

Kurzschlussverhalten von doppelt gespeisten Asynchrongeneratoren (DFIG)

Diplomarbeit

Ausgeführt zum Zwecke der Erlangung des akademischen Grades eines
Diplom-Ingenieurs

unter der Leitung von

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Gawlik
Dipl.-Ing. Christian Gererstorfer

eingereicht an der

Technischen Universität Wien
Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik
Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe

von

Lisa Charlemagne
Matrikelnummer: 1328339
Wien, im August 2015

Kurzfassung

Windkraftanlagen werden zunehmend an das elektrische Netz angeschlossen. Bei einem Fehlerauftritt im Netz ist deren Einfluss auf dem Kurzschlussstrom von Interesse, um Schutzeinrichtungen richtig dimensionieren zu können. Heutzutage sind doppelt gespeisten Asynchrongeneratoren weit verbreitete Generatoren in Windkraftanlagen, während in konventionellen thermischen und in hydraulischen Kraftwerken meist Synchrongeneratoren eingesetzt werden.

In dieser Diplomarbeit wird ein Modellnetz mit dezentraler Einspeisung über einen doppelt gespeisten Asynchrongenerator sowie über einen Synchrongenerator untersucht. Dabei werden die Kurzschlüsse miteinander verglichen. Die Umrichter im Rotorkreis des doppelt gespeisten Asynchrongenerators können mit einer Crowbar von unzulässigen Strömen geschützt werden. Diese werden in dem Simulationsmodell berücksichtigt und deren Auswirkungen ebenfalls betrachtet. Dafür werden unsymmetrische Fehler auf einer Leitung im Mittelspannungsnetz simuliert und die Mit- und Gegensystem-Stromkomponente untersucht und analytisch kontrolliert. Um die Verwendbarkeit der Simulationsmodelle zu zeigen, wurden die dynamischen Kurzschlussverläufe der Simulationen mit analytischen Berechnungen überprüft.

Abstract

As wind power plants are increasingly connected to the grid, it seems crucial to understand their influence on the short-circuit current when a fault occurs in the grid, in order to properly dimension the protection devices. Nowadays are doubly-fed induction generators the most widespread generators in wind power plants, whereas synchronous generators are often to be found in conventional thermal and in hydraulic power stations.

In this master thesis, a network model with distributed generation through a doubly-fed induction generator as well as through a synchronous generator will be investigated. Short-circuits will be simulated in both cases in order to compare the models. The power converters of a doubly-fed induction generator can be protected from too high currents thanks to a crowbar. It will be implemented in the model and its impacts on short-circuit current will be studied. For that matter, unsymmetrical faults on a medium-voltage line will be simulated and the positive and negative sequence currents will be extracted and calculated analytically. To show the accuracy of the simulation models, the dynamic behavior of the simulated short-circuit current was verified analytically.

Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich bei all jenen bedanken, die mir während meines Studiums und bei der Erstellung dieser Arbeit unterstützt haben.

Zuerst möchte ich mich bei Herrn Univ.-Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Gawlik für das Ermöglichen dieser Diplomarbeit am Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, sowie für die hilfreichen Anregungen bedanken.

Weiterhin danke ich Herrn Dipl.-Ing. Christian Gererstorfer, der mir zu jeder Zeit mit Rat und Tat zur Seite gestanden ist und ohne dessen Hilfe und Bemühungen diese Arbeit nicht zustande gekommen wäre. Ich möchte mich auch bei Herrn Dipl.-Ing. Simon Stukelj für die hilfreiche Unterstützung mit der Simulationssoftware bedanken.

Zunächst möchte ich mich bei meinen Freunden für die schöne Studienzeit in Wien bedanken. Mein besonderer Dank gilt Herrn Alexander Oman, welcher in zahlreichen Stunden meine Arbeit Korrektur gelesen hat.

Herzlich bedanken möchte ich mich auch bei meiner Familie, insbesondere meinen Eltern, die mir mein Studium ermöglicht und immer an mich geglaubt haben. Ich möchte mich auch speziell bei meinem Freund Edouard für die liebevolle Unterstützung bedanken.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	VII
Tabellenverzeichnis	XI
Nomenklatur	XV
1 Einleitung	1
2 Windkraftanlagen	3
2.1 Funktionsweise von Windkraftanlagen	3
2.2 Typen von Windkraftanlagen	7
2.3 Doppelt gespeister Asynchrongenerator	10
3 Analytische Betrachtungen von Kurzschlussströme	14
3.1 Fehlerarten	14
3.2 Zeitlicher Verlauf des Kurzschlussstromes	15
3.3 Kurzschlussstromberechnung	17
3.3.1 Symmetrische Komponenten	17
3.3.2 Darstellung eines Netzabschnittes in symmetrischen Komponenten	17
3.3.3 Symmetrische und unsymmetrische Fehler	24
4 Simulationsmodell	29
4.1 Simulationsnetz	29
4.2 Modell der Windkraftanlage mit DFIG	32
4.3 Modell des Synchrongenerators	37
5 Simulationen	40
5.1 Dynamischer Verlauf des Stromes bei dreipoligem Kurzschluss an den Generatorklemmen	40
5.1.1 DFIG ohne Crowbar	40
5.1.2 DFIG mit Crowbar	43
5.1.3 Synchrongenerator	47

Inhaltsverzeichnis

5.2	Durchführung und Analyse von Kurzschlüssen entlang der Leitung	50
5.2.1	Automatisierung	50
5.2.2	Dreipoliger Kurzschluss	50
5.2.3	Einpoliger Kurzschluss	51
5.2.4	Zweipoliger Kurzschluss ohne Erdberührung	59
5.2.5	Zweipoliger Kurzschluss mit Erdberührung	63
6	Schlussfolgerungen und Ausblick	67
	Literaturverzeichnis	XVI

Abbildungsverzeichnis

1.1	Weltweit gesamt installierte Windleistung 1997-2014 (Quelle: [2])	1
2.1	Verlauf des Leistungsbeiwertes in Abhängigkeit von dem Geschwindigkeitsverhältnis (Quelle: [10, S.84])	4
2.2	Horizontalachsen-Windkraftanlage mit Getriebe, 3-Blatt (Schnellläufer) (Quelle: [10, S.73])	5
2.3	Darstellung der Strömungsverhältnisse am Rotorblattprofil einer Windenergieanlage mit unterschiedlicher Regelung: (a) Stall- (b) Pitchregelung (Quelle: [13, S.469])	6
2.4	Typ I Windturbinen-Generator: Asynchrongenerator mit fester Drehzahl (Quelle: modifiziert übernommen aus [8, S.2])	8
2.5	Typ II Windturbinen-Generator: Asynchrongenerator mit variabler Drehzahl und variablem Rotorwiderstand (Quelle: modifiziert übernommen aus [8, S.3])	8
2.6	Typ III Windturbinen-Generator: Doppelt gespeister Asynchrongenerator (Quelle: modifiziert übernommen aus [8, S.4])	9
2.7	Typ IV Windturbinen-Generator: Synchrongenerator mit Vollumrichter (Quelle: modifiziert übernommen aus [8, S.5])	10
2.8	Zusammenhänge zwischen der Rotordrehzahl und die Frequenz des magnetischen Feldes des Rotors (Quelle: modifiziert übernommen aus [5]) .	11
2.9	Ersatzschaltbild eines konventionellen Asynchrongenerators (Quelle: modifiziert übernommen aus [8])	12
2.10	Ersatzschaltbild eines doppelt gespeisten Asynchrongenerators ohne Crowbar (Quelle: modifiziert übernommen aus [8])	12
3.1	Dreipoliger Kurzschluss nach IEC 60909-0 [1]	14
3.2	Zweipoliger Kurzschluss nach IEC 60909-0 [1]	15
3.3	Einpoliger Kurzschluss nach IEC 60909-0 [1]	15
3.4	Stromverlauf bei generatornahe Kurzschluss (Quelle: [7])	16
3.5	Stromverlauf bei generatorfernem Kurzschluss (Quelle: [7])	16
3.6	Untersuchter Netzabschnitt	18

Abbildungsverzeichnis

3.7	Ersatzschaltbild des Nullsystems des Transformators für die häufigsten Schaltgruppe (Quelle: modifiziert übernommen aus [20])	20
3.8	Nullströme in einem Dreieck-Stern starr geerdeten Transformator (Quelle: [20])	20
3.9	Ersatzschaltbild für eine elektrische kurze Leitung (Quelle: [6, S.25])	21
3.10	Mitsystem eines Asynchrongenerators (Quelle: modifiziert übernommen aus [25])	21
3.11	Gegensystem eines Asynchrongenerators (Quelle: modifiziert übernommen aus [25])	22
3.12	Mit- (1), Gegen- (2) und Nullsystem (0) des untersuchten Netzabschnitts [14][8]	23
3.13	Dreipoliger Fehler ohne (oben) und mit (unten) Erdberührung im Bildbereich der symmetrischen Komponenten (Quelle: [7])	24
3.14	Mit- (1), Gegen- (2) und Nullsystem (0) des untersuchten Netzabschnitts beim dreipoligen Kurzschluss ohne Erdberührung (ohne gestrichelte Linie) oder mit Erdberührung (mit gestrichelter Linie) [14]	25
3.15	Einpoliger Kurzschluss im Bildbereich der symmetrischen Komponenten (Quelle: [7])	26
3.16	Mit- (1), Gegen- (2) und Nullsystem (0) des untersuchten Netzabschnitts beim einpoligen Kurzschluss [14]	26
3.17	Zweipoliger Fehler ohne Erdberührung im Bildbereich der symmetrischen Komponenten (Quelle: [7])	27
3.18	Zweipoliger Fehler mit Erdberührung im Bildbereich der symmetrischen Komponenten (Quelle: [7])	27
3.19	Mit- (1), Gegen- (2) und Nullsystem (0) des untersuchten Netzabschnitts beim zweipoligen Kurzschluss ohne Erdberührung [14]	28
3.20	Mit- (1), Gegen- (2) und Nullsystem (0) des untersuchten Netzabschnitts beim zweipoligen Kurzschluss mit Erdberührung [14]	28
4.1	Modellnetz in SIMULINK	29
4.2	Modell der Windkraftanlage mit doppelt gespeistem Asynchrongenerator in SIMULINK	32
4.3	Modell des doppelt gespeisten Asynchrongenerators in SIMULINK	33
4.4	Blattwinkel, Rotorgeschwindigkeit, Wirk-, Blind- und Scheinleistung in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit	36
4.5	Rotorspannung und -strom bei verschiedenen Windgeschwindigkeiten	37
4.6	Modell des Synchrongenerators in SIMULINK	38
5.1	Stromverlauf des DFIG ohne Crowbar beim dreipoligen Kurzschluss an den Generatorklemmen	41
5.2	Kurzschlussstrom an den Generatorklemmen (durchgehende Linie) und fit-Ergebnisse (gestrichelte Linie) bei der Phase a	42

5.3	Kurzschlussstrom an den Generator клемmen (durchgehende Linie) und fit-Ergebnisse (gestrichelte Linie) bei der Phase b	42
5.4	Kurzschlussstrom an den Generator клемmen (durchgehende Linie) und fit-Ergebnisse (gestrichelte Linie) bei der Phase c	43
5.5	Simulierte (durchgehende Linie) und berechnete (gestrichelte Linie) Kurzschlussstrom an den Generator клемmen mit einem Crowbar-Widerstand von $R_{cb} = 0R_r$	45
5.6	Simulierte (durchgehende Linie) und berechnete (gestrichelte Linie) Kurzschlussstrom an den Generator клемmen mit einem Crowbar-Widerstand von $R_{cb} = 3R_r$	45
5.7	Simulierte (durchgehende Linie) und berechnete (gestrichelte Linie) Kurzschlussstrom an den Generator клемmen mit einem Crowbar-Widerstand von $R_{cb} = 5R_r$	46
5.8	Simulierte (durchgehende Linie) und berechnete (gestrichelte Linie) Kurzschlussstrom an den Generator клемmen mit einem Crowbar-Widerstand von $R_{cb} = 10R_r$	46
5.9	Simulierte (durchgehende Linie) und berechnete (gestrichelte Linie) Kurzschlussstrom an den Generator клемmen mit einem Crowbar-Widerstand von $R_{cb} = 20R_r$	47
5.10	Simulierter Kurzschlussstrom an den Generator клемmen (durchgehende Linie) und berechneter Kurzschlussstrom (gestrichelte Linie)	48
5.11	Simulierter Kurzschlussstrom an den Generator клемmen mit größerer Trägheitskonstante (durchgehende Linie) und berechneter Kurzschlussstrom (gestrichelte Linie) [14]	49
5.12	Ersatzschaltbild des simulierten Netzabschnitts in symmetrischen Komponenten beim dreipoligen Kurzschluss ohne Erdberührung (ohne gestrichelte Linie) oder mit Erdberührung (mit gestrichelter Linie)	51
5.13	Einpoliger Kurzschluss - Mit- und Gegensystem-Stromkomponente 50 ms nach dem Fehlerauftritt für verschiedene Generatoren in Abhängigkeit von der Fehlerentfernung	52
5.14	Einpoliger Kurzschluss - Verhältnis von Gegen- zu Mitsystem-Stromkomponente 50 ms nach dem Fehlerauftritt für verschiedene Generatoren in Abhängigkeit von der Fehlerentfernung	53
5.15	Ersatzschaltbild des simulierten Netzabschnitts in symmetrischen Komponenten beim einpoligen Kurzschluss	54
5.16	Einpoliger Kurzschluss - Simuliertes (durchgehende Linie) und berechnetes (gestrichelte Linie) Verhältnis von Gegen- zu Mitsystem-Stromkomponente für verschiedene Generatoren in Abhängigkeit von der Fehlerentfernung	56

Abbildungsverzeichnis

5.17	Einpoliger Kurzschluss - Simuliertes (durchgehende Linie) und berechnetes (gestrichelte Linie) Verhältnis von Gegen- zu Mitsystem-Stromkomponente für verschiedene Generatoren in Abhängigkeit von der Fehlerentfernung, unter Berücksichtigung des Stromes vor dem Kurzschluss	57
5.18	Zweipoliger Kurzschluss ohne Erdberührung - Verhältnis von Gegen- zu Mitsystem-Stromkomponente 50 ms nach dem Fehlerauftritt für verschiedene Generatoren in Abhängigkeit von der Fehlerentfernung	59
5.19	Ersatzschaltbild des simulierten Netzabschnitts in symmetrischen Komponenten beim zweipoligen Kurzschluss ohne Erdberührung	60
5.20	Zweipoliger Kurzschluss ohne Erdberührung - Simuliertes (durchgehende Linie) und berechnetes (gestrichelte Linie) Verhältnis von Gegen- zu Mitsystem-Stromkomponente für verschiedene Generatoren in Abhängigkeit von der Fehlerentfernung, unter Berücksichtigung des Stromes vor dem Kurzschluss	61
5.21	Zweipoliger Kurzschluss mit Erdberührung - Verhältnis von Gegen- zu Mitsystem-Stromkomponente 50 ms nach dem Fehlerauftritt für verschiedene Generatoren in Abhängigkeit von der Fehlerentfernung	63
5.22	Ersatzschaltbild des simulierten Netzabschnitts in symmetrischen Komponenten beim zweipoligen Kurzschluss mit Erdberührung	64
5.23	Zweipoliger Kurzschluss mit Erdberührung - Simuliertes (durchgehende Linie) und berechnetes (gestrichelte Linie) Verhältnis von Gegen- zu Mitsystem-Stromkomponente für verschiedene Generatoren in Abhängigkeit von der Fehlerentfernung, unter Berücksichtigung des Stromes vor dem Kurzschluss	65

Tabellenverzeichnis

4.1	Parameter des untersuchten Netzabschnittes	30
4.2	Symmetrische Komponenten des untersuchten Netzabschnittes	31
4.3	Parameter des doppelt gespeisten Asynchrongenerators	34
4.4	Symmetrische Komponenten des doppelt gespeisten Asynchrongenerators bei verschiedenen Crowbar-Widerständen	35
4.5	Zusammenhang Schlupf-Windgeschwindigkeit	36
4.6	Parameter des Synchrongenerators	39
5.1	Unbekannte der Gleichung 5.6 für die drei Phasen des Kurzschlussstroms des DFIG ohne Crowbar	43
5.2	Winkel der zwei Teile der Gleichung 5.20 bei verschiedenen Generatorarten	58

Nomenklatur

\ddot{u}	Übersetzungsverhältnis
λ	Schelllaufzahl
ω	Winkelgeschwindigkeit
ω_K	Winkelgeschwindigkeit des allgemeinen Koordinatensystems K
ω_m	Winkelgeschwindigkeit der Maschine
ω_r	Rotorwinkelgeschwindigkeit
ω_s	Statorwinkelgeschwindigkeit
\dot{m}	Massenstrom
\dot{V}	Volumenstrom
ϕ	Winkel der stationären AC-Komponente
ϕ_{AC}	Winkel der transienten AC-Komponente
$\Psi_{r,pre}$	Verketteter Fluss des Rotors vor dem Kurzschluss
ρ	Luftdichte
σ	Streufaktor
$\underline{\Psi}_r$	Verketteter Fluss des Rotors
$\underline{\Psi}_s$	Verketteter Fluss des Stators
\underline{a}	Komplexe Drehoperator
\underline{I}_r	Rotorstrom
\underline{I}_s	Statorstrom
$\underline{I}_{(1)}, \underline{I}_{(2)}, \underline{I}_{(0)}$	Symmetrische Komponenten des Stromes am Fehlerort
$\underline{I}_{a,F}, \underline{I}_{b,F}, \underline{I}_{c,F}$	Strömen am Fehlerort
\underline{T}	Transformationsmatrix
\underline{U}_r	Rotorspannung
\underline{U}_s	Statorspannung
$\underline{U}_{(1)}, \underline{U}_{(2)}, \underline{U}_{(0)}$	Symmetrische Komponenten der Spannung am Fehlerort
$\underline{U}_{aN,F}, \underline{U}_{bN,F}, \underline{U}_{cN,F}$..	Phasenspannungen am Fehlerort
$\underline{V}_{(1)}, \underline{V}_{(2)}, \underline{V}_{(0)}$	Symmetrische Komponenten von Strömen und Spannungen

Nomenklatur

$\underline{V}_a, \underline{V}_b, \underline{V}_c$	Effektivwertzeiger von Strömen und Spannungen
\underline{Z}_Q	Impedanz des Netzanschlusses am Punkt Q
\underline{Z}_T	Impedanz des Transformators
$\underline{Z}_{DFIG (1)}$	Mitsystem-Impedanz des DFIG
$\underline{Z}_{DFIG (2)}$	Gegensystem-Impedanz des DFIG
\underline{Z}_L	Impedanz der Leitung
$\underline{Z}_{SG (1)}$	Mitsystem-Impedanz des Synchrongenerators
$\underline{Z}_{SG (2)}$	Gegensystem-Impedanz des Synchrongenerators
A	Fläche
c	Sicherheitsfaktor
c_p	Leistungsbeiwert
E	Kinetische Energie des Windes
f_N	Netzfrequenz
f_{Rotor}	Frequenz des magnetischen Feldes des Rotors
f_{Stator}	Frequenz des Stators
I_k	Dauerkurzschlussstrom
I_k''	Anfangs-Kurzschluss-Wechselstrom
i_p	Stoßkurzschlussstrom
i_{AC}	Wechselanteil des Kurzschlussstromes
i_{DC}	Gleichanteil des Kurzschlussstromes
$I_{s,pre}$	Strom vor dem Kurzschluss
i_{sa}, i_{sb}, i_{sc}	Phasenkomponente des Statorstromes
$i_{SC, DFIG mit Crowbar}$..	Kurzschlussstrom des DFIG mit Crowbar
$i_{SC, DFIG ohne Crowbar}$..	Kurzschlussstrom des DFIG ohne Crowbar
$i_{SC, generatorfern}$	Generatorferne Kurzschlussstrom
$i_{SC, generatornah}$	Generatornahe Kurzschlussstrom
$i_{SC,SG}$	Kurzschlussstrom des Synchrongenerators
i_{SS}	Stationären Anteil des Kurzschlussstromes
l	Leitungslänge
L_m	Gegeninduktivität eines Asynchrongenerators
L_r	Gesamtinduktivität des Rotors eines Asynchrongenerators
L_s	Gesamtinduktivität des Stators eines Asynchrongenerators
L_{lr}	Rotor-Streuinduktivität eines Asynchrongenerators
L_{ls}	Stator-Streuinduktivität eines Asynchrongenerators
L_{mT}	Magnetisierungsinduktanz des Transformators
m	Luftmasse

Nomenklatur

$n_{\phi,Rotor}$	Drehzahl des rotorischen Feldes
$n_{\phi,Stator}$	Drehzahl des statorischen Feldes
n_{Rotor}	Rotordrehzahl
P	Leistung des Windes
p	Polpaarzahl des Generators
P_{Cu}	Kupferverlusten des Transformators
R'	Auf die Längeneinheit 1 km bezogene Widerstand der Leitung
R_L	Widerstand der Leitung
R_Q	Widerstand des Netzes am Punkt Q
R_r	Rotorwiderstand
R_s	Statorwiderstand
R_T	Widerstand des Transformators
R_{cb}	Crowbar-Widerstand
R_{mT}	Magnetisierungswiderstand des Transformators
$R_{r,tot}$	Gesamte Rotorwiderstand
s	Schlupf
S_K	Kurzschlussleistung des Netzes
$S_{N,DFIG}$	Scheinleistung pro Windturbine
$S_{N,SG}$	Scheinleistung des Synchrongenerators
S_{nT}	Übertragungsleistung des Transformators
t	Zeit
T_a	Stator-Kurzschlusszeitkonstante des Synchrongenerators
T_d''	Subtransiente Längszeitkonstante des Synchrongenerators
T_d'	Transiente Längszeitkonstante des Synchrongenerators
T_q''	Subtransiente Querzeitkonstante des Synchrongenerators
T_{AC}	AC-Zeitkonstante
T_{DC}	DC-Zeitkonstante
u	Umfangsgeschwindigkeit der Blattspitze
u_k	Bezogene Kurzschlussleistung des Transformators
U_n	Spannung am Bezugspunkt
$U_{i,AL}$	Verkettete Primär- bzw. Sekundärspannung
U_{Stator}	Außenleiter-Statorspannung
$U_{Umrichter}$	Außenleiterspannung in den Rotor-Umrichtern
v, v_1	Luftgeschwindigkeit
v_2	Windgeschwindigkeit hinter dem Konverter
v_a	Anströmgeschwindigkeit

Nomenklatur

v_w	Windgeschwindigkeit
V_{pre}	Spannung vor dem Kurzschluss
X'	Auf die Längeneinheit 1 km bezogene Reaktanz der Leitung
X_d	Synchrone Längsreaktanz des Synchrongenerators
X_d''	Subtransiente Längsreaktanz des Synchrongenerators
X_d'	Transiente Längsreaktanz des Synchrongenerators
X_L	Reaktanz der Leitung
X_l	Streureaktanz des Synchrongenerators
X_m	Gegenreaktanz eines Asynchrongenerators
X_Q	Reaktanz des Netzes am Punkt Q
X_q	Synchrone Querreaktanz des Synchrongenerators
X_q''	Subtransiente Querreaktanz des Synchrongenerators
X_T	Reaktanz des Transformators
X_{lr}	Rotor-Streureaktanz
X_{ls}	Stator-Streureaktanz
DFIG	Doppelt gespeiste Asynchrongenerator, engl. <i>doubly-fed induction generator</i>
GSC	Netzseitige Sechspulsgleichrichter, engl. <i>grid-side converter</i>
RSC	Rotorseitige Sechspulswechselrichter, engl. <i>rotor-side converter</i>

Kapitel 1: Einleitung

Der Anteil an erneuerbaren Energieträgern hat in den letzten 20 Jahren aufgrund der wachsenden Forderungen nach nachhaltiger und emissionsfreier Energieversorgung stark zugenommen. 2008 sind in Europa die 2020 Klimaziele in Kraft getreten. Bis im Jahr 2020 sollen 20% der CO_2 -Emissionen (Basis 1990) eingespart werden, die Energieeffizienz um 20% gesteigert werden und 20% des Energieverbrauchs aus erneuerbaren Energien gewonnen werden. Diese Ziele, die auch lokal wie beispielweise in Deutschland mit der Energiewende unterstützt werden, sichern das weitere Wachstum der regenerativen Energieversorgung. Von besonderem Interesse ist die Steigerung der weltweit installierten Windleistung, die in Abbildung 1.1 dargestellt ist [2].

