der Netzsicherheitsberechnung	157
9.2.3	Verifikation des Bilanzmodells	176
9.2.4	Beeinflussung des Frequenzminimums	178
10	Zusammenfassung und Ausblick	181
	Literaturverzeichnis	187
A	Admittanzmodelle der Drehstrom-Betriebsmittel	197
B	Parameter verschiedener IGBT-Module	206
C	Umlaufende Koordinatensysteme	210
D	Daten der Testsysteme	212
	Wissenschaftliche Veröffentlichungen	217
	Betreute Abschlussarbeiten	219
	Lebenslauf / Curriculum Vitae	220

Abkürzungen

AC	Wechselstrom/Drehstrom (Alternating Current)
ASM	Asynchronmaschine
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
BFO	Bundesfachplan Offshore
CIGRE	Internationales Forum für elektrische Netze
DC	Gleichstrom (Direct Current)
DFIG	Doppeltgespeister Asynchrongenerator (Doubly-Fed Induction Generator)
DSA	Dynamische Netzsicherheitsberechnung (Dynamic Security Assessment)
EMS	Energy Management System
EMT	Momentanwert- (Electromagnetic Transient)
ENTSO-E	Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber
ESB	Ersatzschaltbild
FRT	Fault Ride-Through
FSCG	Generator mit Vollumrichter (Full-Scale Converter Generator)
GSC	Netzseitiger Wechselrichter (Grid Side Converter)
HEO	Höhere Entscheidungs- und Optimierungsfunktionen
HGÜ	Hochspannungsgleichstromübertragung
HS	Hochspannung
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IGBT	Bipolartransistor mit isoliertem Gate (Insulated Gate Bipolar Transistor)
JFET	Sperschicht-Feldeffekttransistor (Junction Field Effect Transistor)
MMC	Modularer Mehrpunkt-Stromrichter (Modular Multilevel Converter)
MS	Mittelspannung
NAP	Netzanschlusspunkt
NEP	Netzentwicklungsplan
NKP	Netzkoppelpunkt
NVP	Netzverknüpfungspunkt
O-NEP	Offshore-Netzentwicklungsplan
PI	Proportional- und Integralverhalten (allgemeine Reglerstruktur)
PLL	Phasenregelschleife (Phase-Locked Loop)
PMSG	Permanenterregter Synchrongenerator
PSS	Pendeldämpfungsgerät (Power System Stabilizer)
PWM	Pulsweitenmodulation
REC	Landseitige Konverterstation (Receiving End Converter)
RMS	Effektivwert- (Root Mean Square)
RSC	Rotorseitiger Wechselrichter (Rotor Side Converter)
STATCOM	Statische Blindleistungskompensationsanlage
UCTE	Verband zur Koordinierung des Transports von Elektrizität
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SEC	Seeseitige Konverterstation (Sending End Converter)

SF6	Schwefelhexafluorid
SG	Synchrongenerator
Si	Silizium
SiC	Siliziumkarbid (Silicon Carbide)
SM	Submodul
VPE	Vernetztes Polyethylen
VSC	Spannungszwischenkreis-Stromrichter (Voltage Source Converter)
WT	Windturbine
ZIP	Bezeichnung für ein Lastmodell (Impedanz, Strom, Leistung)

Symbolverzeichnis und Vereinbarungen

Systematik

Innerhalb dieser Arbeit werden ausschließlich symmetrische Zustände behandelt und betrachtet. Auf eine Kennzeichnung der Komponentensysteme der symmetrischen Komponenten („1, 2, 0“ für Mit-, Gegen- und Nullsystemkomponenten) wird daher verzichtet.