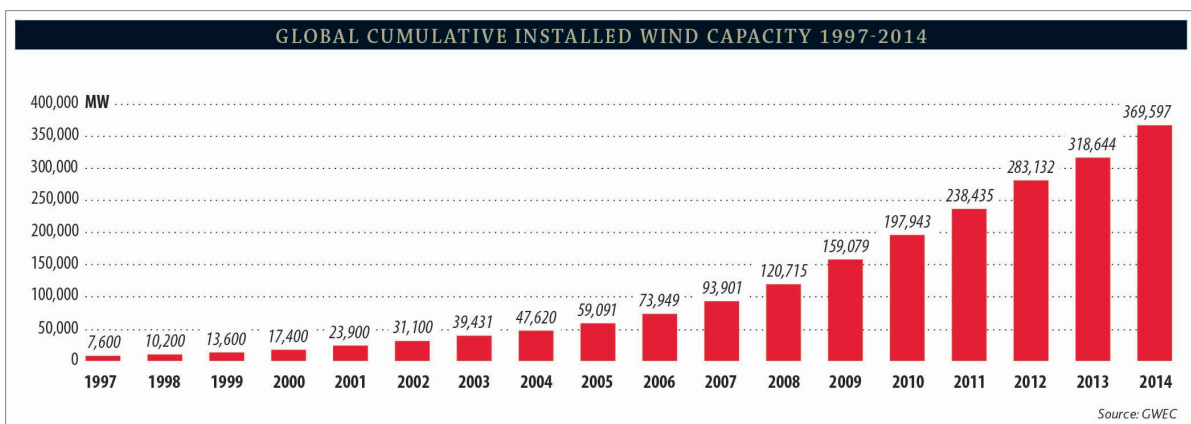


Abbildung 1.1: Weltweit gesamt installierte Windleistung 1997-2014 (Quelle: [2])

Die erneuerbaren Energien werden meistens an dem Mittelspannungsnetz angeschlossen. Ursprünglich wurde die Elektrizität nur in einer Richtung übertragen, von dem Übertragungsnetz, an dem die großen konventionellen Kraftwerke angeschlossen sind, bis zu den Verteilnetzen und den Verbrauchern. Nun wird die Elektrizität in beide Richtungen fließen, was neue Anforderungen hervorruft. Die erneuerbaren Erzeugungsanlagen müssen in der Netzplanung berücksichtigt werden, damit die Spannung überall im Netz in einem zulässigen Bereich bleibt. Sie haben auch eine Anforderung an *Fault-Ride-Through*,

Kapitel 1 Einleitung

und zwar sie dürfen bei kleinen beherrschbaren Netzfehlern nicht automatisch vom Netz getrennt werden. Damit möchte man vermeiden, dass wenn sich eine Anlage vom Netz trennt, sich die anderen Anlagen aufgrund des Spannungseinbruches ebenfalls vom Netz trennen und in dieser Folge ein Netzzusammenbruch entsteht. Die Schutzeinrichtungen müssen diese Bedingungen berücksichtigen.

In Windkraftanlagen werden heutzutage großteils entweder doppelt gespeisten Asynchrongeneratoren oder Synchrongeneratoren mit Vollumrichter eingesetzt, um die Windenergie in elektrische Energie umzuwandeln [9]. Die Untersuchung der Kurzschlussströme solcher Generatoren ist für die Dimensionierung der Schutzeinrichtungen wichtig. In dieser Diplomarbeit wurde ein Modellnetz mit doppelt gespeistem Asynchrongenerator erstellt, überprüft und in weiterer Folge Kurzschlüsse im Mittelspannungsnetz simuliert und analysiert.

Kapitel 2: Windkraftanlagen

2.1 Funktionsweise von Windkraftanlagen

Eine Windkraftanlage besteht hauptsächlich aus einem Energiewandler, der die kinetische Energie des Windes in mechanische Arbeit umsetzt [10]. Der Umwandlungsprozess erfolgt mit einem Rotor, welcher aus einem oder mehreren Rotorblättern besteht. Der Wind versetzt den Rotor in eine rotierende Bewegung. Dadurch entsteht mechanische Leistung an der Rotorwelle, die z.B. an einen Generator übertragen werden kann [13].

Alfred Betz erkannte die Gesetzmäßigkeit, dass der Entzug von mechanischer Arbeit aus einem Luftstrom immer nach den gleichen Grundsätzen erfolgt. Die kinetische Energie des Windes lässt sich aus der Luftmasse m und ihrer Geschwindigkeit v berechnen [10]:

$$E = \frac{1}{2}mv^2 \quad [Nm] \quad (2.1)$$

Der Volumenstrom ergibt sich aus der Geschwindigkeit der Luft v , die durch eine Fläche A strömt [10]:

$$\dot{V} = vA \quad [m^3/s] \quad (2.2)$$

Der Massenstrom ergibt sich aus der Volumenstrom \dot{V} mit der Luftdichte ρ [10]:

$$\dot{m} = \rho vA \quad [kg/s] \quad (2.3)$$

Die Leistung des Windes ist die Energiemenge pro Zeit, die durch eine Querschnittsfläche A strömt. Sie ergibt sich aus der kinetische Energie des Windes (2.1) und dem Massenstrom (2.3) [10]:

$$P = \frac{1}{2}\rho v^3 A \quad [W] \quad (2.4)$$

Nur einen Teil der Leistung des Windes kann in nutzbare Energie umgewandelt werden. Er wird durch den Leistungsbeiwert beschrieben [10]:

$$c_p = \frac{1}{2} \left| 1 - \left(\frac{v_2}{v_1} \right)^2 \right| \left| 1 + \frac{v_2}{v_1} \right| \quad [1] \quad (2.5)$$

Kapitel 2 Windkraftanlagen

Wobei v_1 die Luftgeschwindigkeit vor dem Konverter und v_2 die Windgeschwindigkeit hinter dem Konverter sind. Der Verlauf des Leistungsbeiwertes in Abhängigkeit von dem Geschwindigkeitsverhältnis v_2/v_1 ist in Abbildung 2.1 gezeigt [10].

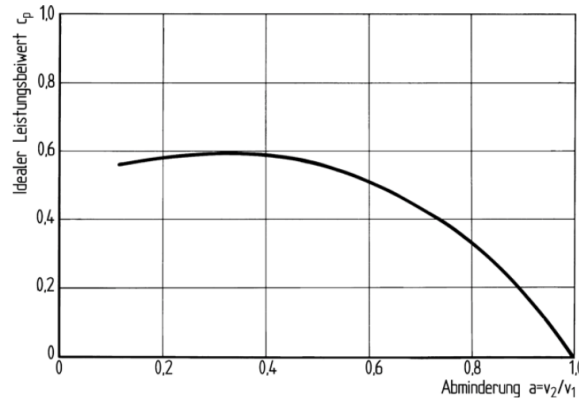


Abbildung 2.1: Verlauf des Leistungsbeiwertes in Abhängigkeit von dem Geschwindigkeitsverhältnis (Quelle: [10, S.84])

Aus der Gleichung 2.5 sowie der Abbildung 2.1 ist es zu erkennen, dass der Leistungsbeiwert c_p maximal wird, wenn [10]:

$$v_2 = \frac{1}{3}v_1 \quad (2.6)$$

In diesem Fall wird der sogenannte Betz'scher Idealwert erreicht [10]:

$$c_p = \frac{16}{27} = 0,593 \quad (2.7)$$

Dieses Ergebnis erhält man, unter der Annahme, dass der Energiewandler verlustlos arbeitet und dass die Strömung reibungslos ist. In der Realität ist der Leistungsbeiwert c_p kleiner und hängt von der Bauart (Schnelllaufzahl, Rotorachse, etc.) sowie den Betriebsbedingungen (Windgeschwindigkeit, Turbulenzintensität) der Anlage ab.

Der Rotor setzt in der Praxis die Luft zusätzlich in eine Drehbewegung, was einen Drall in der Strömung nach dem Rotor hervorruft. Aus diesem Grund kann weniger Energie aus dem Luftstrom genutzt werden. Der Leistungsbeiwert c_p ist nun abhängig von der sogenannten Schnelllaufzahl, welche in Gleichung 2.8 erläutert ist [10]:

$$\lambda = \frac{u}{v_w} = \frac{\text{Umfangsgeschwindigkeit der Blattspitze}}{\text{Windgeschwindigkeit}} \quad (2.8)$$

Kapitel 2 Windkraftanlagen

Der Leistungsbeiwert c_p hängt auch von der Bauform ab. Eine Windkraftanlage nutzt entweder das Widerstand- oder das Auftriebsprinzip. Eine Windkraftanlage, die das Auftriebsprinzip nutzt, kann entweder eine horizontale oder eine vertikale Achse haben, schnell- ($\lambda > 3$) bzw. langsamläufig sein und ihr Rotor kann ein- bzw. mehrere Blätter besitzen. Das Auftriebsprinzip ist der am häufigsten verwendete Effekt zur Windenergienutzung und die verbreitetste Windkraftanlage ist die schnellläufige Horizontalachsen-Windkraftanlage mit Dreiblattrotor [13]. Sie wird in Abbildung 2.2 dargestellt [10].

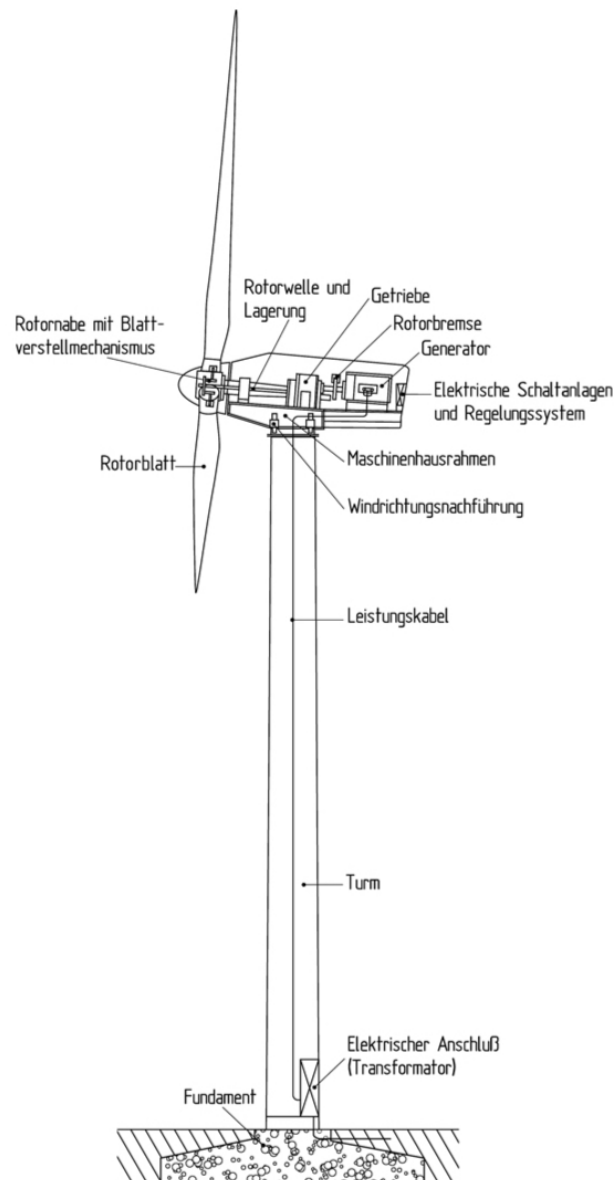


Abbildung 2.2: Horizontalachsen-Windkraftanlage mit Getriebe, 3-Blatt (Schnellläufer) (Quelle: [10, S.73])

Kapitel 2 Windkraftanlagen

Die von dem Windenergiekonverter aufgenommene Leistung kann über den Anstellwinkel beeinflusst werden. Die zwei Arten der eingesetzten Regelung sind die Stall- und die Pitch-Regelung, die in Abbildung 2.3 dargestellt sind [13].

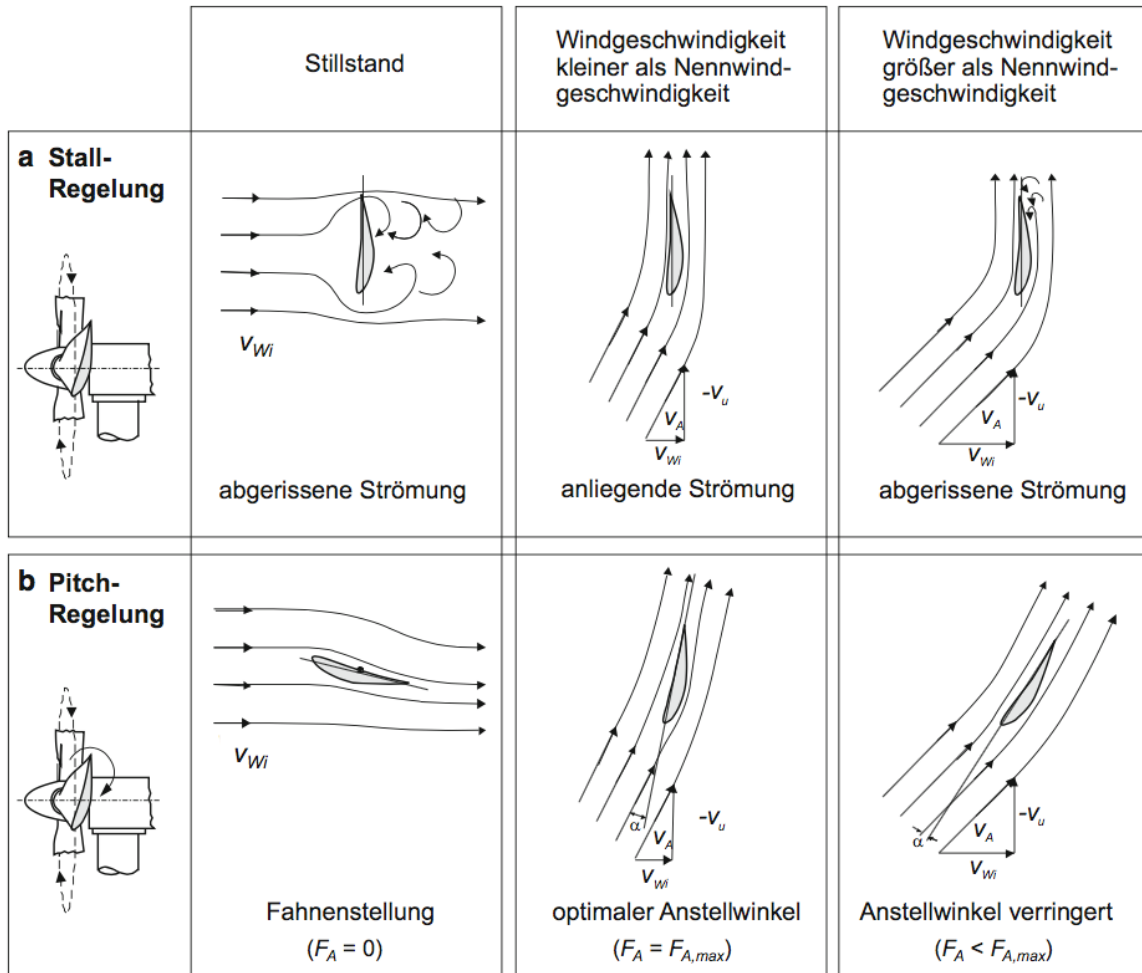


Abbildung 2.3: Darstellung der Strömungsverhältnisse am Rotorblattprofil einer Windenergieanlage mit unterschiedlicher Regelung: (a) Stall- (b) Pitchregelung (Quelle: [13, S.469])

Windkraftanlagen, die eine kleine Leistung erzeugen, werden meistens Stall geregelt. Der Rotor dreht sich dabei unabhängig von der Windgeschwindigkeit mit konstanter Rotordrehzahl. Die Anströmverhältnisse am Rotorblatt verändern sich aber in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit, wie es in Abbildung 2.3 ersichtlich ist. Bei Windgeschwindigkeiten oberhalb der Anlauf- und unterhalb der Nennwindgeschwindigkeit liegt die Luftströmung am Profil an. Der Anstellwinkel ist definiert als der Winkel zwischen der Anströmgeschwindigkeit v_a und der Blattprofilsehne. Wenn die Windgeschwindigkeit

steigt, nimmt er bei konstanter Rotordrehzahl zu. Sobald die Nennwindgeschwindigkeit des Rotors überschritten ist, ist der Anstellwinkel so groß, dass die Strömung zu stark abgelenkt ist. Ein Teil der kinetischen Energie des Windes wird unbenutzbar und theoretisch wird der Rotor eine konstante Leistung aufnehmen. In der Praxis ist die Leistungsbegrenzung durch den Stall-Effekt zu ungenau [13].

Die Pitch-Regelung wird bei Windkraftanlagen der Multi-Megawatt-Klasse bevorzugt. Der Blattwinkel wird verändert, damit bei Windgeschwindigkeiten oberhalb der Anlauf- und unterhalb der Nennwindgeschwindigkeit die Luftströmung immer am Blatt anliegt, wie es in Abbildung 2.3 ersichtlich ist. Bei höheren Windgeschwindigkeiten wird der Anstellwinkel verringert, so dass die Leistungsaufnahme des Rotors konstant ist, mit einer besseren Genauigkeit als mit der Stall-Regelung [13].

2.2 Typen von Windkraftanlagen

Die dem Wind entnommene Energie wird in elektrische Energie umgewandelt und an das elektrische Netz abgegeben. Die verschiedenen Generatoren, durch welche diese Umwandlung erfolgen kann, können in vier Typen unterteilt werden [24]:

1. Asynchrongenerator mit fester Drehzahl und kurzgeschlossenem Läufer
2. Asynchrongenerator mit variabler Drehzahl und variablem Rotorwiderstand
3. Doppelt gespeister Asynchrongenerator
4. Synchrongenerator mit Vollumrichter

Die erste Generation von Windturbinen-Generatoren war ein Asynchrongenerator mit fester Drehzahl und kurzgeschlossenem Läufer. Er wird als Typ I Generator bezeichnet und ist in Abbildung 2.4 dargestellt. Die Stator клемmen sind direkt mit dem Netz verbunden, aus diesem Grund wird sich der Rotor bei einer festen Drehzahl drehen, die mit der Netzfrequenz und der Polpaarzahl verbunden ist. Die Turbine wird sich auch mit fester Drehzahl drehen, die von der Rotorgeschwindigkeit und dem Übersetzungsverhältnis des Getriebes abhängig ist. Der Asynchrongenerator ist induktiv, d.h. er nimmt Blindleistung auf. Kondensatorbänke werden daher angeschlossen, um Blindleistung zu erzeugen, damit die vom Netz aufgenommene Blindleistung minimal ist [24].

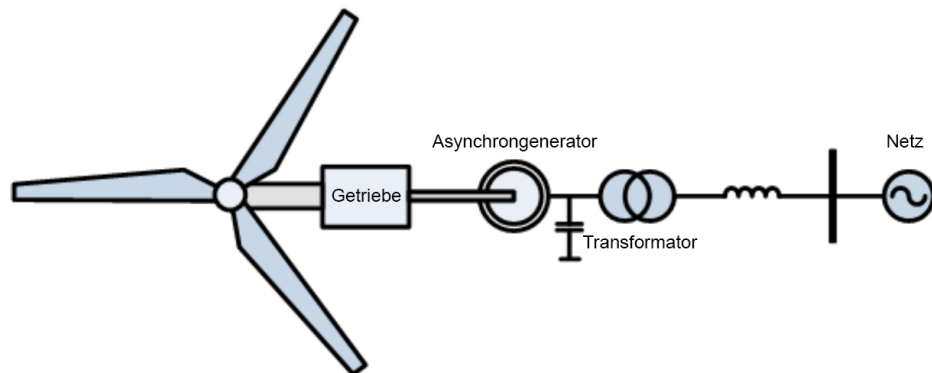


Abbildung 2.4: Typ I Windturbinen-Generator: Asynchrongenerator mit fester Drehzahl (Quelle: modifiziert übernommen aus [8, S.2])

Der Typ II Windturbinen-Generator ist ein Asynchrongenerator mit variabler Drehzahl und variablem Rotorwiderstand und ist in Abbildung 2.5 dargestellt. Der externe Widerstand ist über Schleifringe mit dem Rotor verbunden [24]. Er wird mit einem Hochfrequenz-Schalter gesteuert. Unter der Nennleistung wird die Widerstandsteuerung inaktiv, so dass sich das System wie ein konventioneller Asynchrongenerator verhält. Über der Nennleistung wird die Steuerung so eingestellt, dass der Schlupf variiert werden kann, damit die Rotorgeschwindigkeit sich um ungefähr 10% verändern kann [8]. Die überflüssige Leistung wird in dem externen Widerstand verbraucht. Es ist ein unnötiger Verlust an Energie, der mit dem doppelt gespeisten Asynchrongenerator vermieden wird [24].

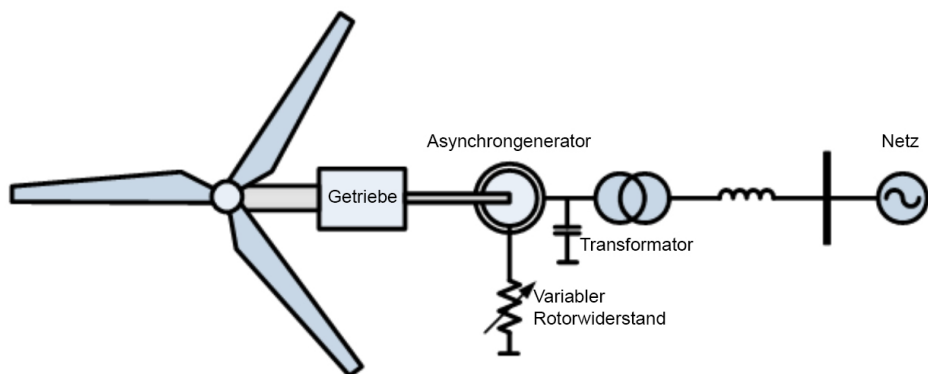


Abbildung 2.5: Typ II Windturbinen-Generator: Asynchrongenerator mit variabler Drehzahl und variablem Rotorwiderstand (Quelle: modifiziert übernommen aus [8, S.3])

Kapitel 2 Windkraftanlagen

Der in Abbildung 2.6 dargestellte doppelt gespeiste Asynchrongenerator wird als Typ III Windturbinen-Generator bezeichnet. Der Stator wird direkt und der Rotor über einen Umrichter mit dem Netz verbunden. Die Rotorgeschwindigkeit kann in dem Schlupfbereich von $\pm 0,3$ variiert werden. Wenn der Generator untersynchron betrieben wird, nimmt der Rotor Energie aus dem Netz auf, während er Energie beim übersynchronen Betrieb ins Netz einspeist. Es wird auf diesen Generatortyp in dem nächsten Abschnitt näher eingegangen [8].

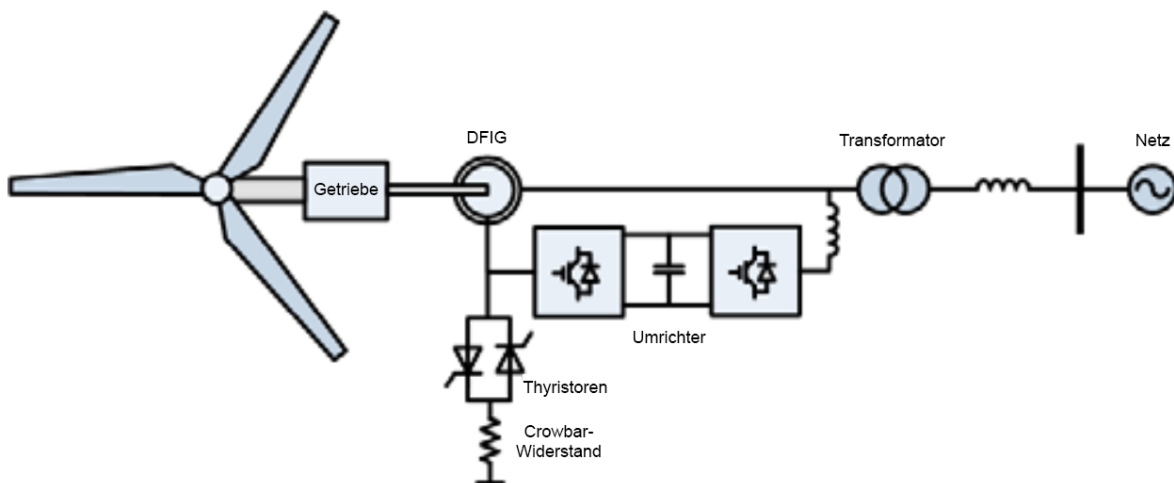


Abbildung 2.6: Typ III Windturbinen-Generator: Doppelt gespeister Asynchrongenerator (Quelle: modifiziert übernommen aus [8, S.4])

Der sogenannte Typ IV Windturbinen-Generator ist ein Synchrongenerator mit Vollumrichter, er ist in Abbildung 2.7 dargestellt. Das System ist auch drehzahlvariabel, der Generator kann bei verschiedenen Frequenzen arbeiten. Damit die Frequenz am Netz 50 Hz bleibt, wird die volle vom Generator erzeugte Leistung an den Frequenzumrichter abgegeben. Der Umrichter muss daher für eine größere Leistung als beim doppelt gespeister Asynchrongenerator ausgelegt werden, was teurer ist [8].

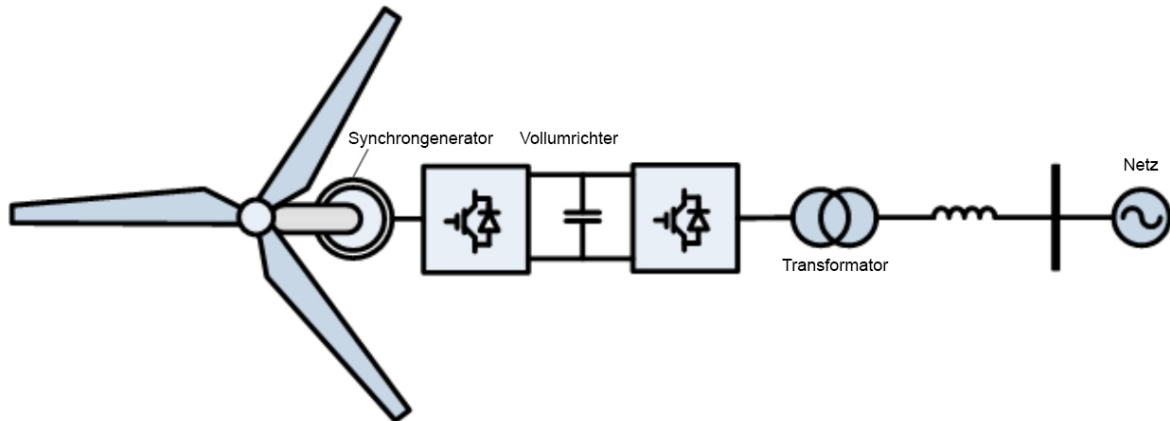


Abbildung 2.7: Typ IV Windturbinen-Generator: Synchron-generator mit Vollumrichter (Quelle: modifiziert übernommen aus [8, S.5])

2.3 Doppelt gespeister Asynchron-generator

Wie bereits erwähnt wird bei dieser Maschinenart elektrische Leistung über den Stator und den Rotor übertragen. Der doppelt gespeiste Asynchron-generator (engl. *doubly-fed induction generator*, abgekürzt *DFIG*) funktioniert wie ein Synchron-generator, dessen synchrone Drehzahl bei Anpassung der Rotorfrequenz variiert werden kann. Da der Stator direkt im Netz einspeist, soll seine Frequenz f_{Stator} gleich der Netzfrequenz f_N sein [11].

$$f_{Stator} = f_N \quad (2.9)$$

Die Drehzahl des statorischen Feldes $n_{\phi,Stator}$ ist proportional zu der Frequenz des Stators und soll daher auch konstant bleiben [11]:

$$n_{\phi,Stator} = \frac{f_{Stator} \cdot 60}{p} = \frac{f_N \cdot 60}{p} \quad (2.10)$$

wobei p die Polpaarzahl des Generators ist.

Bei einem konventionellem Asynchron-generator ist die Drehzahl des Statorfeldes $n_{\phi,Stator}$ proportional zu der Rotordrehzahl n_{Rotor} , d.h. damit $n_{\phi,Stator}$ konstant bleibt, sollte n_{Rotor} auch konstant bleiben. Die Rotordrehzahl n_{Rotor} des DFIG ist aber nicht konstant, da sie von der Windgeschwindigkeit und der Pitchregelung der Windkraftanlage abhängt. Um diesen Effekt zu kompensieren wird in einem DFIG Leistung über dem Rotor abgegeben bzw. aufgenommen. AC-Ströme fließen durch die Rotorklemmen mit der Frequenz f_{Rotor} . Das magnetische Feld des Rotors ist nicht mehr statisch, wie es beim konventionellem Asynchron-generator der Fall war, sondern es dreht sich mit der Drehzahl $n_{\phi,Rotor}$ proportional zur f_{Rotor} [5].

Kapitel 2 Windkraftanlagen

Wenn der Rotor aufgrund eines geringen Windes sich zu langsam dreht, befindet sich das System im untersynchronen Betrieb. Leistung wird von dem Netz bezogen und an den Rotor abgegeben, damit das rotorische Feld sich in dieselbe Richtung wie der Rotor dreht (Abbildung 2.8a). Im Gegenteil wird beim übersynchronen Betrieb Leistung von dem Rotor in das Netz eingespeist, damit das rotorische Feld sich in die Gegenrichtung wie der Rotor dreht (Abbildung 2.8b) [5]. Die Drehzahl des statorischen Feldes $n_{\phi,Stator}$ wird daher wie folgt berechnet [5]:

$$n_{\phi,Stator} = \begin{cases} n_{Rotor} + n_{\phi,Rotor} & \text{beim untersynchronen Betrieb} \\ n_{Rotor} - n_{\phi,Rotor} & \text{beim übersynchronen Betrieb} \end{cases} \quad (2.11)$$

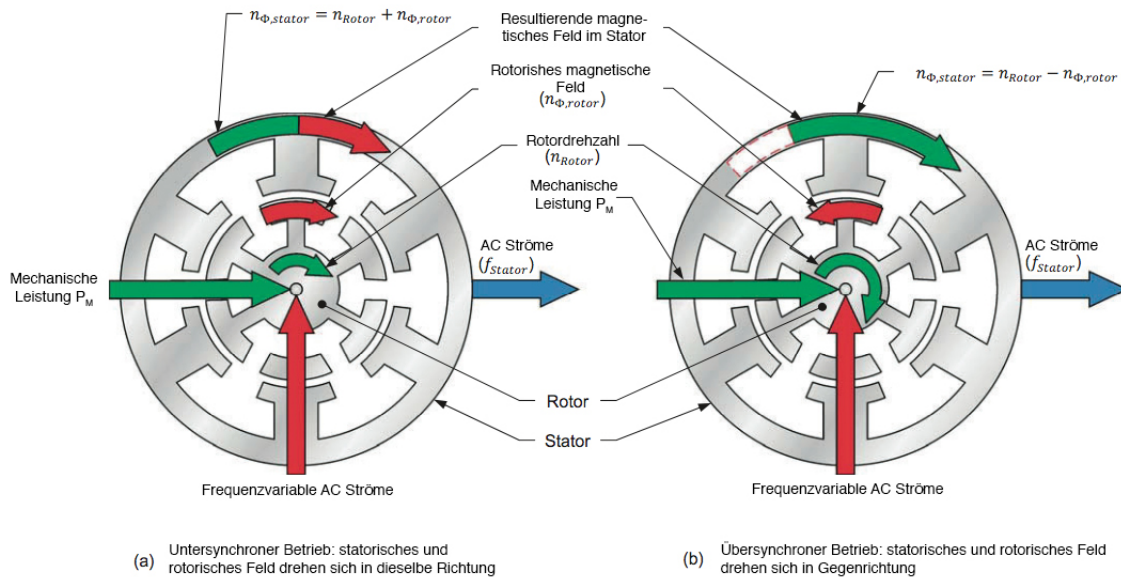


Abbildung 2.8: Zusammenhänge zwischen der Rotordrehzahl und die Frequenz des magnetischen Feldes des Rotors (Quelle: modifiziert übernommen aus [5])

Aus der Gleichung 2.11 erhält man den Ausdruck für die Frequenz f_{Rotor} der AC-Ströme im Rotor [11]:

$$f_{Rotor} = f_N \pm \frac{n_{Rotor} \cdot p}{60} \quad (f_{Rotor} > 0) \quad (2.12)$$

Da die Drehzahl des Rotors im Bereich von 70% bis 130% der Nenndrehzahl variiert, liegt f_{Rotor} im Bereich 0 – 15Hz. Der Schlupf wird in dem Bereich von $\pm 0,3$ variiert, daher wird über den Umrichter eine Leistung von bis zu 30% der Nennleistung übertragen und somit muss dieser für diese Leistung ausgelegt werden [8].

Kapitel 2 Windkraftanlagen

Der Umrichter wandelt die Netzfrequenz in die Rotorfrequenz über den netzseitigen Sechspulsgleichrichter (engl. *grid-side converter*, abgekürzt *GSC*) und den rotorseitigen Sechspulswechselrichter (engl. *rotor-side converter*, abgekürzt *RSC*) um. Der Gleichspannung-Zwischenkreiskondensator speichert die Energie während des Umwandlungsprozesses [15]. Der GSC hat den Zweck, die Spannung im Zwischenkreiskondensator und den Blindleistungsaustausch mit dem Netz zu regeln, während der RSC die Wirkleistung der DFIG regelt [12].

Bei einem Kurzschluss an den Generatorklemmen kommt es wegen des Spannungsabfalls zu großen schwingenden Strömen in den Statorwicklungen. Sie werden durch die magnetische Kopplung zwischen Stator und Rotor an den Rotor und weiter an den Umrichter übertragen. Diese Ströme können den thermischen Durchbruch des Umrichters hervorrufen. Um dies zu vermeiden wird häufig eine Schutzvorrichtung, die Crowbar, eingesetzt. Während des Kurzschlusses werden Widerstände eingesetzt, um die Rotorwicklungen kurzzuschließen. Die Kurzschlussströme fließen daher nicht mehr in dem Umrichter sondern in den Widerständen [18].

In den folgenden Abbildungen 2.9 und 2.10 werden die Ersatzschaltbilder von einem konventionellen Asynchrongenerator und von einem doppelt gespeisten Asynchrongenerator dargestellt [8].

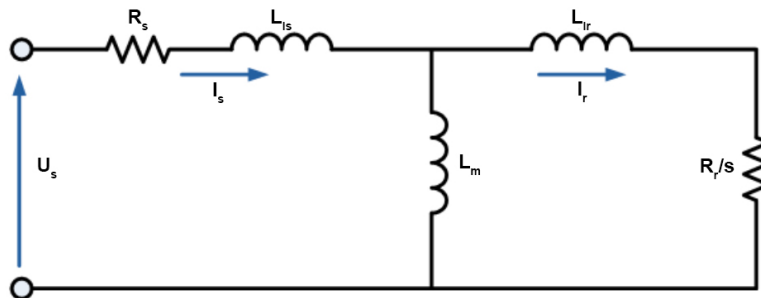


Abbildung 2.9: Ersatzschaltbild eines konventionellen Asynchrongenerators (Quelle: modifiziert übernommen aus [8])

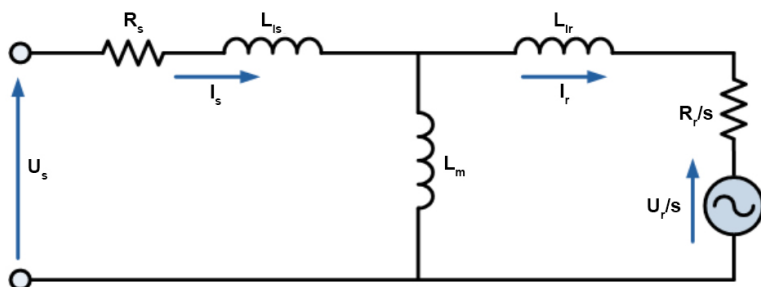


Abbildung 2.10: Ersatzschaltbild eines doppelt gespeisten Asynchrongenerators ohne Crowbar (Quelle: modifiziert übernommen aus [8])

Kapitel 2 Windkraftanlagen

Das Ersatzschaltbild von einem DFIG ist ähnlich zum Ersatzschaltbild des konventionellen Asynchrongenerators, mit einer zusätzlichen Rotorspannung, welche die vom Umrichter erzeugte Spannung darstellt.

Die elektrischen Gleichungen von einem Asynchrongenerator aus der Sicht des allgemeinen Koordinatensystems K sind die folgenden [22]:

$$\underline{U}_s(t) = R_s \cdot \underline{I}_s + \frac{d\underline{\Psi}_s}{dt} + j\omega_K \cdot \underline{\Psi}_s \quad (2.13)$$

$$\underline{U}_r(t) = R_r \cdot \underline{I}_r + \frac{d\underline{\Psi}_r}{dt} + j(\omega_K - \omega_m) \cdot \underline{\Psi}_s \quad (2.14)$$

$$\underline{\Psi}_s(t) = L_s \cdot \underline{i}_s + L_m \cdot \underline{i}_r \quad (2.15)$$

$$\underline{\Psi}_r(t) = L_m \cdot \underline{i}_s + L_r \cdot \underline{i}_r \quad (2.16)$$

Wobei

$$L_s = L_{ls} + L_m \quad (2.17)$$

$$L_r = L_{lr} + L_m \quad (2.18)$$

Sie stimmen auch für einen doppelt gespeisten Asynchrongenerator ohne Crowbar [28]. Bei einem DFIG mit Crowbar wird der Rotor mit dem Crowbar-Widerstand verbunden. Als Ersatzschaltbild wird daher die Abbildung 2.9 genommen, wobei R_r durch $R_r + R_{cb}$ ersetzt wird [26].

Kapitel 3: Analytische Betrachtungen von Kurzschlussströme

3.1 Fehlerarten

Ein Kurzschluss liegt vor, wenn mindestens zwei Leiter verschiedener Potentiale niederohmig verbunden werden. In der Praxis kann die niederohmige Verbindung entweder durch einen direkten metallischen Kontakt oder durch einen Lichtbogen entstehen. Die Spannung zwischen den verbundenen Teilen fällt auf einen Wert nahe zu null, während ein großer Stromfluss durch diese Verbindung fließt [11]. Die Berechnung dieses Stromes ist wichtig, um die Anlage und die Schutzeinrichtungen korrekt zu dimensionieren.

In dieser Diplomarbeit werden nur die in den Abbildungen 3.1, 3.2 und 3.3 dargestellten Fehlerarten im Netz untersucht.

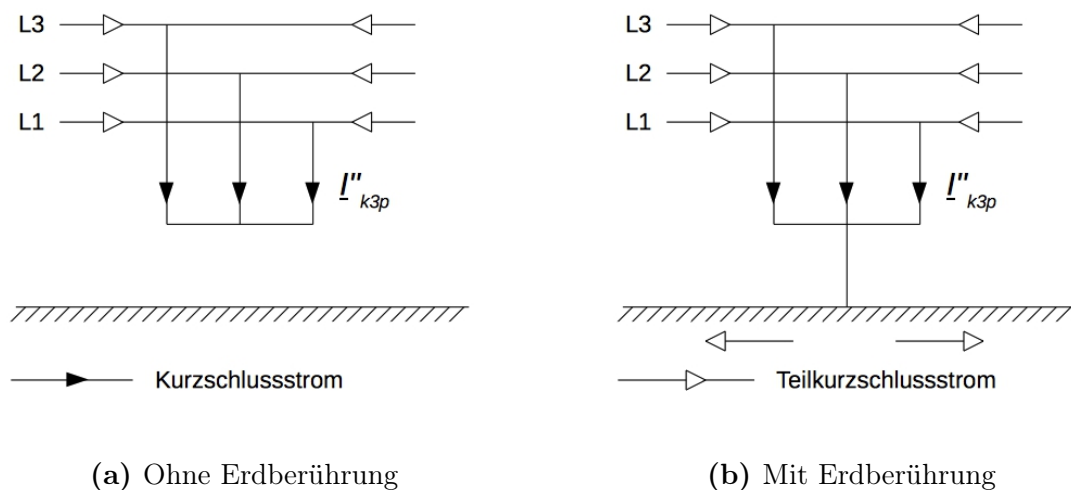
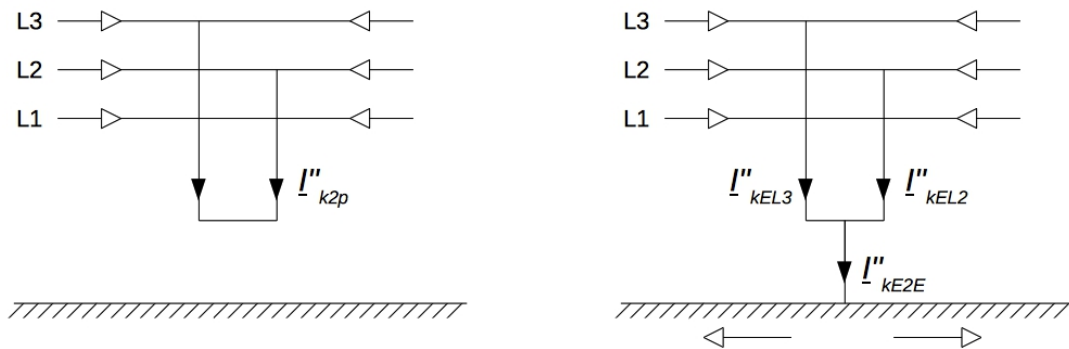


Abbildung 3.1: Dreipoliger Kurzschluss nach IEC 60909-0 [1]



(a) Ohne Erdberührung

(b) Mit Erdberührung

Abbildung 3.2: Zweipoliger Kurzschluss nach IEC 60909-0 [1]

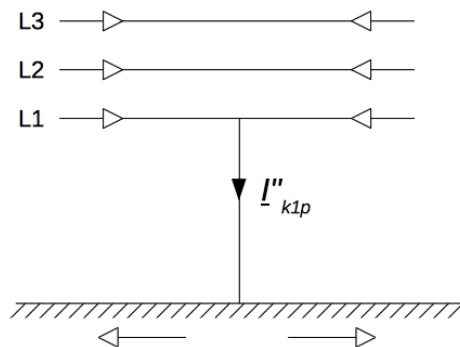


Abbildung 3.3: Einpoliger Kurzschluss nach IEC 60909-0 [1]

3.2 Zeitlicher Verlauf des Kurzschlussstromes

Eine komplette Kurzschlussstromberechnung sollte laut IEC 60909-0 [1] den Strom als eine Zeitfunktion am Fehlerort vom Fehlerauftritt bis zur Auflösung des Fehlers berechnen. Wie in den Abbildungen 3.4 und 3.5 dargestellt ist, wird zwischen generatorferne und generatornahe Kurzschlüsse unterschieden. Beim generatornahe Kurzschluss ist der Spitzenstrom größer als beim generatorfernen Kurzschluss. In beiden Fällen gibt es

Kapitel 3 Analytische Betrachtungen von Kurzschlussströme

einen abklingenden Gleichstromanteil und einen stationären Wechselstromanteil, während es einen abklingenden Wechselstromanteil nur beim generatornahen Kurzschluss gibt [4].

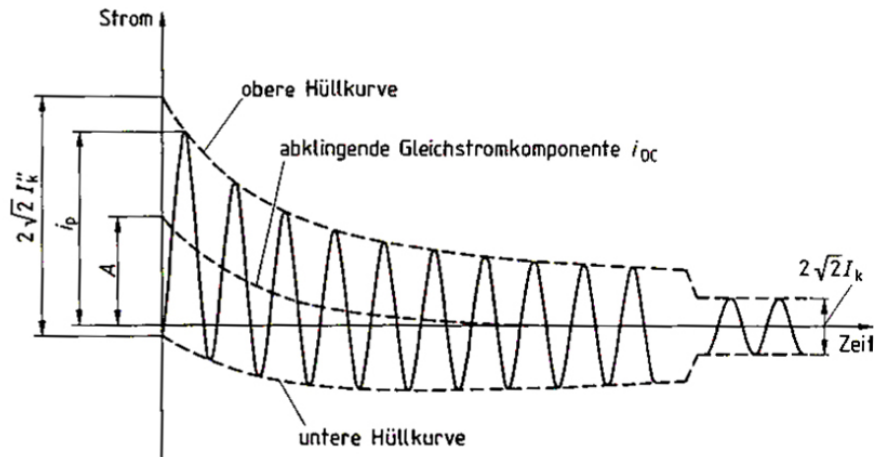


Abbildung 3.4: Stromverlauf bei generatornahem Kurzschluss (Quelle: [7])

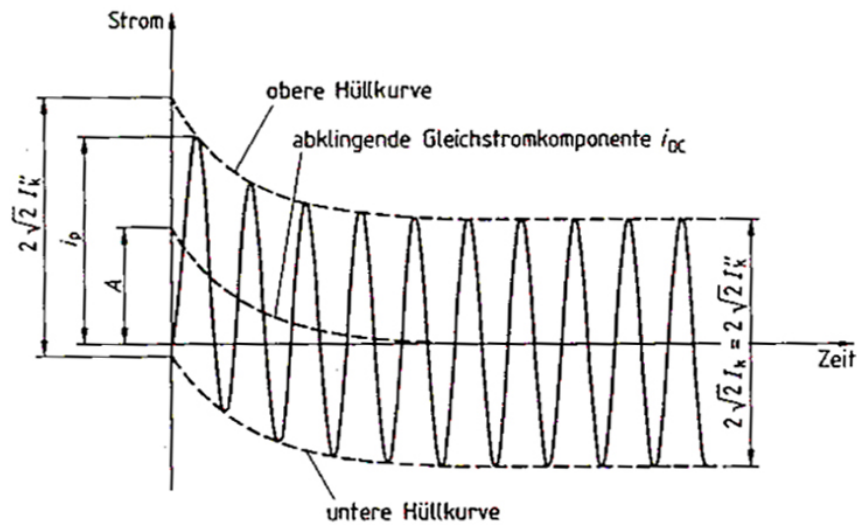


Abbildung 3.5: Stromverlauf bei generatorfernem Kurzschluss (Quelle: [7])

- I_k'' Anfangs-Kurzschluss-Wechselstrom
- i_p Stoßkurzschlussstrom
- I_k Dauerkurzschlussstrom
- i_{DC} Gleichanteil des Kurzschlussstromes
- A Anfangswert der Gleichanteil i_{DC}

Kapitel 3 Analytische Betrachtungen von Kurzschlussströme

Der generatornahe Kurzschlussstrom wird in 3.1 und der generatorferne Kurzschlussstrom in 3.2 erläutert [4]:

$$i_{SC, \text{ generatornah}}(t) = |i_{DC}|e^{-t/\tau_{DC}} + |i_{AC}|e^{-t/\tau_{AC}} \sin(\omega t + \phi_{AC}) + |i_{SS}| \sin(\omega t + \phi) \quad (3.1)$$

$$i_{SC, \text{ generatorfern}}(t) = |i_{DC}|e^{-t/\tau_{DC}} + |i_{SS}| \sin(\omega t + \phi) \quad (3.2)$$

In der Praxis sind der Anfangs-Kurzschluss-Wechselstrom und der Stoßkurzschlussstrom von besonderem Interesse, da sie den größten Kurzschlussstrom ergeben.

3.3 Kurzschlussstromberechnung

3.3.1 Symmetrische Komponenten

Um den Anfangs-Kurzschluss-Wechselstrom bei symmetrischen und unsymmetrischen Fehlern im Netz einfacher berechnen zu können, wird das Drehstromsystem in symmetrischen Komponenten beschrieben. Dabei werden die drei Effektivwertzeiger von Strömen und Spannungen in drei Anteile umgeformt, und zwar einem Mitsystem (Index 1), einem Gegensystem (Index 2) und einem Nullsystem (Index 0). Die Transformationsvorschrift lautet [7]:

$$\begin{bmatrix} \underline{V}_{(1)} \\ \underline{V}_{(2)} \\ \underline{V}_{(0)} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{V}_a \\ \underline{V}_b \\ \underline{V}_c \end{bmatrix} = \underline{T} \cdot \begin{bmatrix} \underline{V}_a \\ \underline{V}_b \\ \underline{V}_c \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

Wobei \underline{a} der komplexe Drehoperator, $\underline{a} = e^{j2\pi/3}$ und \underline{T} die Transformationsmatrix sind.