Der Schriftsatz mathematischer Formelzeichen richtet sich nach DIN 1338. Damit werden skalare Formelzeichen und physikalische Größen kursiv gesetzt. Indizes werden gerade geschrieben, es sei denn es handelt sich ebenso um eine variable Größe (beispielsweise die Indizierung von Matrizeneinträgen). Es erfolgt eine Unterscheidung zwischen Momentanwerten (Kleinschreibung) und Effektivwerten (Großschreibung). Handelt es sich um bezogene Größen, wird dies ebenfalls durch Kleinschreibung kenntlich gemacht. Weiterhin werden komplexe Größen durch eine Unterstreichung kenntlich gemacht:

$g(t)$, kurz: g	Momentanwert einer skalaren Größe
\hat{g}	Scheitelwert einer periodischen skalaren Größe
G	Effektivwert einer skalaren periodischen Größe
g	bezogene Größe, Einheit: p.u. (per Unit)
\underline{g}	komplexe Größe
\underline{g}^*	konjugiert-komplexe Größe

Vektoren und Matrizen werden durch Fettdruck hervorgehoben. Dabei werden für Matrizen Großbuchstaben verwendet und für Vektoren Kleinbuchstaben. Eine Unterscheidung zwischen einem Zeilenvektor \mathbf{g} und einem Spaltenvektor \mathbf{h} findet im Schriftsatz nicht statt:

$$\mathbf{G} = \begin{bmatrix} g_{11} & \cdots & g_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ g_{m1} & \cdots & g_{mn} \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{g} = [g_1 \quad \cdots \quad g_m] = \begin{bmatrix} g_1 \\ \vdots \\ g_m \end{bmatrix}^T$$

$$\mathbf{h} = \begin{bmatrix} h_1 \\ \vdots \\ h_n \end{bmatrix} = [h_1 \quad \cdots \quad h_n]^T$$

Bei der Verwendung mehrerer Koordinatensysteme wird mit dem Symbol \angle das jeweilige Koordinatensystem kenntlich gemacht. Dies geschieht entweder durch eine Abkürzung (Beispiel: $\angle N$ für Netzkoordinaten), durch Angabe der Kreisfrequenz bei rotierenden Koordinaten, sofern die Orientierung nicht von Bedeutung ist (Beispiel: $\angle \omega_s$ für rotierende Koordinaten mit Statorkreisfrequenz), oder durch die Angabe einer weiteren Größe, die die Orientierung der reellen Achse (d-Achse) angibt (Beispiel: $\angle u$ für rotierende Koordinaten mit Orientierung an der Spannung u). Weitere Erläuterungen hierzu finden sich im Anhang C.

Formelzeichen

A	Fläche
a_0, b_0, c_0	Koeffizienten der quadratischen Approximation der Schaltverluste
c, C	Kapazität
d	Dämpfungskonstante
E	Energie
f	Frequenz, allgemeine Funktion
F	Kopplungsmatrix
h	Druckhöhe
h, H	Teilelement, Teilmatrix der Jacobimatrix
i, I	Elektrischer Strom
i, j, k, l, m, n	Zähl- und Indexvariable
J	Jacobimatrix
K	Inzidenzmatrix, topologische Matrix, Verknüpfungsmatrix
k	Verstärkungsfaktor, Koppelfaktor, Federsteifigkeit
l, L	Induktivität
l, L	Teilelement, Teilmatrix der Jacobimatrix
m	Modulationsindex, Drehmoment
m, M	Teilelement, Teilmatrix der Jacobimatrix
n, N	Teilelement, Teilmatrix der Jacobimatrix
p, P	Wirkleistung
p_i	Wirkleistungsexponent
q, Q	Blindleistung, Durchflussmenge
q_i	Blindleistungsexponent
r, R	Elektrischer Widerstand, mechanischer Radius
r	Redundanzfaktor
S	Scheinleistung
s	Schlupf
T	Zeitkonstante, Zeitdauer
u, U	Elektrische Spannung
\ddot{u}	Übersetzungsverhältnis

v	Geschwindigkeit
y, Y	Admittanz
z, Z	Impedanz
β	Pitchwinkel, Blattstellwinkel
γ	Integrationsgrenzen
δ	Spannungswinkel
θ	Nulldurchgang im Stromverlauf des MMC, mechanischer Winkel
ϑ	Drehwinkel zu Netzkoordinaten
κ	Tastverhältnis
λ	Schnelllaufzahl
ν	Iterationsschritt
ρ	Luftdichte
σ	Streufaktor
τ	Pulsdauer
φ	Phasenwinkel
ψ	Flussverkettung
ω	Elektrische Kreisfrequenz (Polpaarzahl berücksichtigt)
Ω	Mechanische Kreisfrequenz