Das Mitsystem beschreibt den symmetrischen Idealbetriebszustand, es hat die gleiche Umlaufrichtung wie das ursprüngliche Drehstromsystem. Das Gegensystem besitzt eine entgegengesetzte Drehrichtung zum ursprünglichen Drehstromsystem. Die Gegensystemkomponente entstehen z. B. durch unsymmetrische Belastung des Drehstromsystems. Im Mit- und Gegensystem laufen die Vorgänge um 120° versetzt, während sie im Nullsystem in allen drei Phasen gleichzeitig ablaufen. Dies kann nur erfolgen, wenn es einen vierten Strompfad gibt. Sonst würden sich aufgrund des Knotensatzes die drei Phasenströme zu Null summieren [7].

3.3.2 Darstellung eines Netzabschnittes in symmetrischen Komponenten

Es wird als Beispiel das in Abbildung 3.6 dargestellte Drehstromsystem in symmetrischen Komponenten beschrieben. Die Schaltung des Mit-, Gegen- und Nullsystems bei den

Kapitel 3 Analytische Betrachtungen von Kurzschlussströme

verschiedenen Fehlerarten wird erläutert. Dieses Drehstromsystem, wo ein Generator mit dem Netzanschluss über zwei Transformatoren und einer l km langen Freileitung verbunden wird, entspricht dem Modell, das für die Simulationen mit MATLAB benutzt wird. Es wird in Kapitel 4 darauf näher eingegangen.

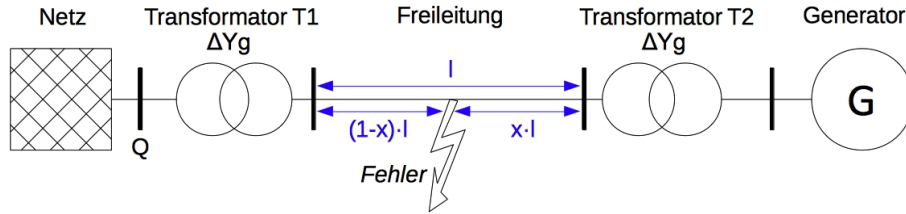


Abbildung 3.6: Untersucher Netzabschnitt

Zunächst wird jedes im betrachteten Netzabschnitt vorhandene Betriebsmittel in symmetrischen Komponenten beschrieben. Als Bezugspunkt wird der Kurzschlussort angenommen, d.h. alle berechneten Werte werden auf die Mittelspannungsebene - Spannung U_n - bezogen.

Netzanschluss

Der Netzanschluss am Punkt Q wird als Spannungsquelle U_n und Impedanz Z_Q zusammengefasst. Die Impedanz ist von der verketteten Spannung U_n und der Kurzschlussleistung S_K des Netzes abhängig [7]:

$$Z_Q = c \cdot \frac{U_n^2}{S_K} \quad (3.4)$$

Dabei wird der Sicherheitsfaktor c zur Berücksichtigung von Ungenauigkeiten in den Modellannahmen verwendet. In Niederspannungsnetzen bewegt sich dieser Faktor zwischen $c_{min} = 0,95$ und $c_{max} = 1,10$, in Netzen deren Spannung über 1 kV liegt bewegt er sich zwischen $c_{min} = 1$ und $c_{max} = 1,10$ [7].

Wenn das Verhältnis R_Q/X_Q bekannt ist, werden die Reaktanz X_Q und der Widerstand R_Q wie folgt berechnet [7]:

$$X_Q = \frac{Z_Q}{\sqrt{1 + (R_Q/X_Q)^2}} \quad (3.5)$$

$$R_Q = \sqrt{Z_Q^2 - X_Q^2} \quad (3.6)$$

Die Impedanz des Netzes lautet:

$$\underline{Z}_Q = R_Q + j \cdot X_Q \quad (3.7)$$

Kapitel 3 Analytische Betrachtungen von Kurzschlussströme

Im Allgemeinen besitzt in einem ausgewogenen Netz nur das Mitsystem Spannungsquellen. Im Mitsystem wird daher das Netz durch die Spannungsquelle U_n und die Impedanz \underline{Z}_Q dargestellt, während es im Gegensystem nur durch die Impedanz \underline{Z}_Q dargestellt wird. Nullimpedanzen hängen von der Art der Sternpunktbehandlung ab. In isolierten und gelöschten Netzen ist die Nullimpedanz viel größer als die Mitimpedanz, während sie in starr geerdeten Netzen, wie Hoch- und Höchstspannungsnetzen, ungefähr gleich der Mitimpedanz ist [23].

Transformator

Ein Transformator wird durch einen Widerstand R_T und einer Reaktanz X_T dargestellt, die von der verketteten Primär- bzw. Sekundärspannung $U_{i,AL}$, der bezogenen Kurzschlussspannung u_k , der Übertragungsleistung S_{nT} sowie von den Kupferverlusten P_{Cu} abhängig sind [7].

$$Z_T = u_k \frac{U_{i,AL}^2}{S_{nT}} \quad (3.8)$$

$$\underline{Z}_T = R_T + j \cdot X_T \quad (3.9)$$

$$R_T = \frac{P_{Cu} \cdot U_{i,AL}^2}{S_{nT}^2} \quad (3.10)$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} \quad (3.11)$$

Die verkettete Primär- oder Sekundärspannung muss abhängig vom Fehlerort (primär- oder sekundärseitig) in dieser Gleichung eingesetzt werden. Das Mit- und Gegensystem des Transformators wird durch \underline{Z}_T dargestellt. Die Längsimpedanz des Nullsystems wird auch durch \underline{Z}_T dargestellt, allerdings ist die Darstellung stark von der Schaltgruppe abhängig, wie es in Abbildung 3.7 ersichtlich ist [20].

Innerhalb der in Dreieck geschalteten Wicklungen können Nullströme fließen, aber sie werden nicht an das Netz weitergegeben, da sie sich ausgleichen. Dreieckswicklungen werden daher im Nullsystem als offene Klemmen dargestellt. In Sternwicklungen können Nullströme fließen, nur wenn es einen vierten Leiter gibt. Sonst müssen sich die drei Phasenströme wegen des Knotensatzes immer zu null addieren. Aus diesem Grund werden Sternwicklungen mit offenem Sternpunkt auch als offene Klemmen dargestellt. Hingegen werden starr geerdete Sternwicklungen mit kurzgeschlossenem Nullsystem dargestellt und erdschlusskompensierte Sternwicklungen mit der entsprechenden Querimpedanz [3].

Zu beachten ist, dass Nullströme bei einem Δyg Transformator auf der yg-Seite fließen können, während sie bei einem Yyg Transformator nicht fließen können (Abbildung 3.7). Das wird dadurch erklärt, dass ein Strom nur in einer Windung fließen kann, wenn ein entsprechender Strom in der anderen Windung fließt. Da keine Nullströme

Kapitel 3 Analytische Betrachtungen von Kurzschlussströme

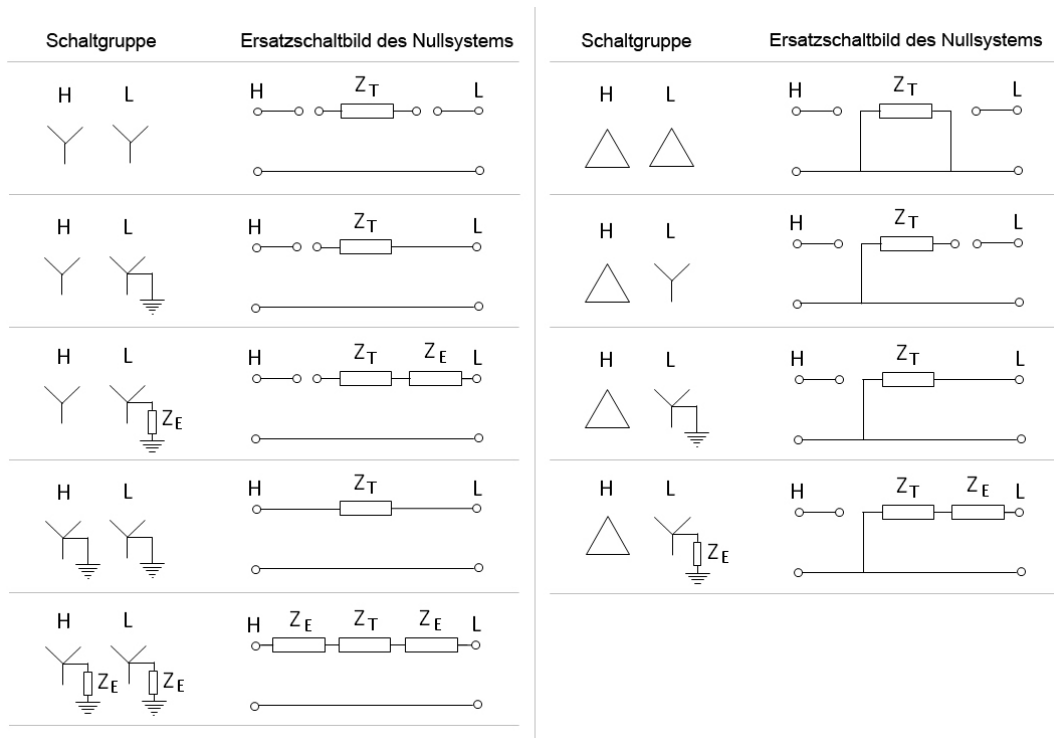


Abbildung 3.7: Ersatzschaltbild des Nullsystems des Transformators für die häufigsten Schaltgruppe (Quelle: modifiziert übernommen aus [20])

in Sternwicklungen mit offenem Sternpunkt fließen können aber schon innerhalb von Dreieckswicklungen, können nur beim Δy Transformator auf der y -Seite Nullströme übertragen werden, wie es in **Abbildung 3.8** ersichtlich ist [20].

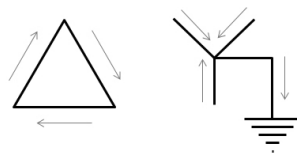


Abbildung 3.8: Nullströme in einem Dreieck-Stern starr gerdeten Transformator (Quelle: [20])

Freileitung

Freileitungen oder Kabel werden mit Hilfe der Π -Schaltung, der T-Schaltung oder der Γ -Schaltung, die in **Abbildung 3.9** dargestellt sind, modelliert [6].

Kapitel 3 Analytische Betrachtungen von Kurzschlussströme

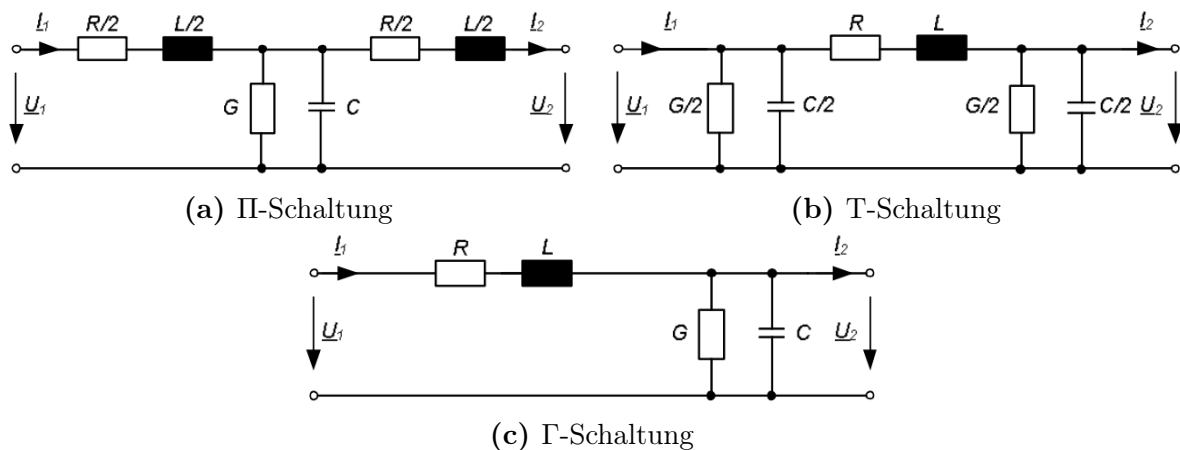


Abbildung 3.9: Ersatzschaltbild für eine elektrische kurze Leitung (Quelle: [6, S.25])

Die Längs- und Querimpedanzen der Leitung bzw. des Kabels werden meistens pro Kilometer angegeben und müssen daher mit der Leitungslänge l multipliziert werden. Die Querimpedanzen der Leitung, und zwar die Leitwerte und die Leitungskapazitäten, werden oft vernachlässigt, die Impedanz der Leitung wird daher wie folgt berechnet [7]:

$$R_L = l \cdot R' \quad (3.12)$$

$$X_L = l \cdot X' \quad (3.13)$$

$$\underline{Z}_L = R_L + jX_L \quad (3.14)$$

DFIG

Das Mit- und Gegensystem von einem Asynchrongenerator kann wie folgt dargestellt werden [25]:

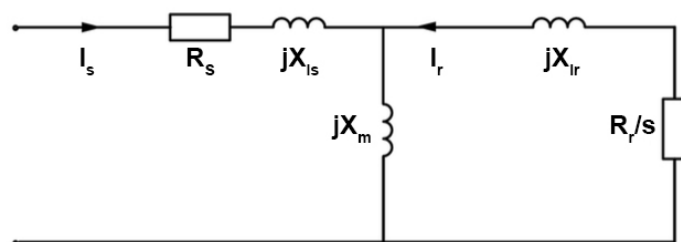


Abbildung 3.10: Mitsystem eines Asynchrongenerators (Quelle: modifiziert übernommen aus [25])

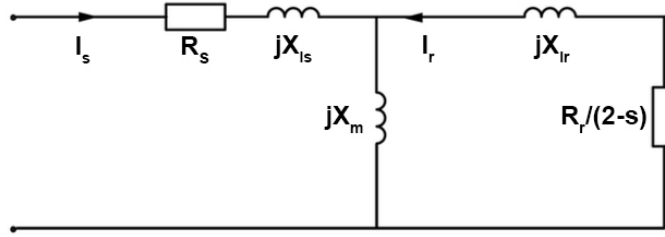


Abbildung 3.11: Gegensystem eines Asynchrongenerators (Quelle: modifiziert übernommen aus [25])

Diese Ersatzschaltbilder sind auch für einen DFIG mit Crowbar sinnvoll, wenn man R_r mit $R_r + R_{cb}$ ersetzt [26]. Aus den Abbildungen 3.10 und 3.11 berechnen sich die Mit- und Gegensystem-Impedanzen des DFIG mit Crowbar zu:

$$\underline{Z}_{DFIG (1)} = R_s + jX_{ls} + \frac{jX_m \cdot \left(jX_{lr} + \frac{R_r + R_{cb}}{s} \right)}{jX_m + jX_{lr} + \frac{R_r + R_{cb}}{s}} \quad (3.15)$$

$$\underline{Z}_{DFIG (2)} = R_s + jX_{ls} + \frac{jX_m \cdot \left(jX_{lr} + \frac{R_r + R_{cb}}{2-s} \right)}{jX_m + jX_{lr} + \frac{R_r + R_{cb}}{2-s}} \quad (3.16)$$

Der Schlupf s wird wie folgt berechnet [22]:

$$s = \frac{n_{\phi, Stator} - n_{Rotor}}{n_{\phi, Stator}} \quad (3.17)$$

Bei einem DFIG variiert er meistens zwischen $\pm 0,3$ [8]. Der Rotorwiderstand wird im Mitsystem durch den Schlupf s dividiert (Abbildung 3.10), während er im Gegensystem durch den größeren Faktor $2 - s$ dividiert wird (Abbildung 3.11). Aus diesem Grund ist die Auswirkung des Rotorwiderstands im Mitsystem größer als im Gegensystem. Wenn man R_r mit $R_r + R_{cb}$ ersetzt, nimmt diese Auswirkung noch zu und die gesamte Impedanz des Generators nimmt im Mitsystem stärker zu als im Gegensystem.

Aufgrund der $\Delta y g$ -Schaltung des zweiten Transformators (Abbildung 3.6) muss das Nullsystem des Generators nicht beachtet werden.

Im Kapitel 2 wurde in Abbildung 2.10 das Ersatzschaltbild eines DFIG ohne Crowbar dargestellt. Jedoch wurde kein Modell des DFIG ohne Crowbar in symmetrischen Komponenten in der Literatur gefunden.

Synchrongenerator

Der Synchrongenerator wird laut [21] im Mitsystem durch den Statorwiderstand R_s und die subtransiente Längsreaktanz X_d'' beschrieben. Im Gegensystem wird zusätzlich die subtransiente Querreaktanz X_q'' berücksichtigt:

$$\underline{Z}_{SG(1)} = R_s + j \cdot X_d'' \quad (3.18)$$

$$\underline{Z}_{SG(2)} = R_s + j \cdot \frac{X_d'' + X_q''}{2} \quad (3.19)$$

Darstellung des Netzabschnittes in symmetrischen Komponenten

Der Netzabschnitt wird daher in symmetrischen Komponenten wie folgt dargestellt [14][8]:

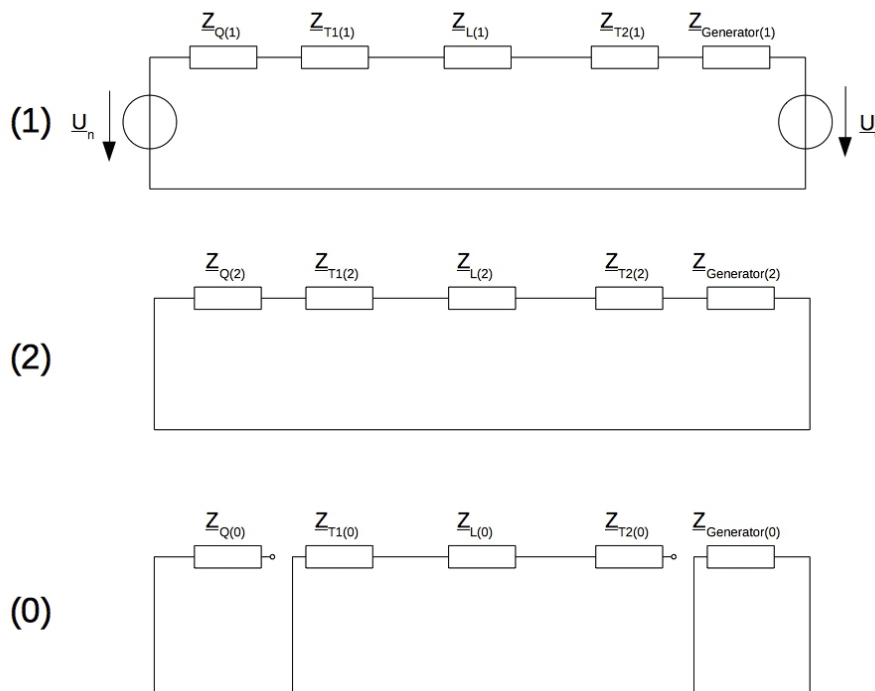


Abbildung 3.12: Mit- (1), Gegen- (2) und Nullsystem (0) des untersuchten Netzabschnitts [14][8]

Wobei:

- $\underline{Z}_{Q(1)} = \underline{Z}_{Q(2)} = \underline{Z}_{Q(0)}$
- $\underline{Z}_{T1(1)} = \underline{Z}_{T1(2)} = \underline{Z}_{T1(0)}$
- $\underline{Z}_{T2(1)} = \underline{Z}_{T2(2)} = \underline{Z}_{T2(0)}$
- $\underline{Z}_{L(1)} = \underline{Z}_{L(2)}$

3.3.3 Symmetrische und unsymmetrische Fehler

Dreipoliger Kurzschluss

Bei einem dreipoligen Kurzschluss gelten am Fehlerort folgende Bedingungen, in Abhängigkeit ob der Kurzschluss mit oder ohne Erdberührung erfolgt [7]:

Mit Erdberührung:

$$\begin{aligned} \underline{U}_{aN,F} &= & \underline{U}_{(0)} &= 0 \\ &= \underline{U}_{bN,F} & \Leftrightarrow & \underline{U}_{(1)} &= 0 \\ &= \underline{U}_{cN,F} = 0 & & \underline{U}_{(2)} &= 0 \end{aligned} \quad (3.20)$$

Ohne Erdberührung:

$$\begin{aligned} \underline{I}_{a,F} + \underline{I}_{b,F} + \underline{I}_{c,F} &= 0 & \underline{I}_{(0)} &= 0 \\ \underline{U}_{aN,F} = \underline{U}_{bN,F} &= & \Leftrightarrow & \underline{U}_{(1)} &= 0 \\ &= \underline{U}_{cN,F} & & \underline{U}_{(2)} &= 0 \end{aligned} \quad (3.21)$$

Diese Bedingungen werden in Abbildung 3.13 dargestellt:

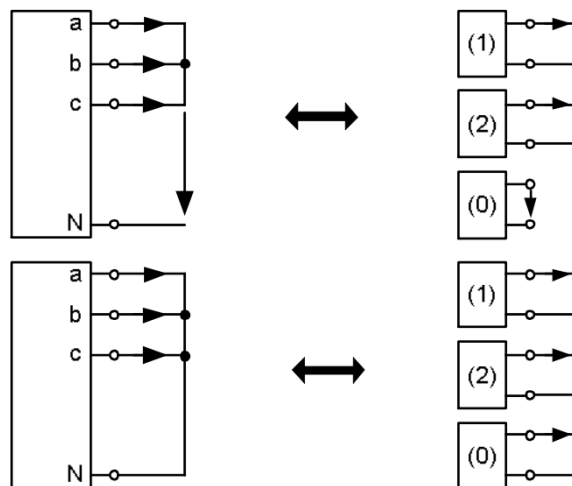


Abbildung 3.13: Dreipoliger Fehler ohne (oben) und mit (unten) Erdberührung im Bildbereich der symmetrischen Komponenten (Quelle: [7])

Kapitel 3 Analytische Betrachtungen von Kurzschlussströme

Mit diesen Bedingungen wird der symmetrisch gespeiste Netzabschnitt, der im Punkt 3.3.2 erläutert wurde, wie folgt dargestellt:

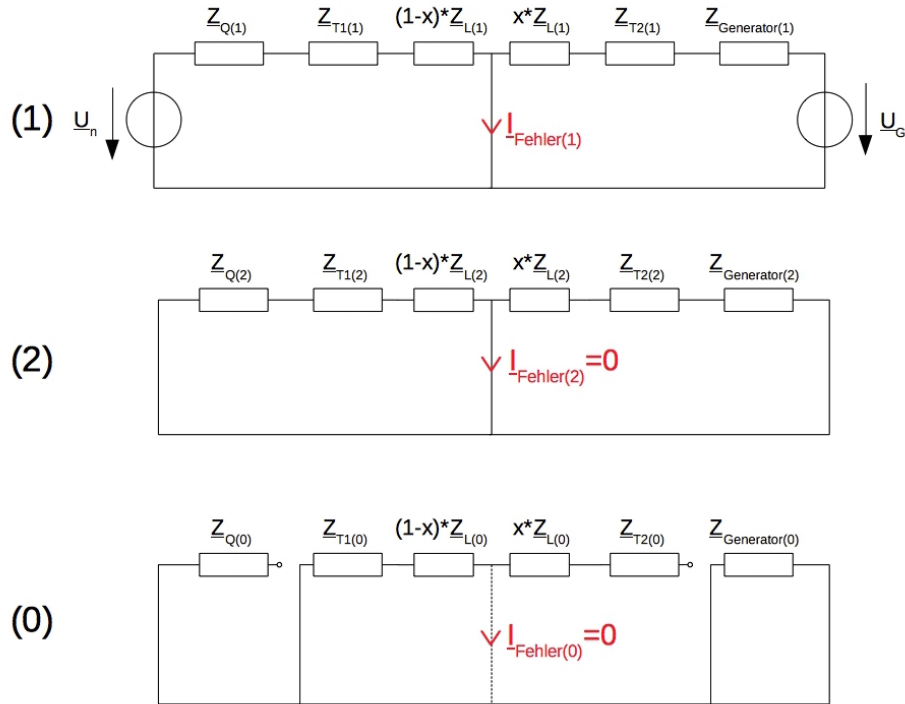


Abbildung 3.14: Mit- (1), Gegen- (2) und Nullsystem (0) des untersuchten Netzabschnitts beim dreipoligen Kurzschluss ohne Erdberührung (ohne gestrichelte Linie) oder mit Erdberührung (mit gestrichelter Linie) [14]

Wobei x zwischen 0 und 1 liegt und mit dem Fehlerort variiert.

Da die Speisungen von dem Netz und dem Generator symmetrisch sind, kommt nur das Mitsystem zur Einsatz.

Einpoliger Kurzschluss

Im Fall eines einpoligen Fehlers in der Phase a sind die Bedingungen am Fehlerort die folgenden [7]:

$$\begin{aligned}
 \underline{I}_{b,F} &= 0 & \underline{I}_{(0)} &= \underline{I}_{(1)} = \underline{I}_{(2)} \\
 \underline{I}_{c,F} &= 0 & \Leftrightarrow & \\
 \underline{U}_{aN,F} &= 0 & \underline{U}_{(0)} + \underline{U}_{(1)} + \underline{U}_{(2)} &= 0
 \end{aligned} \tag{3.22}$$

Kapitel 3 Analytische Betrachtungen von Kurzschlussströme

In diesem Fall werden daher Mit-, Gegen- und Nullsystem seriell geschaltet, wie es in Abbildung 3.15 dargestellt ist.

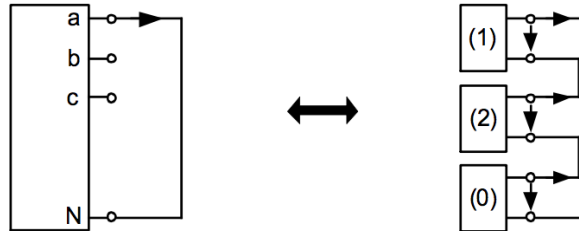


Abbildung 3.15: Einpoliger Kurzschluss im Bildbereich der symmetrischen Komponenten (Quelle: [7])

Diese Bedingungen entsprechen bei dem betrachteten Netzabschnitt:

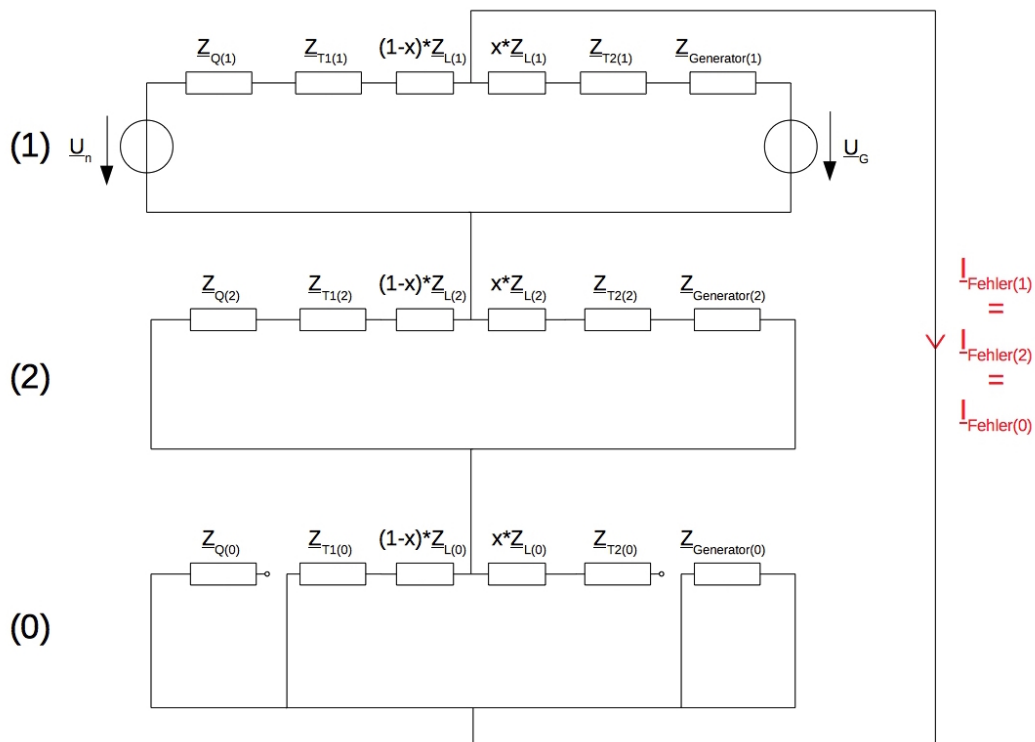


Abbildung 3.16: Mit- (1), Gegen- (2) und Nullsystem (0) des untersuchten Netzabschnitts beim einpoligen Kurzschluss [14]

Zweipoliger Kurzschluss

Der Kurzschluss erfolgt zwischen den Phasen b und c. Je nachdem ob der Kurzschluss mit oder ohne Erdberührung erfolgt sind die Fehlerbedingungen die folgenden [7]:

Ohne Erdberührung:

$$\begin{aligned} \underline{I}_{a,F} &= 0 & \underline{I}_{(0)} &= 0 \\ \underline{I}_{b,F} + \underline{I}_{c,F} &= 0 & \Leftrightarrow \underline{I}_{(2)} &= -\underline{I}_{(1)} \\ \underline{U}_{bN,F} &= \underline{U}_{cN,F} & \underline{U}_{(2)} &= \underline{U}_{(1)} \end{aligned} \quad (3.23)$$

Mit Erdberührung:

$$\begin{aligned} \underline{I}_{a,F} &= 0 & \underline{I}_{(0)} + \underline{I}_{(1)} + \underline{I}_{(2)} &= 0 \\ \underline{U}_{bN,F} = \underline{U}_{cN,F} &= 0 & \Leftrightarrow \underline{U}_{(0)} &= \underline{U}_{(1)} = \underline{U}_{(2)} \end{aligned} \quad (3.24)$$

Wie in Abbildung 3.17 und 3.18 ersichtlich ist, werden beim zweipoligen Kurzschluss Mit- und Gegensystem parallel geschaltet. Im Fall des zweipoligen Kurzschlusses mit Erdberührung wird das Nullsystem parallel dazu geschaltet.

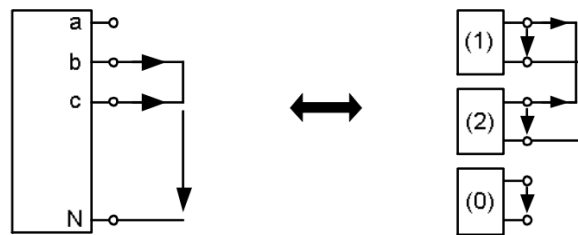


Abbildung 3.17: Zweipoliger Fehler ohne Erdberührung im Bildbereich der symmetrischen Komponenten (Quelle: [7])

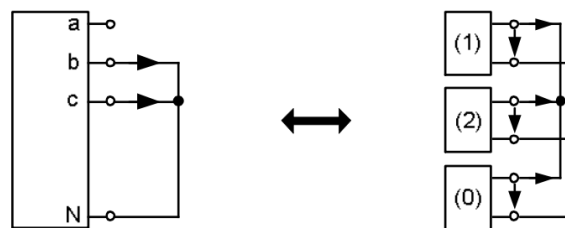


Abbildung 3.18: Zweipoliger Fehler mit Erdberührung im Bildbereich der symmetrischen Komponenten (Quelle: [7])

In dem betrachteten Netzabschnitt werden diese Bedingungen wie folgt dargestellt:

Kapitel 3 Analytische Betrachtungen von Kurzschlussströme

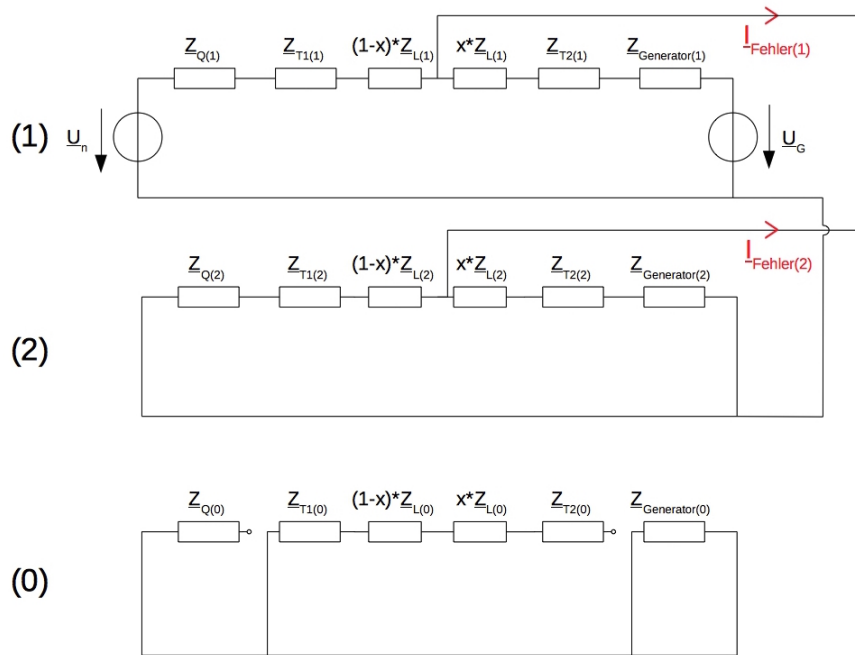


Abbildung 3.19: Mit- (1), Gegen- (2) und Nullsystem (0) des untersuchten Netzabschnitts beim zweipoligen Kurzschluss ohne Erdberührung [14]

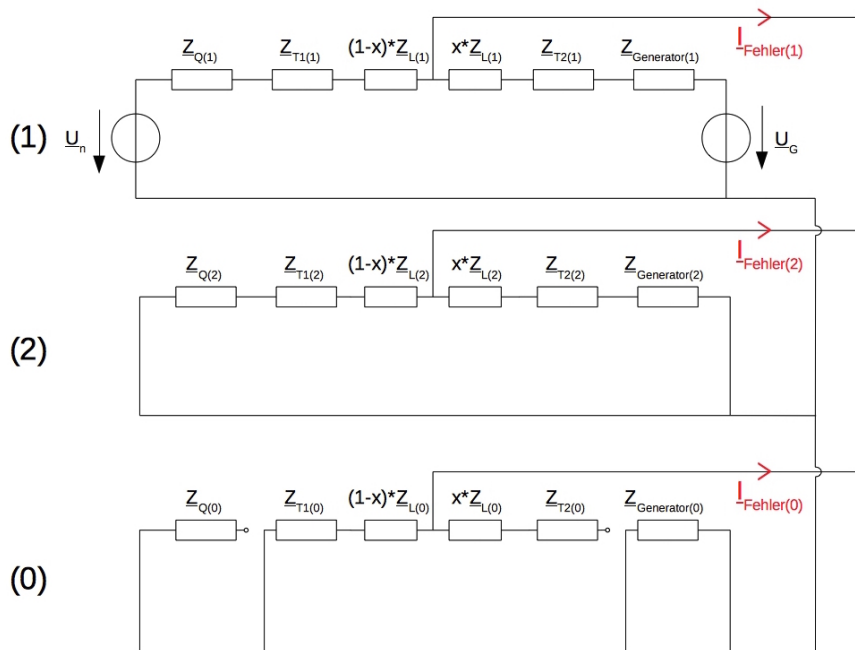


Abbildung 3.20: Mit- (1), Gegen- (2) und Nullsystem (0) des untersuchten Netzabschnitts beim zweipoligen Kurzschluss mit Erdberührung [14]

Kapitel 4: Simulationsmodell

4.1 Simulationsnetz

In dieser Diplomarbeit wurden alle Simulationen mit MATLAB/SIMULINK durchgeführt. Der untersuchte Netzabschnitt beinhaltet einen 110 kV Netzanschluss, der an einen 110 kV/20 kV Transformator mit der Schaltgruppe Δyg angeschlossen ist. Auf der Sekundärseite des Transformators befindet sich eine 5 km lange Freileitung. Am Ende dieser Freileitung ist ein weiterer Transformator mit der Schaltgruppe Δyg angeschlossen, der die Spannung von 20 kV auf 575 V umsetzt. Es werden auf der Sekundärseite dieses Transformators Generatoren angeschlossen, die im nächsten Abschnitt beschrieben werden. Bei den Simulationen werden verschiedene Kurzschlüsse auf der Freileitung simuliert. Die Fehler treten entlang der Freileitung bei den Simulationen an verschiedenen Orten auf. Das Modellnetz ist in Abbildung 4.1 dargestellt.

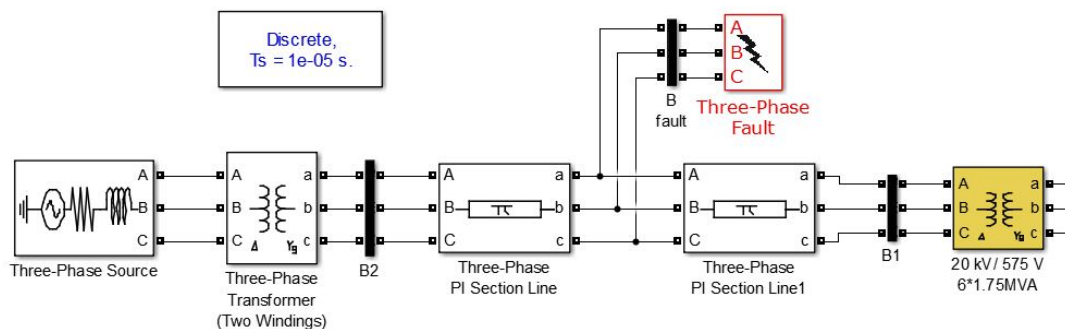


Abbildung 4.1: Modellnetz in SIMULINK

Das Ziel dieser Diplomarbeit ist es, den Einfluss des Anschlusses einer Windkraftanlage auf den Kurzschlussstrom im Mittelspannungsnetz zu untersuchen. Von besonderem Interesse ist daher der Strom am Bus B1.

Die Parameter des Netzabschnittes werden in Tabelle 4.1 zusammengefasst.

Netzanschluss		
Nennspannung	U_N	110 kV
Frequenz	f_N	50 Hz
Kurzschlussleistung	S_K	3 GVA
Verhältnis R/X	R_Q/X_Q	0,1
Transformator T1		
Schaltgruppe		Δyg
Nennleistung	$S_{n,T1}$	20 MVA
Primär-Außenleiterspannung	$U_{1,AL,T1}$	110 kV
Sekundär-Außenleiterspannung	$U_{2,AL,T1}$	20 kV
Primär-Strangspannung	$U_{1,Str,T1}$	110 kV
Sekundär-Strangspannung	$U_{2,Str,T1}$	$20/\sqrt{3}$ kV
Übersetzungsverhältnis	\ddot{u}_{T1}	3,18
Primär-Widerstand	$R_{1,T1}$	0,005 p.u.
Sekundär-Widerstand	$R_{2,T1}$	0,005 p.u.
Primär-Induktanz	$L_{1,T1}$	0,03 p.u.
Sekundär-Induktanz	$L_{2,T1}$	0,03 p.u.
Magnetisierungswiderstand	$R_{m,T1}$	500 p.u.
Magnetisierungsinduktanz	$L_{m,T1}$	500 p.u.
Freileitung		
Länge	l	5 km
Mitsystem-Widerstandsbelag	r'_1	0,1017 Ω/km
Mitsystem-Induktanzbelag	l'_1	$1,0759 \cdot 10^{-3}$ H/km
Mitsystem-Kapazitätsbelag	c'_1	$10,86 \cdot 10^{-9}$ F/km
Nullsystem-Widerstandsbelag	r'_0	0,2497 Ω/km
Nullsystem-Induktanzbelag	l'_0	$4,7931 \cdot 10^{-3}$ H/km
Nullsystem-Kapazitätsbelag	c'_0	$4,82 \cdot 10^{-9}$ F/km
Transformator T2		
Schaltgruppe		Δyg
Nennleistung	$S_{n,T2}$	10,5 MVA
Primär-Außenleiterspannung	$U_{1,AL,T2}$	20 kV
Sekundär-Außenleiterspannung	$U_{2,AL,T2}$	575 V
Primär-Strangspannung	$U_{1,Str,T2}$	20 kV
Sekundär-Strangspannung	$U_{2,Str,T2}$	$575/\sqrt{3}$ V
Übersetzungsverhältnis	\ddot{u}_{T2}	20,08
Primär-Widerstand	$R_{1,T2}$	$8,333 \cdot 10^{-4}$ p.u.
Sekundär-Widerstand	$R_{2,T2}$	$8,333 \cdot 10^{-4}$ p.u.
Primär-Induktanz	$L_{1,T2}$	0,025 p.u.
Sekundär-Induktanz	$L_{2,T2}$	0,025 p.u.
Magnetisierungswiderstand	$R_{m,T2}$	500 p.u.
Magnetisierungsinduktanz	$L_{m,T2}$	∞

Tabelle 4.1: Parameter des untersuchten Netzabschnittes

Kapitel 4 Simulationsmodell

Anhand dieser Werten kann der Netzabschnitt mit der im Kapitel 3.3 erläuterten Methode in symmetrischen Komponenten beschrieben werden. Der Widerstand und die Reaktanz der Transformatoren können wie folgt berechnet werden [23]:

$$R_T = u_r \frac{U_{i,AL}^2}{S_{nT}} \quad (4.1)$$

$$X_T = u_x \frac{U_{i,AL}^2}{S_{nT}} \quad (4.2)$$

Wobei u_r und u_x der Anteil der Kurzschlussspannung ist, welcher aus den Widerständen bzw. aus den Reaktanzen besteht. Sie berechnen sich zu [23]:

$$u_r = R_{1(p.u.)} + R_{2(p.u.)} \quad (4.3)$$

$$u_x = X_{1(p.u.)} + X_{2(p.u.)} \quad (4.4)$$

Die Ergebnisse sind in Tabelle 4.2 zusammengefasst. Alle Querimpedanzen wurden vernachlässigt.

Bezugspunkt		Fehlerort
Außenleiterspannung am Bezugspunkt	U_n	20 kV
Netzanschluss		
Netzimpedanz	\underline{Z}_Q	$0,0133 + j \cdot 0,1327 \Omega$
Transformator T1		
T1-Impedanz	\underline{Z}_{T1}	$0,2 + j \cdot 1,2 \Omega$
Freileitung		
Mitsystem-Längsimpedanz der Leitung	$\underline{Z}_{L(1)}$	$0,5085 + j \cdot 1,69 \Omega$
Nullsystem-Längsimpedanz der Leitung	$\underline{Z}_{L(0)}$	$1,2485 + j \cdot 7,529 \Omega$
Transformator T2		
T2-Impedanz	\underline{Z}_{T2}	$0,0635 + j \cdot 1,9048 \Omega$

Tabelle 4.2: Symmetrische Komponenten des untersuchten Netzabschnittes

4.2 Modell der Windkraftanlage mit DFIG

Es werden zwei Modelle von Generatoren untersucht und verglichen. Einerseits wird eine Windkraftanlage mit doppelt gespeistem Asynchrongenerator eingesetzt und andererseits ein Synchrongenerator.

Allgemeine Beschreibung

Um die Windkraftanlage mit doppelt gespeistem Asynchrongenerator zu simulieren, wurde ein Modell aus den Beispielen von MATLAB/SIMULINK benutzt. Das Modell nennt sich *Wind Farm - DFIG Detailed Model* und ist in *Examples* → *Specialized Technology* → *Renewable Energy* von der Bibliothek SimPowerSystems zu finden. In diesem Beispiel wird eine 9 MW Windkraftanlage, die aus 6 Windturbinen besteht, mit einer Windgeschwindigkeit von 15 m/s und einer Spannung von 575 V betrieben. Sie wird über einen Transformator mit einem Mittel- und Hochspannungsnetzabschnitt verbunden.

In dieser Diplomarbeit wurde nur der Windkraftanlagen-Block von diesem Beispiel übernommen und mit einer Crowbar ausgestattet. Dies ist in den Abbildungen 4.2 und 4.3 dargestellt.

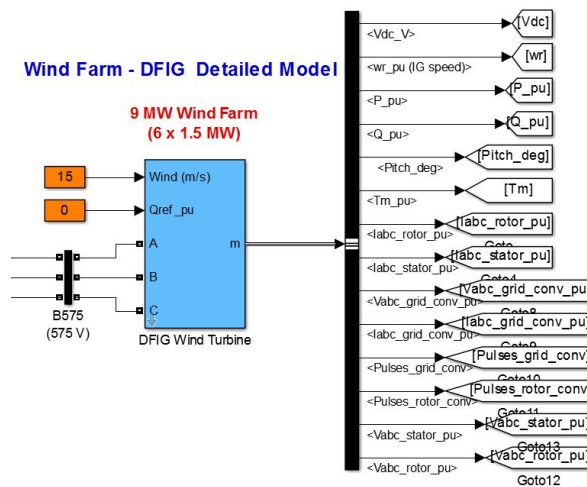


Abbildung 4.2: Modell der Windkraftanlage mit doppelt gespeistem Asynchrongenerator in SIMULINK

Kapitel 4 Simulationsmodell

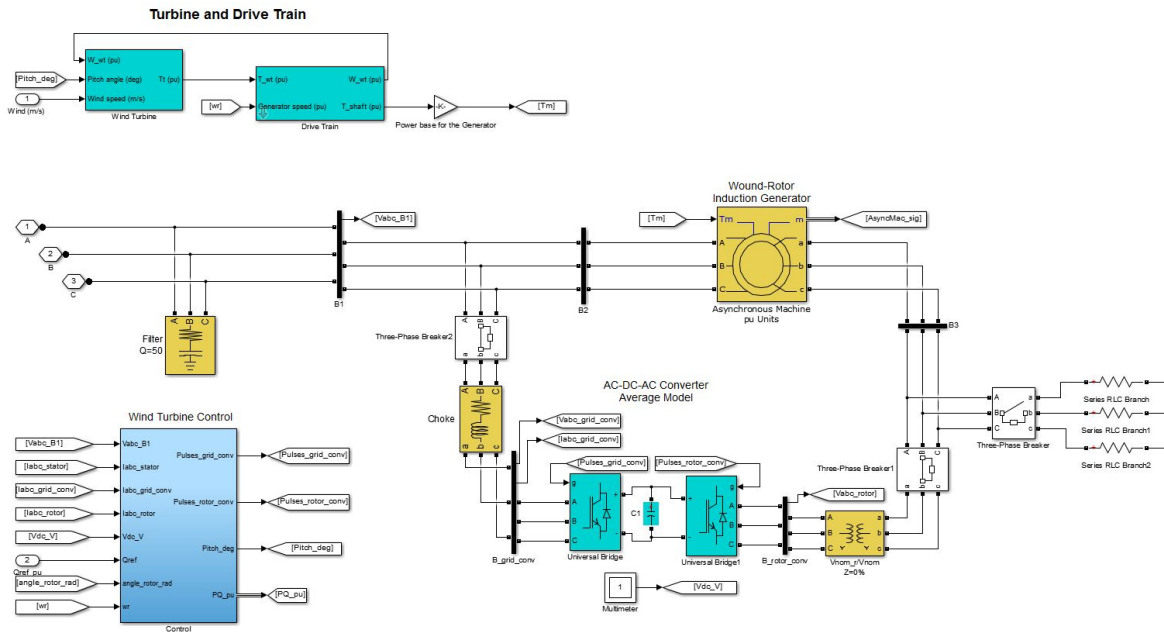


Abbildung 4.3: Modell des doppelt gespeisten Asynchrongenerators in SIMULINK

Es ist in Abbildung 4.3 ersichtlich, dass der Asynchrongenerator einerseits über seinen Stator direkt an das Netz angeschlossen ist, andererseits über seinen Schleifringläufer und einem AC/DC/AC Umrichter mit dem Netz verbunden ist. In dem Rotorkreis kommt auf der Rotor-Seite ein 575 V/1975 V Transformator und auf der Netz-Seite eine RL-Dämpfung zum Einsatz. Wie in Kapitel 2 erwähnt wurde, besteht der GSC aus einem Sechspulsgleichrichter und der RSC aus einem Sechspulswechselrichter. Die Zündung der Thyristoren wird durch die Signale *Pulses_grid_conv* und *Pulses_rotor_conv* geregelt. Diese Signale werden von dem *Wind Turbine Control*-Block erstellt. Das Drehmoment des Asynchrongenerators wird von dem *Turbine and Drive Train*-Block gesteuert und ist unter anderem von der Windgeschwindigkeit abhängig.

Crowbar-Modell

Um eine Crowbar zu simulieren wurde ein symmetrischer dreiphasiger in Stern geschalteter Widerstand an der RSC-Seite angeschlossen und Schalter auf der RSC- und der GSC-Seite hinzugefügt. Im Normalbetrieb ist die Crowbar vom Rotorkreis getrennt. Wenn ein Fehler auftritt wird im Idealfall gleichzeitig die Crowbar eingeschaltet. Zur gleichen Zeit soll der RSC ausgeschaltet werden. Wie in [15] beschrieben ist, kann man dies beim Ausschalten des Rotorkreises auf der Rotor- und Netz-Seite simulieren. Das Modell entspricht [9], [18] und [19].