Untere Nebenzeichen

0	Ausgangswert, Arbeitspunkt
1, 2, 3	Wicklungen des Transformators (Primär-, Sekundär- und Tertiär-)
2L	Zweipunkt-Stromrichter (Two-Level)
3L	Dreipunkt-Stromrichter (Three-Level)
A, B, C, M	Knoten innerhalb der Admittanzdarstellungen
AC	Größe für Wechsel- und/oder Drehstrom
av	Arithmetischer Mittelwert (Average)
BM	Betriebsmittel
C	Kollektor-
CE	Kollektor-Emitter-
CES	Kollektor-Emitter-Sperr-
cond	Durchlass- (Conduction)
Cu	Kupfer-
D	Diode-, Dampf-, Dämpferwicklung
d	d-Komponente der Park-Transformation einer Gr., Diagonal-
DC	Größe für Gleichstrom
el	Elektrische Größe
est	Schätzung (Estimation)
F	Durchlassrichtung einer Diode (Forward)
f	Erregerwicklung
Fe	Eisen-
FRT	Fault Ride-Through
G	Generatorgröße

GSC	Netzseitiger Wechselrichter (Grid Side Converter)
h	Haupt-
HB	Halbleiter-Bauelement
HD	Hochdruckteil
J	Hilfsgröße zur Berechnung der Jacobimatrix
K	Kurzschluss-, Knotengröße
Komp	Kompensationsanlage
L	Last, Leitergröße
L1, L2, L3	Leiterbezeichnung des Drehstromsystems
Ltg	Leitung
M	Mittelspannungsseitig, Messung
m	Mechanische Größe
MMC	Modularer Mehrpunkt-Stromrichter (Modular Multi-Level)
N	Netzgröße
ND	Niederdruckteil
O	Oberspannungsseitig
off	Ausschalt- (turn-off)
on	Einschalt- (turn-on)
para	Parallel-
PLL	Größe aus Phasenregelschleife
PU	Reglerparameter für gleichspannungsgeführte Leistungsregelung
q	Quellengröße, q-Komponente der Park-Transformation einer Gr.
QU	Reglerparameter für spannungsgeführte Blindleistungsregelung
R	Rotorgröße
r	Bemessungsgröße (rated)
ref	Referenzwert
reihe	Reihen-
rms	Effektivwert, quadratischer Mittelwert (Root Mean Square)
RSC	Rotorseitige Wechselrichter (Rotor Side Converter)
S	Statorgröße
SEC	Sending End Converter
SM	Submodul
soll	Sollwert
sw	Schalt- (Switching)
σ	Streugröße
Σ	Summengröße
T	Transformator, Terminal (Anschluss), Transistor, Transient-
Tr2W	Zweiwicklungstransformator
Tr3W	Dreiwicklungstransformator
TS	Triebstrang
U	Unterspannungsseitig
V	Ventilgröße
VSC	Stromrichtergröße
VSCq	Stromrichtergröße in der Quellenersatzschaltung
W	Wind-, Wasser-
WT	Windturbine
Z	Synchronegebiet (Zone)
ZÜ	Zwischenüberhitzung

Obere Nebenzeichen

F	Fehlerzustand
GR	Gleichrichterbetrieb
GSC	Netzseitiger Wechselrichter (Grid Side Converter)
L	Lasten
low	Untere Ventile des MMC
RSC	Rotorseitige Wechselrichter (Rotor Side Converter)
SEC	Sending End Converter
set	Ermittelte Stellgröße aus Regelung
SG	Synchrongeneratoren
up	Obere Ventile des MMC
WR	Wechselrichterbetrieb
WT	Windturbinen
\angle	Beliebiges Koordinatensystem
$\angle 0$	Ruhendes Koordinatensystem
$\angle N$	Netzkoordinaten (umlaufend)
$\angle u$	Spannungsorientiertes Koordinatensystem (umlaufend)
$\angle \vartheta$	Verdrehtes rotierendes Koordinatensystem um allgemeinen Winkel
$\angle \omega$	Mit einer Kreisfrequenz rotierendes Koordinatensystem
$\angle \psi$	Flussorientiertes Koordinatensystem (umlaufend)