Parameter des DFIG

Die Parameter eines doppelt gespeisten Asynchrongenerators lauten:

Scheinleistung pro Windturbine	$S_{N,DFIG}$	$1,5 \cdot 10^6 / 0,9 \text{ MW}$
Außenleiter-Statorspannung	U_{Stator}	575 V
Außenleiterspannung in den Rotor-Umrichtern	$U_{Umrichter}$	1975 V
Frequenz	f_N	50 Hz
Statorwiderstand	R_s	$0,023 \text{ p.u.}$
Stator-Streuinduktivität	L_{ls}	$0,18 \text{ p.u.}$
Rotorwiderstand (auf der Stator bezogen)	R_r	$0,016 \text{ p.u.}$
Rotor-Streuinduktivität (auf der Stator bezogen)	L_{lr}	$0,16 \text{ p.u.}$
Gegeninduktivität	L_m	$2,9 \text{ p.u.}$
Polpaarzahl	p	3

Tabelle 4.3: Parameter des doppelt gespeisten Asynchrongenerators

Diese Parameter werden beim Multiplizieren mit dem Bezugswiderstand in Ohm umgerechnet [17]:

$$R_{Bezug, DFIG} = \frac{U_{Stator}^2}{S_{N,DFIG}} = 0,1984 \Omega \quad (4.5)$$

Mit den Gleichungen 3.15 und 3.16 erhält man die Ersatzwiderstände für einen DFIG im Mit- und Gegensystem. Das Modell besteht aus 6 Windturbinen, was 6 parallelgeschaltete DFIG entspricht. Man erhält die gesamten Ersatzwiderstände der Windkraftanlage wenn man die Ersatzwiderstände eines DFIG durch 6 dividiert. Zusätzlich müssen sie noch auf die Spannungsseite des Fehlerorts (Bezugspunkt) umgerechnet werden.

$$\underline{Z}_{WKA, 20kV (1)} = \underline{Z}_{1DFIG, 575V (1)} \cdot \frac{1}{6} \cdot \left(\frac{20 \text{ kV}}{575 \text{ V}} \right)^2 \quad (4.6)$$

$$\underline{Z}_{WKA, 20kV (2)} = \underline{Z}_{1DFIG, 575V (2)} \cdot \frac{1}{6} \cdot \left(\frac{20 \text{ kV}}{575 \text{ V}} \right)^2 \quad (4.7)$$

Der Crowbar-Widerstand sollte einerseits groß genug sein, um den Kurzschlussstrom zu begrenzen. Andererseits sollte er klein gehalten werden, um eine unzulässige Spannung im Rotorkreis zu vermeiden [18]. In einigen Papers wird der Wert des Crowbar-Widerstands als ein Vielfaches von dem Rotorwiderstand angegeben. Je nachdem wie der DFIG ausgelegt ist, befindet sich ein akzeptabler Crowbar-Widerstand laut [26], [18] und [8] zwischen $5R_r$ und $50R_r$, wobei $20R_r$ ein häufiger Wert ist. Für dieses Modell wurden wie im Paper [26] Crowbar-Widerstände von $5R_r$ und $20R_r$ eingesetzt. Die am Fehlerort

Kapitel 4 Simulationsmodell

bezogenen Ersatzwiderstände der Windkraftanlage für diese Crowbar-Widerstände sind in Tabelle 4.4 erläutert.

R_{cb}	$5R_r$	$20R_r$
$\underline{Z}_{WKA, 20kV} (1)$	$12,2921 + j \cdot 14,4546$	$36,4039 + j \cdot 26,2529$
$\underline{Z}_{WKA, 20kV} (2)$	$2,9481 + j \cdot 13,3028$	$7,9912 + j \cdot 13,7221$

Tabelle 4.4: Symmetrische Komponenten des doppelt gespeisten Asynchrongenerators bei verschiedenen Crowbar-Widerständen

Den dreiphasigen Crowbar-Widerstand in SIMULINK konnte man nur in Ohm einstellen. Er wurde zu den 6 parallel geschalteten DFIG hinzu geschaltet. Daher wurde er in SIMULINK wie folgt eingestellt:

$$R_{cb, SIMULINK} = x \cdot R_r = x \cdot R_{r(p.u.)} \cdot R_{Bezug} \cdot \frac{1}{6} = x \cdot 5,2907 \cdot 10^{-4} \Omega \quad (4.8)$$

Einfluss der Windgeschwindigkeit

Die Windkraftanlage wird Pitch geregelt. Der Blattwinkel, die Rotorgeschwindigkeit und die von dem DFIG abgegebene Wirk-, Blind- und Scheinleistung ändern sich in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit, wie es in Abbildung 4.4 ersichtlich ist.

Bei einer Windgeschwindigkeit von 5 bis 15 m/s liegt der Blattwinkel bei 0°. Bei solchen kleinen Windgeschwindigkeiten verändert sich der Anstellwinkel nicht, da die Strömung laminar ist. Ab einer Windgeschwindigkeit von 15 m/s verändert sich die Strömung. Wie in Kapitel 2 erklärt, soll sich aber der Anstellwinkel verringern, daher wird der Blattwinkel entsprechend erhöht. Die Rotorgeschwindigkeit und die Scheinleistung in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit stellen einen ähnlichen Verlauf dar: Sie sind von 5 bis 15 m/s konstant und erhöhen sich ab 15 m/s. Hingegen steigt die Wirkleistung linear von 5 bis 30 m/s. Diese konstante Steigung kann man dadurch erklären, da bei einer Rotorgeschwindigkeit geringer als die Nenngeschwindigkeit, der Rotor Leistung aus dem Netz bezieht und bei Rotorgeschwindigkeiten über der Nenngeschwindigkeit der Rotor Leistung in das Netz einspeist.

Aus der Gleichung 3.17 des Schlupfes s und 2.12 der Rotorfrequenz f_{Rotor} erhält man den Zusammenhang zwischen s und f_{Rotor} :

$$f_{Rotor} = |s| \cdot f_N \quad (4.9)$$

Bei dem betrachteten Generator ist dieser Zusammenhang in Tabelle 4.5 erläutert.

Kapitel 4 Simulationsmodell

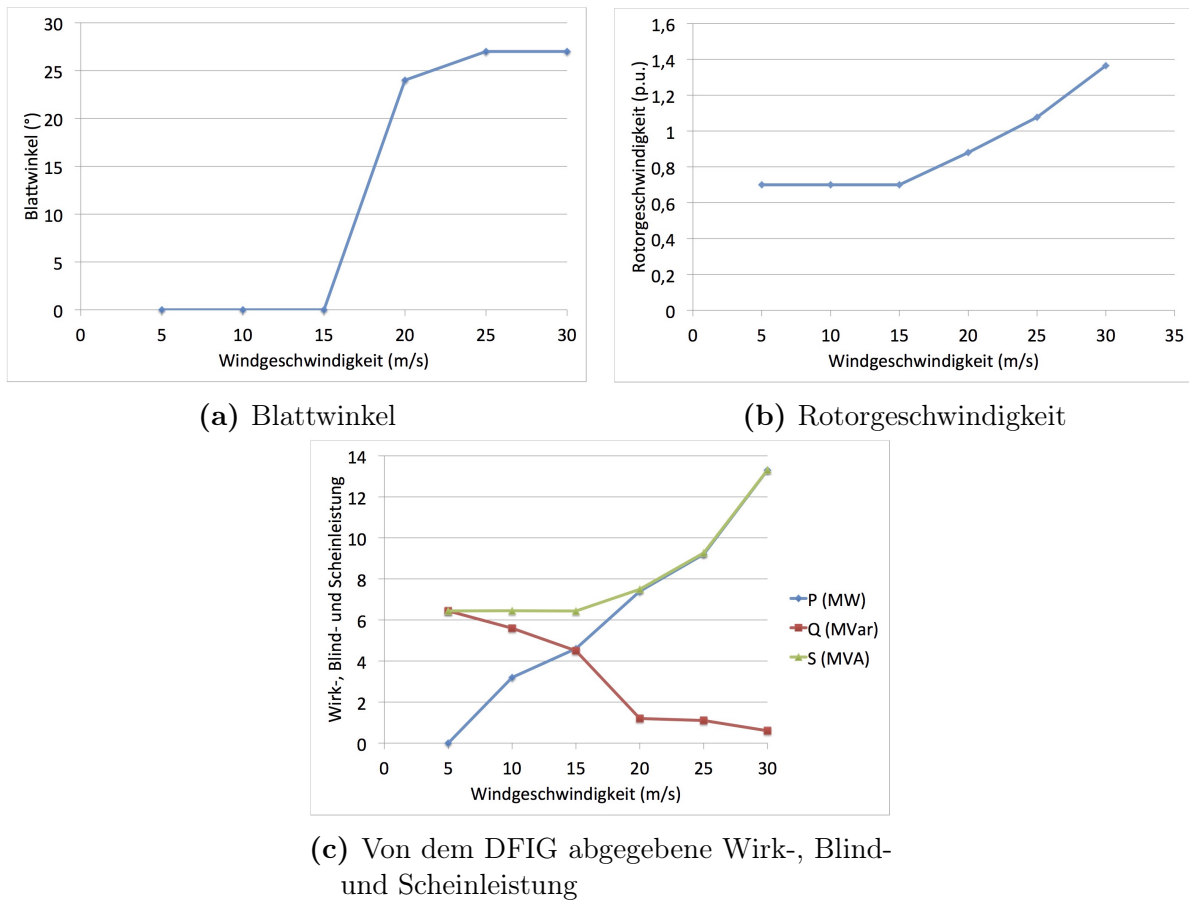


Abbildung 4.4: Blattwinkel, Rotorgeschwindigkeit, Wirk-, Blind- und Scheinleistung in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit

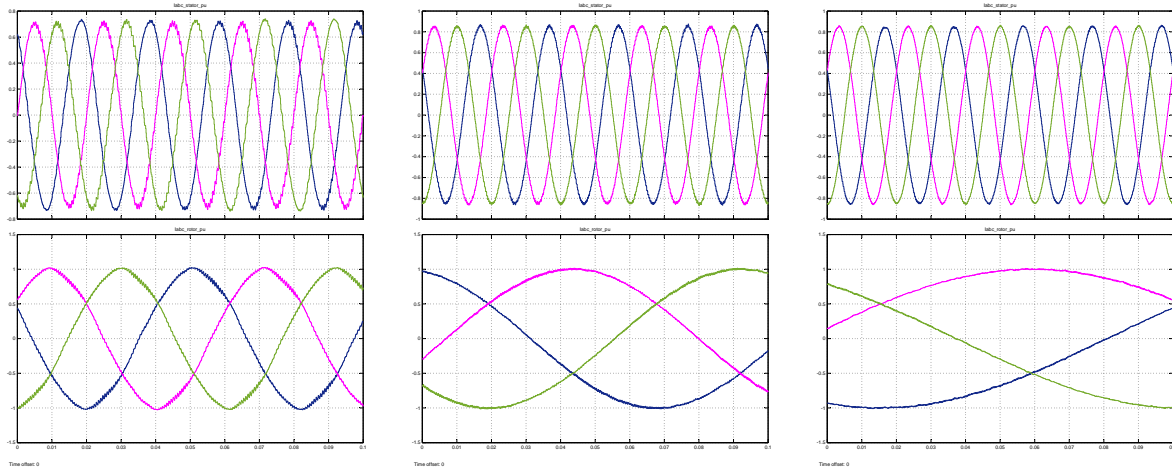
Windgeschwindigkeit (m/s)	Rotorgeschwindigkeit (p.u.)	Schlupf (-)	Rotorfrequenz (Hz)
5	0,7	0,3	15
10	0,7	0,3	15
15	0,7	0,3	15
20	0,88	0,12	6
25	1,08	-0,08	4
30	1,37	-0,37	18,5

Tabelle 4.5: Zusammenhang Schlupf-Windgeschwindigkeit

In [Abbildung 4.5](#) sind die Rotorspannung und der Rotorstrom bei verschiedenen Windgeschwindigkeiten dargestellt. Die Rotorspannung hat immer eine Frequenz von 50 Hz, während die Frequenz des Rotorstroms sich entsprechend der [Tabelle 4.5](#) verändert. Für

Kapitel 4 Simulationsmodell

die Simulationen wird eine Windgeschwindigkeit von 15 m/s eingestellt.



(a) 15 m/s, $f_{Rotor} = 15 \text{ Hz}$

(b) 20 m/s, $f_{Rotor} = 6 \text{ Hz}$

(c) 25 m/s, $f_{Rotor} = 4 \text{ Hz}$

Abbildung 4.5: Rotorspannung und -strom bei verschiedenen Windgeschwindigkeiten

4.3 Modell des Synchrongenerators

Synchrongeneratoren sind die häufigsten Generatoren in konventionellen thermischen Kraftwerken sowie in hydraulischen Kraftwerken. In dieser Diplomarbeit soll ein Vergleich zwischen konventionellen Generatoren, die am Netz am häufigsten angeschlossen sind, und doppelt gespeisten Asynchrongeneratoren, die mit dem Anstieg der installierte Windleistung verbreiteter sein werden, durchgeführt werden. Der Kurzschlussstrom dieser Generatoren wird von besonderem Interesse sein.

Das Synchrongenerator-Modell ist in Abbildung 4.6 dargestellt. Die mechanische Leistung wird mit 1 p.u. vorgegeben. Die Feldspannung wird über einen Erregerkreis (*Excitation System*-Block aus SIMULINK SimPowerSystems) geregelt. Dieser Block besteht aus einem IEEE Typ 1 Spannungsregler und aus einem DC-Erreger, der keine Sättigung aufweist [16]. Die Sollwert der Klemmenspannung beträgt 1 p.u. Des Weiteren wurden Widerstände parallel zum Synchrongenerator geschaltet, damit dieser in Verbindung mit dem induktive 20 kV/575 V Transformator aus Abbildung 4.1 simuliert werden kann.

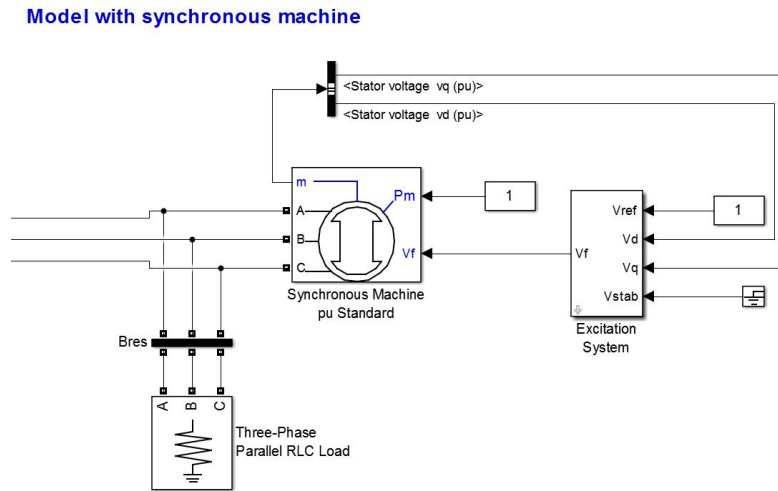


Abbildung 4.6: Modell des Synchrongenerators in SIMULINK

Um einen relevanten Vergleich zu machen, soll das Synchrongenerator-Modell an dem selben Simulationsnetz wie das DFIG-Modell angeschlossen werden. Das Simulationsnetz wurde im Abschnitt 4.1 beschrieben, die Generatoren sollen mit einer Spannung von 575 V betrieben werden und über den Transformator T2 an dem Mittelspannungsnetz angeschlossen werden. Typische Parameterwerte zur Beschreibung des Kurzschlussverhaltens der Synchronmaschine sind in [23] für hydraulischen und thermischen Kraftwerke angegeben. Konventionelle thermische Kraftwerke produzieren meistens eine Leistung von Hunderten bis über ein Tausend Megawatt und werden daher an dem Hochspannungsnetz angeschlossen. Die Parameter von einem konventionellen Synchrongenerator könnten daher nicht für die Simulationen benutzt werden. In den SimPowerSystems Beispielen wird auch eine Windkraftanlage mit 5 Synchrongeneratoren mit Vollumrichter beschrieben. Da die gesamte Leistung des Modells 10 MW beträgt, ähnlich wie die 9 MW des DFIG-Modell, und da die Synchrongeneratoren mit einer Spannung von 575 V betrieben werden, wurden die Parameter von diesen Synchrongeneratoren für das Modell übernommen. Diese Parameter entsprechen den typischen Parametern eines hydraulischen Synchrongenerators aus [23] und werden in Tabelle 4.6 erläutert. Statt 5 Synchrongeneratoren, die 2 MW erzeugen, wurde hier 1 Synchrongenerator, der 10 MW erzeugt, eingestellt.

Scheinleistung	$S_{N,SG}$	10 MW
Außenleiter-Statorspannung	U_{Stator}	575 V
Rotortyp		Schenkelpollläufer
Synchrone Längsreaktanz	X_d	1,305 p.u.
Transiente Längsreaktanz	X'_d	0,296 p.u.
Subtransiente Längsreaktanz	X''_d	0,252 p.u.
Synchrone Querreaktanz	X_q	0,474 p.u.
Subtransiente Querreaktanz	X''_q	0,243 p.u.
Streureaktanz	X_l	0,243 p.u.
Transiente Längszeitkonstante	T'_d	4,49 p.u.
Subtransiente Längszeitkonstante	T''_d	0,0681 p.u.
Subtransiente Querzeitkonstante	T''_q	0,0513 p.u.
Statorwiderstand	R_s	0,006 p.u.
Polpaarzahl	p	1

Tabelle 4.6: Parameter des Synchrongenerators

Diese Parameter werden beim Multiplizieren mit dem Bezugswiderstand in Ohm umgerechnet [17]:

$$R_{Bezug, SG} = \frac{U_{Stator}^2}{S_{N,SG}} = 0,0298 \Omega \quad (4.10)$$

Mit den Gleichungen 3.18 und 3.19 erhält man die Mit- und Gegensystem-Ersatzwiderstände des Synchrongenerators. Für die Kurzschlussberechnung werden sie noch auf die Fehlerort-Spannungsebene umgerechnet.

$$\underline{Z}_{SG, 20kV (1)} = 0,2160 + j \cdot 9,0720 \Omega \quad (4.11)$$

$$\underline{Z}_{SG, 20kV (2)} = 0,2160 + j \cdot 8,9100 \Omega \quad (4.12)$$

Kapitel 5: Simulationen

5.1 Dynamischer Verlauf des Stromes bei dreipoligem Kurzschluss an den Generator клемmen

In diesem Abschnitt werden die dynamischen Verläufe der untersuchten Generatoren überprüft. Dafür wurden dreipolige Kurzschlüsse direkt an den Generator клемmen simuliert. Die Spannung beträgt 575 V und die eingespeiste Scheinleistung beträgt 6,5 MVA bei dem DFIG, 10 MVA bei dem Synchrongenerator. Anhand der Papers [4], [26] und des Buchs [27] werden die Simulationsergebnisse den theoretischen Verläufe gegenübergestellt.

5.1.1 DFIG ohne Crowbar

Zuerst werden L'_s , L'_r , σ , k_s und k_r definiert [8][26]:

$$L'_s = L_{ls} + \frac{L_{lr}L_m}{L_{lr} + L_m} \quad (5.1)$$

$$L'_r = L_{lr} + \frac{L_{ls}L_m}{L_{ls} + L_m} \quad (5.2)$$

$$\sigma = 1 - \frac{L_m^2}{L_s L_r} \quad (5.3)$$

$$k_s = \frac{L_m}{L_s} \quad (5.4)$$

$$k_r = \frac{L_m}{L_r} \quad (5.5)$$

Laut [4] beinhaltet der Kurzschlussstrom eines DFIG ohne Crowbar:

- eine transiente DC-Komponente

Kapitel 5 Simulationen

- eine transiente AC-Komponente, deren Frequenz die Rotorgeschwindigkeit entspricht
- eine stationäre AC-Komponente, deren Frequenz die Grundfrequenz ist.

Der Kurzschlussstrom berechnet sich daher zu [4]:

$$i_{SC, DFIG \text{ ohne Crowbar}}(t) = |i_{DC}|e^{-t/T_{DC}} + |i_{AC}|e^{-t/T_{AC}} \sin(\omega_r t + \phi_{AC}) + |i_{SS}| \sin(\omega_s t + \phi) \quad (5.6)$$

Wobei [4][8]:

$$T_{DC} = \frac{\sigma L_s}{R_s} = \frac{L'_s}{R_s} \quad (5.7)$$

$$T_{AC} = \frac{\sigma L_r}{R_r} = \frac{L'_r}{R_r} \quad (5.8)$$

In dem Fall des simulierten DFIG ist T_{DC} gleich 0,0459 s und T_{AC} gleich 0,0655 s. In Abbildung 5.1 ist der Stromverlauf des DFIG ohne Crowbar beim dreipoligen Kurzschluss an den Generator клемmen dargestellt.

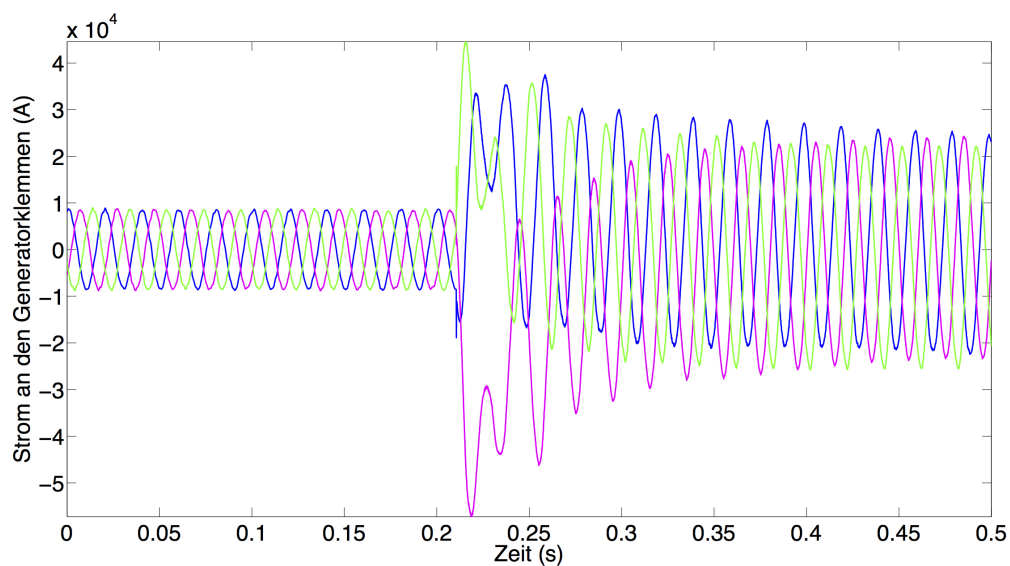


Abbildung 5.1: Stromverlauf des DFIG ohne Crowbar beim dreipoligen Kurzschluss an den Generator клемmen

Die transiente DC-Komponente ist deutlich zu sehen, so wie die stationäre AC-Komponente, deren Frequenz die Grundfrequenz ist. In den ersten 100 ms addieren sich die stationäre und transiente AC-Komponenten, die unterschiedliche Frequenzen aufweisen. Aus diesem Grund ist eine Schwingung des Stromes in diesem Bereich ersichtlich.

Kapitel 5 Simulationen

Wenn man mit MATLAB die *fit*-Funktion benutzt, um die Unbekannten der Gleichung 5.6 herauszufinden, erhält man die Ergebnisse, die in den Abbildungen 5.2, 5.3 und 5.4 dargestellt sind.

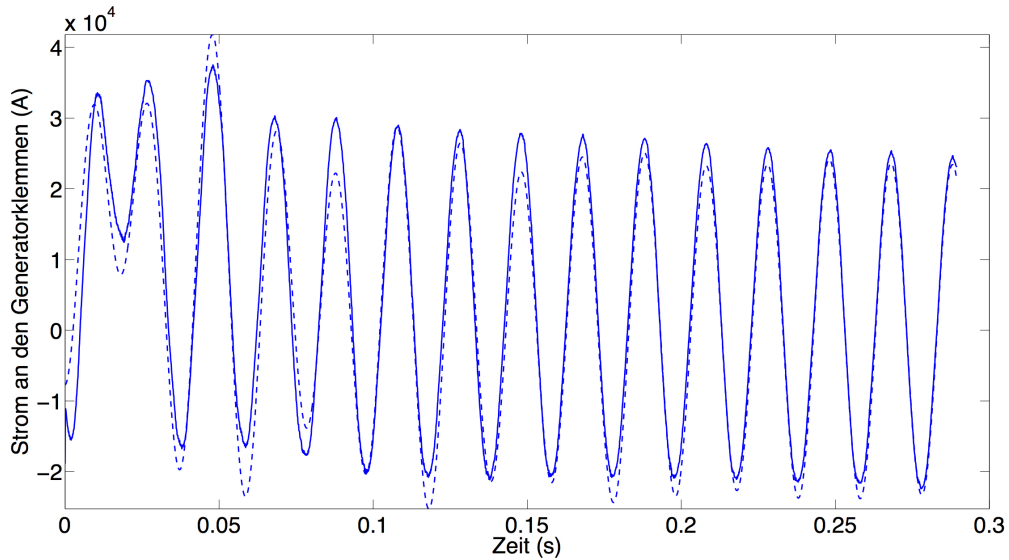


Abbildung 5.2: Kurzschlussstrom an den Generatorklemmen (durchgehende Linie) und fit-Ergebnisse (gestrichelte Linie) bei der Phase a

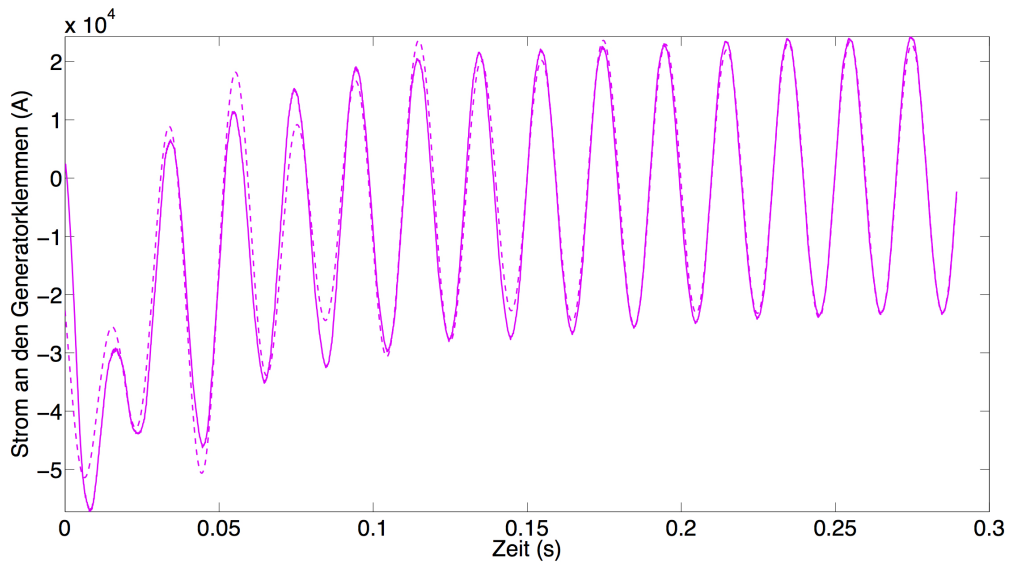


Abbildung 5.3: Kurzschlussstrom an den Generatorklemmen (durchgehende Linie) und fit-Ergebnisse (gestrichelte Linie) bei der Phase b

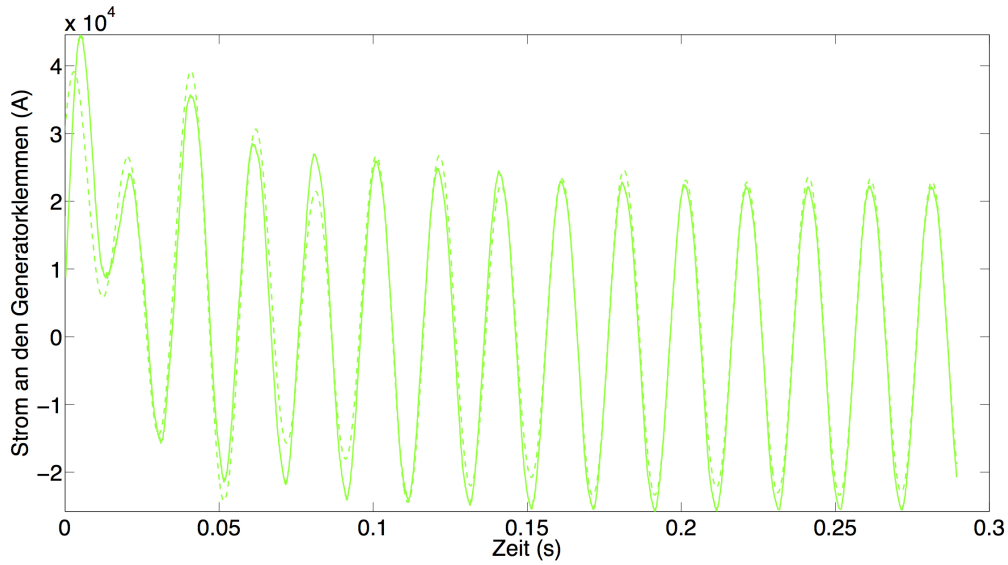


Abbildung 5.4: Kurzschlussstrom an den Generatoranschlüssen (durchgehende Linie) und fit-Ergebnisse (gestrichelte Linie) bei der Phase c

Wobei die berechneten i_{DC} , i_{AC} , i_{SS} , ϕ_{AC} und ϕ folgende Werte betragen:

	i_{DC} (A)	i_{AC} (A)	i_{SS} (A)	ϕ_{AC} (rad)	ϕ (rad)
Phase a	$2,323 \cdot 10^4$	$2,102 \cdot 10^4$	$2,361 \cdot 10^4$	-2,555	-0,9577
Phase b	$-4,308 \cdot 10^4$	$2,232 \cdot 10^4$	$2,328 \cdot 10^4$	1,415	-3,068
Phase c	$1,985 \cdot 10^4$	$1,749 \cdot 10^4$	$2,312 \cdot 10^4$	-0,6382	1,141

Tabelle 5.1: Unbekannte der Gleichung 5.6 für die drei Phasen des Kurzschlussstroms des DFIG ohne Crowbar

Der simulierte Stromverlauf beim dreipoligen Kurzschluss an den Generatoranschlüssen entspricht also mit guter Näherung der Gleichung 5.6.

5.1.2 DFIG mit Crowbar

Der Kurzschlussstrom eines DFIG mit Crowbar berechnet sich laut [4] sowie der Kurzschlussstrom eines DFIG ohne Crowbar nur ohne den stationären AC-Anteil:

$$i_{SC, DFIG \text{ mit Crowbar}}(t) = |i_{DC}|e^{-t/T_{DC}} + |i_{AC}|e^{-t/T_{AC}} \sin(\omega_r t + \phi_{AC}) \quad (5.9)$$

Kapitel 5 Simulationen

T_{DC} und T_{AC} können nicht mehr anhand der Gleichungen 5.7 und 5.8 berechnet werden, da der Crowbar-Widerstand berücksichtigt werden muss. Laut [26] berechnet sich der Kurzschlussstrom eines DFIG mit Crowbar bei dreipoligem Kurzschluss:

$$\vec{i}_s(t) = \frac{V_{pre}}{j\omega_s L'_s} e^{-t/T_{s,DFIG}} - \frac{k_r \Psi_{r,pre}}{L'_s} (d \cdot e^{-t/T_{s,DFIG}} + c \cdot e^{-t/T_{r,DFIG}} e^{j\omega_r t}) \quad (5.10)$$

Wobei [26]:

- $\vec{v}_{pre} = \hat{V}_{pre} \cdot e^{j\phi_{pre}} \cdot e^{j\omega_s t} = V_{pre} \cdot e^{j\omega_s t}$ Spannung vor dem Kurzschluss
- $\vec{i}_{s,pre} = \hat{I}_{s,pre} \cdot e^{j\phi_{pre}} \cdot e^{j\omega_s t} = I_{s,pre} \cdot e^{j\omega_s t}$ Statorstrom vor dem Kurzschluss
- $R_{r,tot} = R_r + R_{cb}$
- $T_{s,DFIG} = \left(L_s + \frac{j\omega_r L_m^2}{R_{r,tot} - j\omega_r L_r} \right) \cdot \frac{1}{R_s}$
- $T_{r,DFIG} = \frac{L'_r}{R_{r,tot}}$
- $\vec{\Psi}_{r,pre} = \frac{L_m^2 - L_r L_s}{L_m} \vec{i}_{s,pre} + \frac{L_r}{L_m} \frac{\vec{v}_{pre}}{j\omega_s} = \Psi_{r,pre} \cdot e^{j\omega_s t}$
- $d = \left(1 - \frac{-j\omega_r (L_{rl} / (L_m + L_{sl}))}{R_{r,tot} - j\omega_r (L_{rl} / (L_m + L_{sl}))} \right)$
- $c = 1 - d$

Die drei Stromkomponente erhält man mit [26]:

$$\begin{aligned} i_{sa}(t) &= \text{Re}(\vec{i}_s) \\ i_{sb}(t) &= \text{Re}(\underline{a}^2 \vec{i}_s) \\ i_{sc}(t) &= \text{Re}(\underline{a} \vec{i}_s) \end{aligned} \quad (5.11)$$

Es wurden dreipolige Kurzschlüsse an den Generatorklemmen des DFIG Modells mit Crowbar bei verschiedenen Crowbar-Widerständen durchgeführt. Die Simulationsergebnisse können mit den Ergebnissen aus 5.10 verglichen werden. In den Abbildungen 5.5 bis 5.9 entsprechen die durchgehenden Linien den Simulationen und die gestrichelten Linien den Berechnungen.

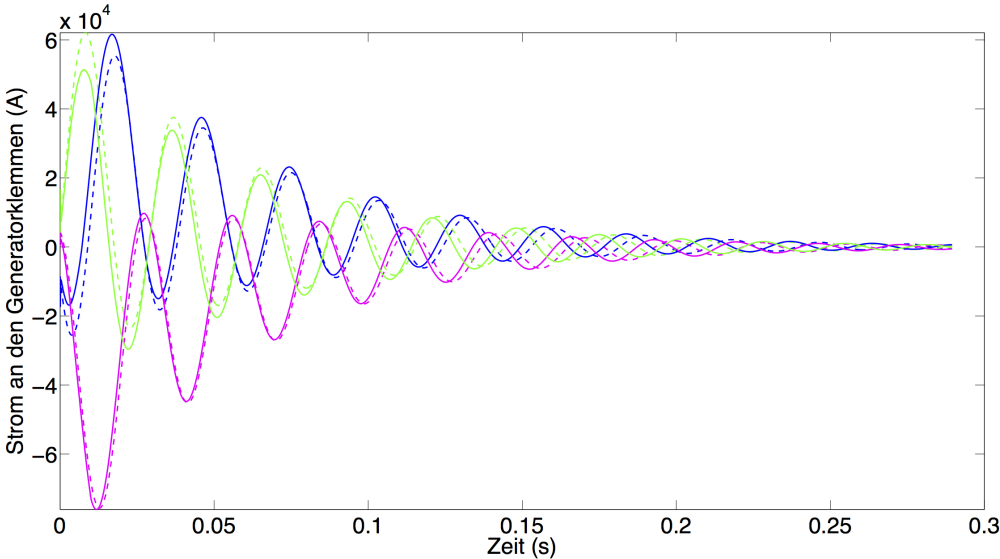


Abbildung 5.5: Simulierte (durchgehende Linie) und berechnete (gestrichelte Linie) Kurzschlussstrom an den Generatorklemmen mit einem Crowbar-Widerstand von $R_{cb} = 0R_r$

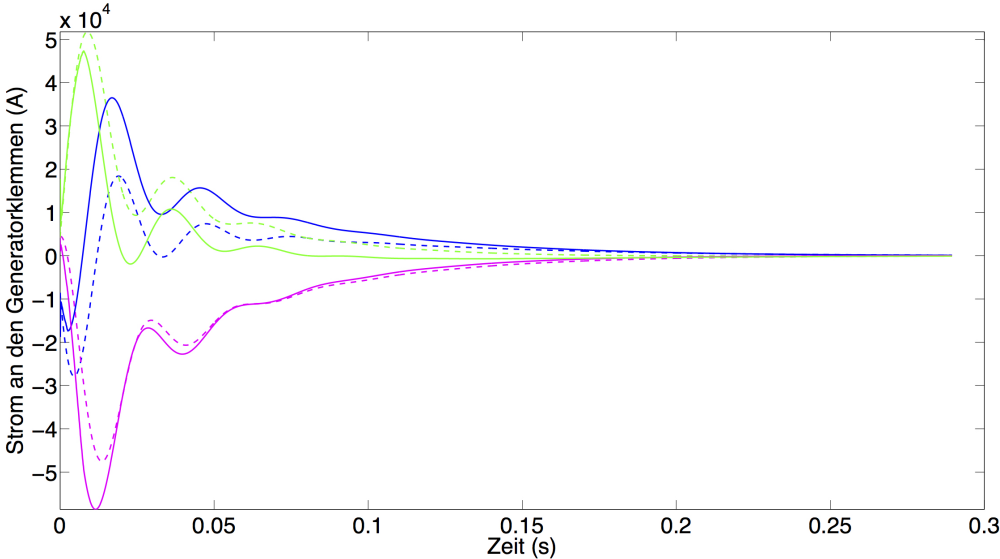


Abbildung 5.6: Simulierte (durchgehende Linie) und berechnete (gestrichelte Linie) Kurzschlussstrom an den Generatorklemmen mit einem Crowbar-Widerstand von $R_{cb} = 3R_r$

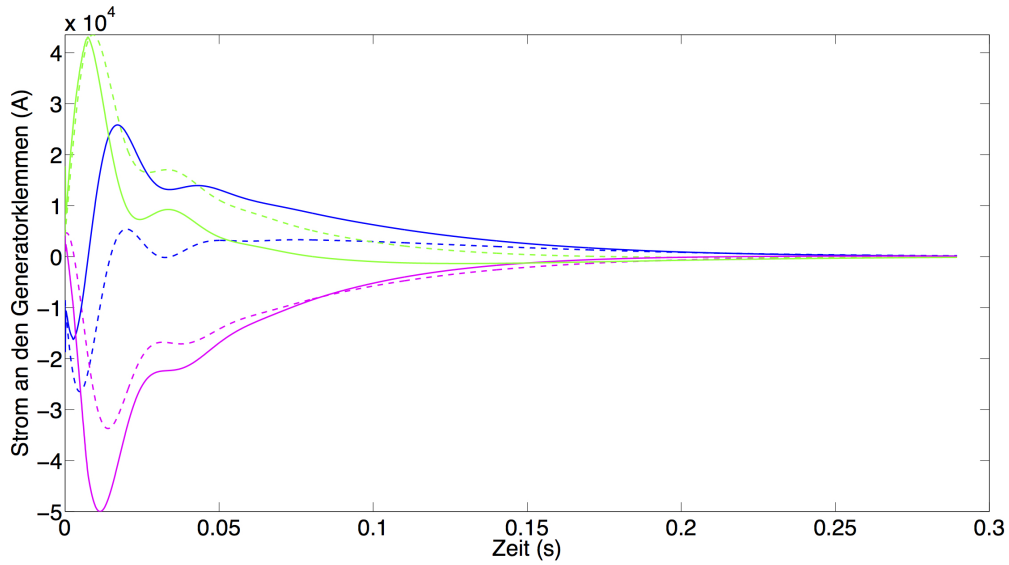


Abbildung 5.7: Simulierte (durchgehende Linie) und berechnete (gestrichelte Linie) Kurzschlussstrom an den Generatorklemmen mit einem Crowbar-Widerstand von $R_{cb} = 5R_r$

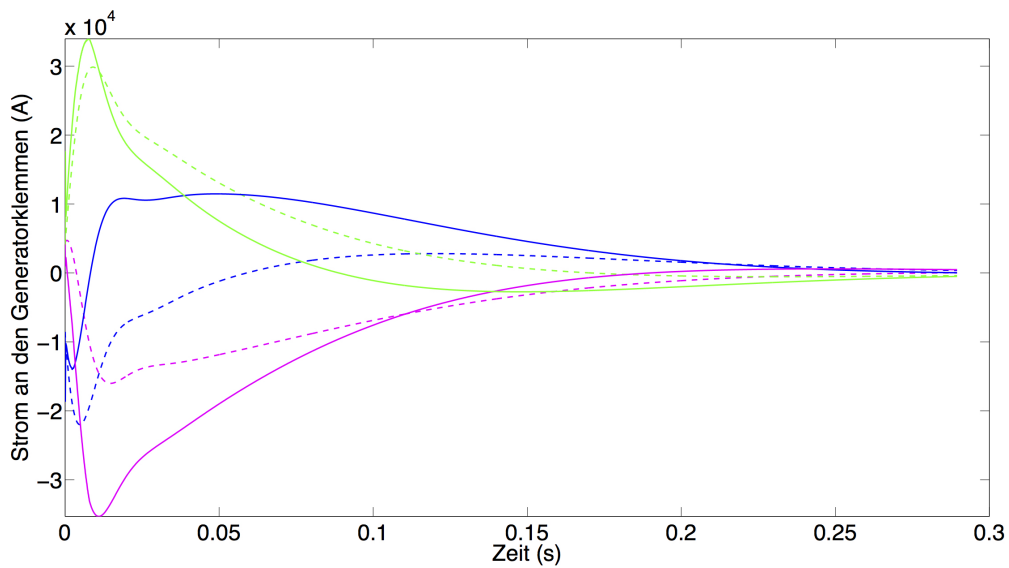


Abbildung 5.8: Simulierte (durchgehende Linie) und berechnete (gestrichelte Linie) Kurzschlussstrom an den Generatorklemmen mit einem Crowbar-Widerstand von $R_{cb} = 10R_r$

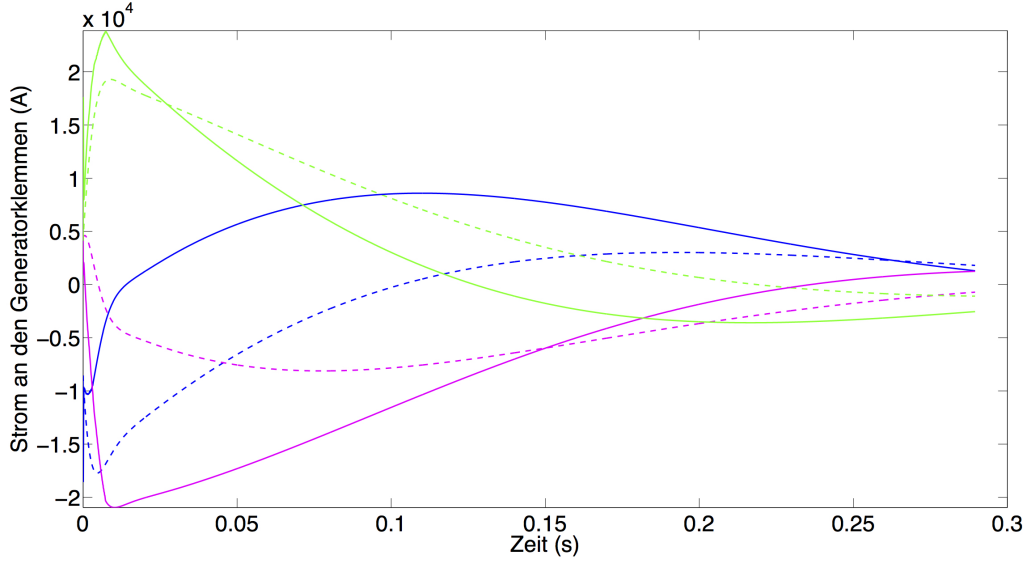


Abbildung 5.9: Simulierte (durchgehende Linie) und berechnete (gestrichelte Linie) Kurzschlussstrom an den Generatorklemmen mit einem Crowbar-Widerstand von $R_{cb} = 20R_r$

Je größer der Crowbar-Widerstand ist, desto mehr weichen die Simulationsergebnisse von den Berechnungen ab. In dem Paper [26] wird die Crowbar anhand eines Sechspulsgleichrichters und eines Widerstandes simuliert. Dieser Unterschied mit dem hier vorgestellten Modell, bei dem die Crowbar anhand drei in Stern geschalteter Widerstände simuliert wird, kann die Abweichungen der Ergebnissen erklären.

Jedoch sind die zeitlichen Verläufe der berechneten und simulierten Ergebnisse, mit Ausschluss der Beträge, vergleichbar. Es wurde daher angenommen, dass das Crowbar-Modell für unsere weiteren Untersuchungen herangezogen werden kann.

5.1.3 Synchrongenerator

Laut [27] berechnet sich der Kurzschlussstrom eines Synchrongenerator zu:

$$\begin{aligned}
 i_{SC,SG}(t) = & \left[\frac{1}{X_d} + \left(\frac{1}{X'_d} - \frac{1}{X_d} \right) e^{-t/T'_d} + \left(\frac{1}{X''_d} - \frac{1}{X'_d} \right) e^{-t/T''_d} \right] \sqrt{2}E_0 \cos(\omega_s t + \theta_0 - \pi/2) \\
 & - \frac{1}{2} \left(\frac{1}{X''_d} + \frac{1}{X''_q} \right) e^{-t/T_a} \sqrt{2}E_0 \cos(\theta_0 - \pi/2) \\
 & - \frac{1}{2} \left(\frac{1}{X''_d} - \frac{1}{X''_q} \right) e^{-t/T_a} \sqrt{2}E_0 \cos(2\omega_s t + \theta_0 - \pi/2) \quad (5.12)
 \end{aligned}$$

Kapitel 5 Simulationen

Wobei die Stator-Kurzschlusszeitkonstante des Synchrongenerators lautet [27]:

$$T_a = \frac{2X_d''X_q''}{\omega_s R_s (X_d'' + X_q'')} \quad (5.13)$$

Wenn man diese Gleichung mit $\sqrt{2}E_0 = 575V$ mit MATLAB für die drei Phasen berechnet und die Ergebnisse mit den Simulationsergebnissen vergleicht, erhält man die in Abbildung 5.10 dargestellten Verläufe.

Die Frequenz des Kurzschlussstromes der Simulation und der Berechnung weichen voneinander ab. Bei der Simulation wird berücksichtigt, dass beim Auftreten des Kurzschlusses, der Rotor beschleunigt wird und dies eine Steigerung der Frequenz hervorruft. Wird die Trägheitskonstante des Synchrongenerators im Simulationsmodell von 0,62 auf 10,62 vergrößert, verringert sich die Erhöhung der Rotorgeschwindigkeit deutlich. Der simulierte Kurzschlussstrom passt besser mit dem berechneten Kurzschlussstrom, wie es in Abbildung 5.11 ersichtlich ist, zusammen.

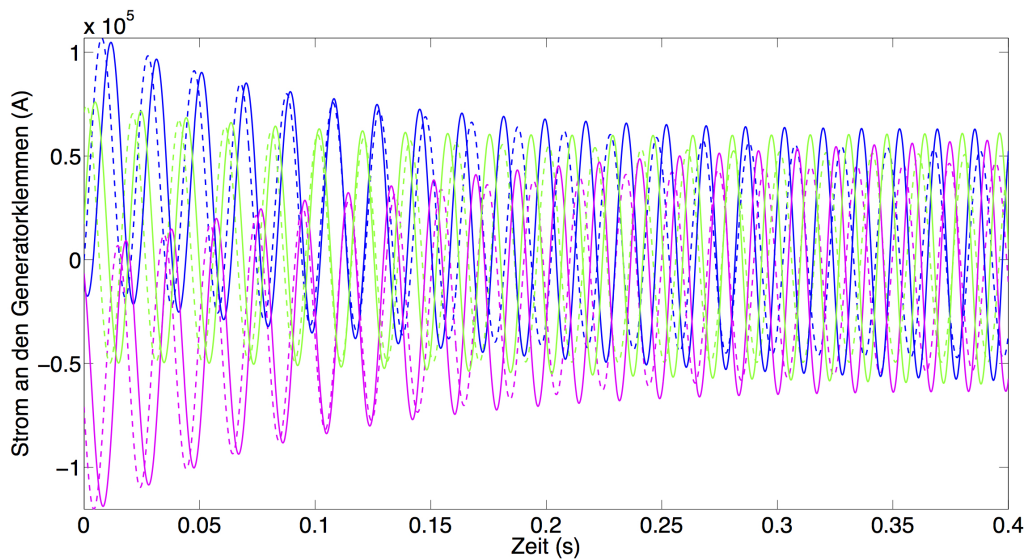


Abbildung 5.10: Simulierter Kurzschlussstrom an den Generatorklemmen (durchgehende Linie) und berechneter Kurzschlussstrom (gestrichelte Linie)

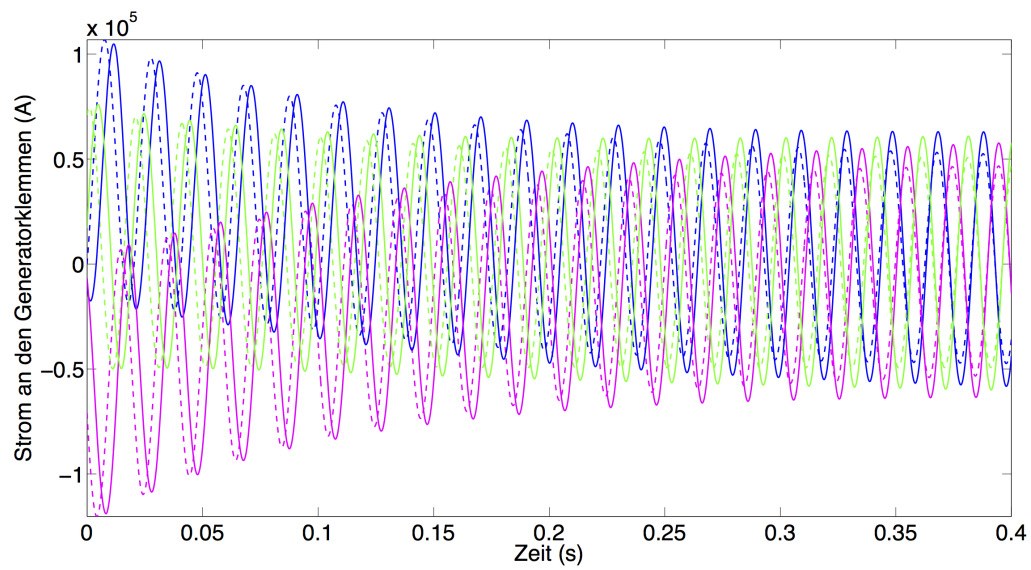


Abbildung 5.11: Simulierter Kurzschlussstrom an den Generatorklemmen mit größerer Trägheitskonstante (durchgehende Linie) und berechneter Kurzschlussstrom (gestrichelte Linie) [14]

5.2 Durchführung und Analyse von Kurzschlüssen entlang der Leitung

5.2.1 Automatisierung

Der dynamische Verlauf der verschiedenen Generatoren wurde im vorherigen Abschnitt besprochen. Das Ziel ist nun, einen Vergleich zwischen den verschiedenen Generatortypen durchzuführen. Kurzschlüsse werden auf der 20 kV-Leitung simuliert, wobei die folgenden Parameter variiert werden:

- Fehlerart (ein-, zwei- und dreipolige Kurzschlüsse)
- Fehlerort entlang der Leitung
- Generatortyp

Dafür wurde eine Automatisierung in MATLAB aus einem existierenden Code geschrieben. Die Generatorart wird zuerst eingestellt. Mit dem Code werden dann für jede Fehlerart 11 Simulationen gemacht, bei denen der Fehler an 11 verschiedenen Orten auftritt, und zwar alle 0,5 km zwischen 0,05 km und 4,55 km und 4,95 km von dem Bus B1 (in Abbildung 4.1 dargestellt) entfernt. Für jede Simulation wurden die Strangspannung und der Strom jeder Phase sowie die symmetrischen Komponenten, die DC- und die AC-Komponenten des Stromes in einem EXCEL-Arbeitsmappe gespeichert.

In VISUAL BASIC wurde ein weiterer Code geschrieben, um die Mit- und Gegensystem-Stromkomponenten nach 30 ms und nach 50 ms am Bus B1 zu ermitteln und somit das Verhältnis der beiden zu berechnen. Diese Ergebnisse sind von Interesse um die Auswirkungen des Gegensystems auf Schutzeinrichtungen untersuchen zu können. Sie werden in den nächsten Abschnitten mit den analytischen Berechnungen verglichen.

5.2.2 Dreipoliger Kurzschluss

In Abbildung 5.12 ist das Mit-, Gegen- und Nullsystem des Simulationsmodells beim dreipoligen Kurzschluss dargestellt. Es ist ersichtlich, dass es beim dreipoligen Kurzschluss keine Gegen- und keine Nullsystem-Stromkomponente gibt. Aus diesem Grund wurde der Fall des dreipoligen Kurzschlusses auf der Leitung weggelassen.

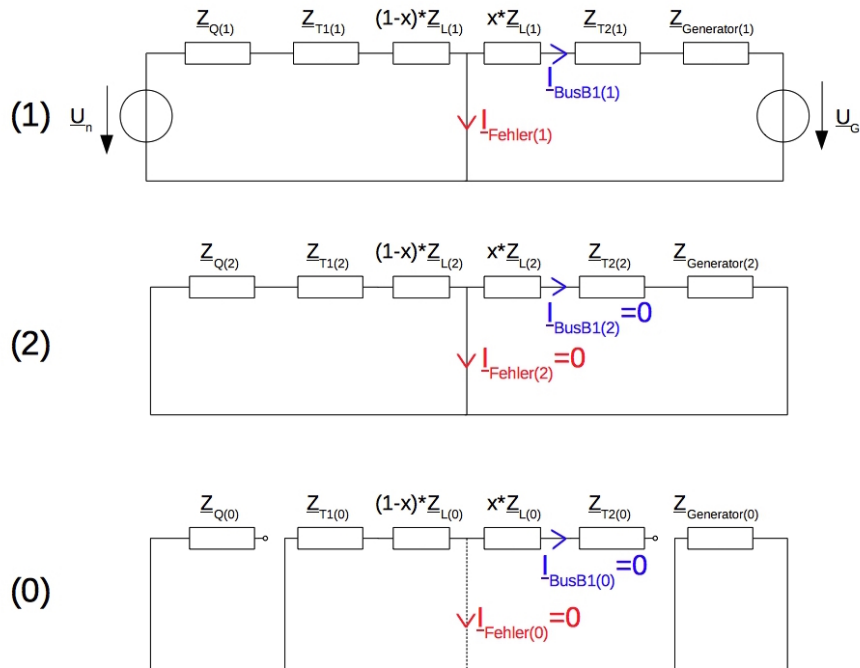


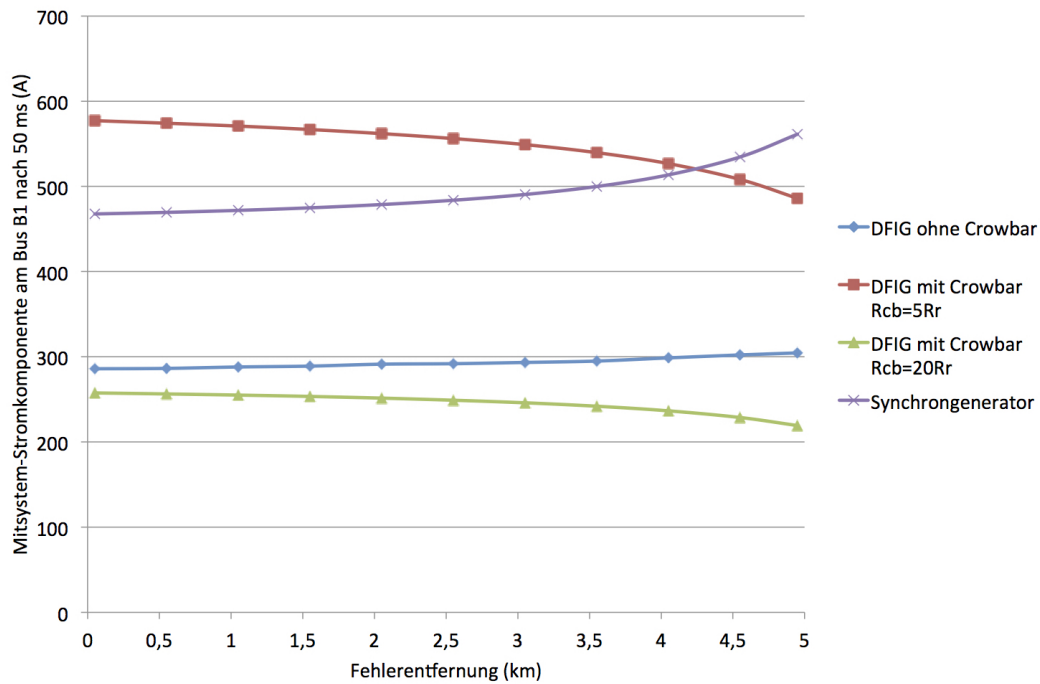
Abbildung 5.12: Ersatzschaltbild des simulierten Netzabschnitts in symmetrischen Komponenten beim dreipoligen Kurzschluss ohne Erdberührung (ohne gestrichelte Linie) oder mit Erdberührung (mit gestrichelter Linie)

5.2.3 Einpoliger Kurzschluss

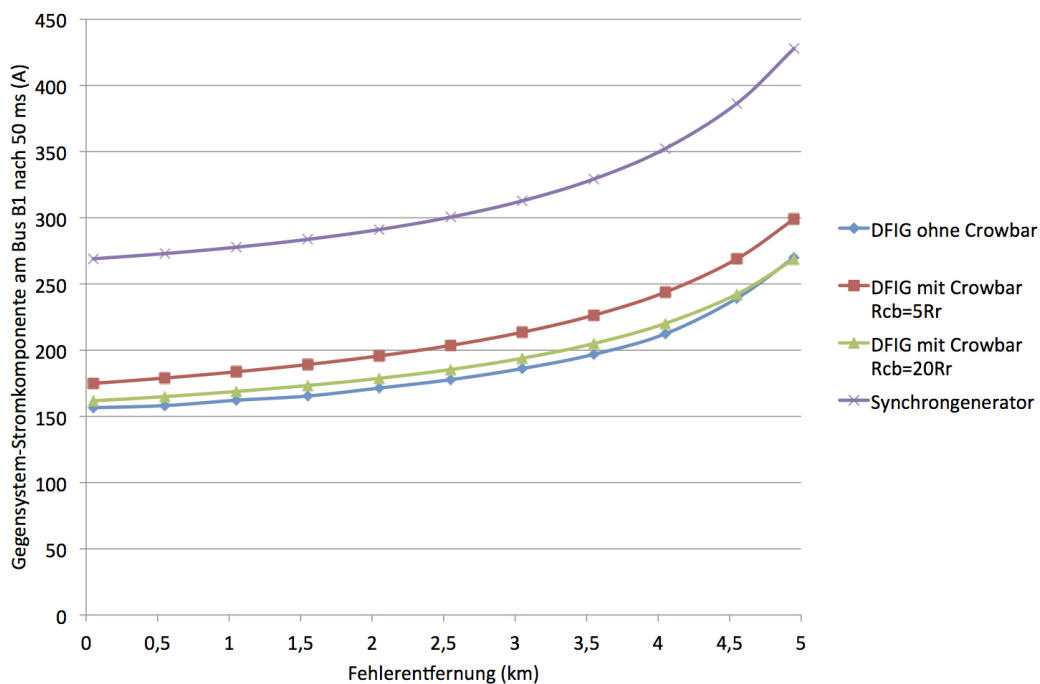
Die Mit- und Gegensystem-Stromkomponente am Bus B1 50 ms nach dem Auftritt eines einpoligen Kurzschlusses sind in den Abbildungen 5.13a und 5.13b dargestellt.

Bei dem doppelt gespeisten Asynchrongenerator liegt die Gegensystem-Stromkomponente, egal ob eine Crowbar vorhanden ist oder nicht, immer in demselben Bereich. Die Änderung der Mitsystem-Stromkomponente sind im Vergleich dazu stärker ausgeprägt. Diese Beobachtung entspricht der Analyse vom Abschnitt 3.3.2., wo beschrieben wurde, dass die Mitsystem-Impedanz des Generators sich bei Änderung des Crowbar-Widerstands stärker verändert als die Gegensystem-Impedanz. Wenn der Crowbar-Widerstand von $5R_r$ auf $20R_r$ erhöht wird, nimmt die Mitsystem-Impedanz deutlich zu (Tabelle 4.3). Aus diesem Grund nimmt die Mitsystem-Stromkomponente ab.

Kapitel 5 Simulationen



(a) Mitsystem-Stromkomponente



(b) Gegenstrom-Stromkomponente

Abbildung 5.13: Einpoliger Kurzschluss - Mit- und Gegenstrom-Stromkomponente 50 ms nach dem Fehlerauftritt für verschiedene Generatoren in Abhängigkeit von der Fehlerentfernung

Kapitel 5 Simulationen

Der Synchrongenerator speist vor dem Kurzschluss einen höheren Strom (Scheitelwert 407 A) als der DFIG (Scheitelwert 245 A) ein. Des Weiteren besitzt der Synchrongenerator auch kleinere Impedanzen als der DFIG (Gleichungen 4.11, 4.12 und Tabelle 4.3). Aus diesen Gründen sind die Mit- und Gegensystem-Stromkomponente des Synchrongenerators höher als die Komponente des DFIG. Um die beiden zu vergleichen ist es sinnvoll, das Verhältnis von Gegen- zu Mitsystem-Stromkomponente 50 ms nach dem Fehlerauftritt für verschiedene Generatoren zu betrachten, so wie es in Abbildung 5.14 dargestellt ist.

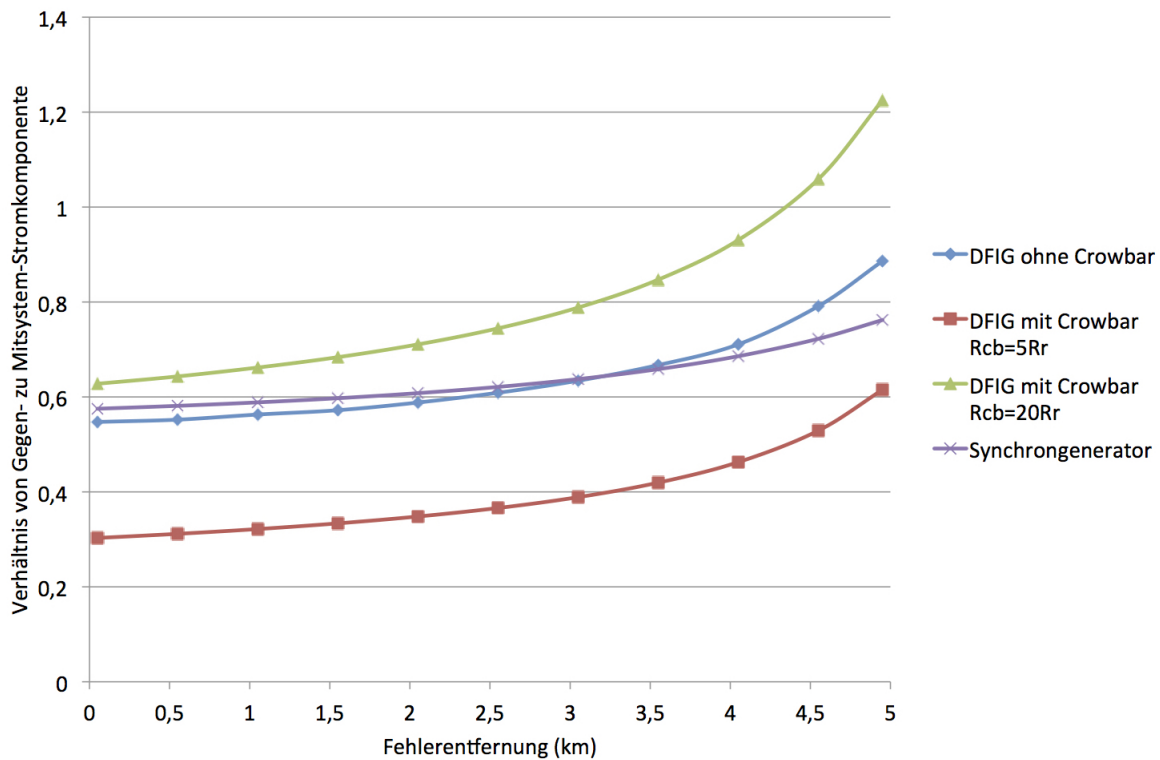


Abbildung 5.14: Einpoliger Kurzschluss - Verhältnis von Gegen- zu Mitsystem-Stromkomponente 50 ms nach dem Fehlerauftritt für verschiedene Generatoren in Abhängigkeit von der Fehlerentfernung

Das Verhältnis von dem Synchrongenerator sowie dem DFIG ohne Crowbar liegt zwischen dem vom DFIG mit $R_{cb} = 5R_r$ und dem vom DFIG mit $R_{cb} = 20R_r$. Bei allen Generatoren nimmt das Verhältnis zu, wenn die Fehlerentfernung sich vergrößert. Das Verhältnis vom DFIG, egal ob eine Crowbar vorhanden ist oder nicht, nimmt stärker zu, als das vom Synchrongenerator.

Dieses Verhältnis von Gegen- zu Mitsystem-Stromkomponente 50 ms nach dem Fehlerauftritt kann mit dem theoretischen Verhältnis von Gegen- zu Mitsystem-Stromkompo-

Kapitel 5 Simulationen

nente nach dem Fehlerauftritt verglichen werden. Das theoretische Verhältnis wird anhand des Ersatzspannungsquelle-Verfahrens berechnet. Es werden alle Spannungsquellen des Netzabschnitts, d.h. der Netzanschluss und die Generator-Spannungsquelle, kurzgeschlossen und an der Fehlerstelle eine einzige Spannung angenommen [7]. Diese Spannung wird in unserem Fall 20 kV betragen. Sie wird zusätzlich mit dem Sicherheitsfaktor c , der im Abschnitt 3.3.2 schon erläutert wurde, multipliziert.

Die Darstellung des Netzabschnittes beim einpoligen Kurzschluss wurde in Abbildung 3.16 vorgestellt. Besonders von Interesse sind die Ströme an den Generatorklemmen auf der Mittelspannungsebene, d.h. am Bus B1. Ein vereinfachtes Ersatzschaltbild des Netzabschnittes mit der Ersatzspannungsquelle beim einpoligen Kurzschluss ist in Abbildung 5.15 dargestellt.

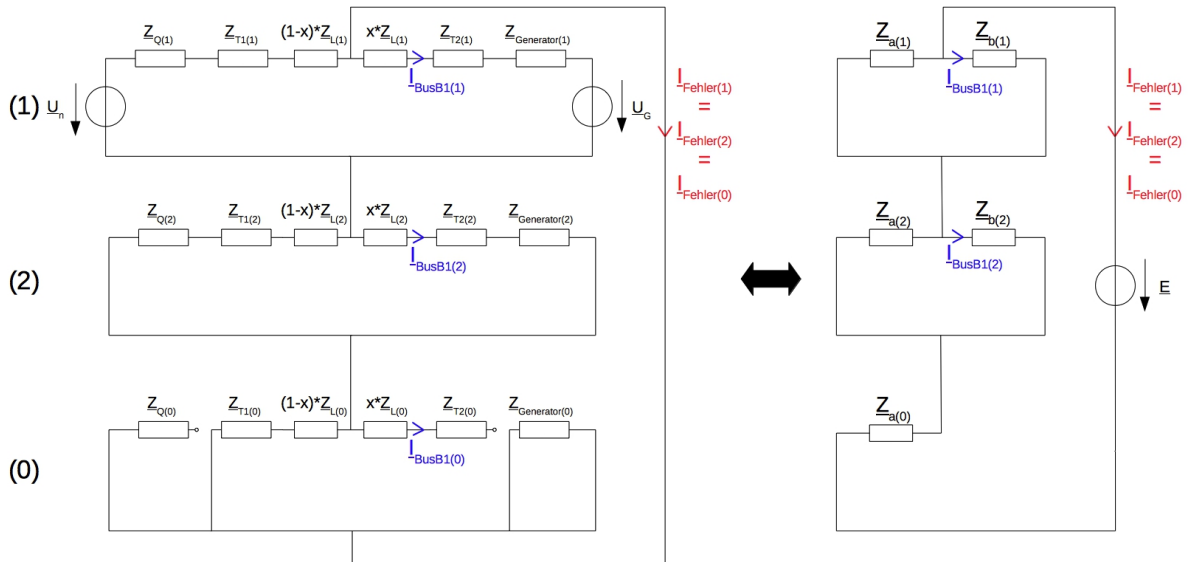


Abbildung 5.15: Ersatzschaltbild des simulierten Netzabschnitts in symmetrischen Komponenten beim einpoligen Kurzschluss

Wobei

$$\begin{aligned}
 \underline{Z}_{a(1)} &= \underline{Z}_{Q(1)} + \underline{Z}_{T1(1)} + (1-x) \cdot \underline{Z}_{L(1)} \\
 \underline{Z}_{a(2)} &= \underline{Z}_{Q(2)} + \underline{Z}_{T1(2)} + (1-x) \cdot \underline{Z}_{L(2)} \\
 \underline{Z}_{a(0)} &= \underline{Z}_{T1(0)} + (1-x) \cdot \underline{Z}_{L(0)} \\
 \underline{Z}_{b(1)} &= x \cdot \underline{Z}_{L(1)} + \underline{Z}_{T2(1)} + \underline{Z}_{Generator(1)} \\
 \underline{Z}_{b(2)} &= x \cdot \underline{Z}_{L(2)} + \underline{Z}_{T2(2)} + \underline{Z}_{Generator(2)}
 \end{aligned}
 \tag{5.14}$$

Wobei x zwischen 0 und 1 liegt und mit dem Fehlerort variiert.

Da die Klemmen auf der Δ -Seite eines Transformators offen sind, ist die Nullsystem-Stromkomponente am Bus B1 $\underline{I}_{BusB1(0)}$ immer null. Es wird zuerst der Kurzschlussstrom am Fehlerort berechnet. Wie in Abbildung 5.15 ersichtlich ist, sind die Mit-, Gegen- und Nullsystem-Stromkomponenten am Fehlerort gleich. Der gesamte Ersatzwiderstand des Netzes, der vom Fehlerort aus gesehen wird, lautet:

$$\underline{Z}_{eq,1pKS} = \frac{\underline{Z}_{a(1)}\underline{Z}_{b(1)}}{\underline{Z}_{a(1)} + \underline{Z}_{b(1)}} + \frac{\underline{Z}_{a(2)}\underline{Z}_{b(2)}}{\underline{Z}_{a(2)} + \underline{Z}_{b(2)}} + \underline{Z}_{a(0)} \quad (5.15)$$

Der Kurzschlussstrom am Fehlerort berechnet sich zu [14]:

$$\underline{I}_{Fehler(1)} = \underline{I}_{Fehler(2)} = \underline{I}_{Fehler(0)} = \frac{\underline{E}_{(1)}}{\underline{Z}_{eq,1pKS}} \quad (5.16)$$

Schlussendlich erhält man anhand des Stromteilers die Teilkurzschlussströme am Bus B1:

$$\underline{I}_{BusB1(1)} = \frac{\underline{Z}_{a(1)}}{\underline{Z}_{a(1)} + \underline{Z}_{b(1)}} \cdot \underline{I}_{Fehler(1)} \quad (5.17)$$

$$\underline{I}_{BusB1(2)} = \frac{\underline{Z}_{a(2)}}{\underline{Z}_{a(2)} + \underline{Z}_{b(2)}} \cdot \underline{I}_{Fehler(1)} \quad (5.18)$$

$\underline{Z}_{a(2)}$ ist gleich $\underline{Z}_{a(1)}$, daher lautet das theoretische Verhältnis von Gegen- zu Mitsystem-Stromkomponente nach dem Fehlerauftritt:

$$\left| \frac{\underline{I}_{BusB1(2)}}{\underline{I}_{BusB1(1)}} \right|_{1pKS} = \frac{\underline{Z}_{a(1)} + \underline{Z}_{b(1)}}{\underline{Z}_{a(2)} + \underline{Z}_{b(2)}} \quad (5.19)$$

Wenn man die Gleichung 5.14 in 5.19 einsetzt, wird festgestellt, dass dieses Verhältnis theoretisch nicht von der Fehlerentfernung abhängt, was nicht den in Abbildung 5.14 dargestellten Ergebnissen entspricht. Es soll aber von dem Generatortyp abhängen, da $\underline{Z}_{Generator(1)}$ und $\underline{Z}_{Generator(2)}$ verschiedenen Werten annehmen. Die berechneten Verhältnisse für einen DFIG mit Crowbar und eines Synchrongenerators im Vergleich zu den simulierten Verhältnissen werden in Abbildung 5.16 dargestellt. Wie vorher erwähnt könnte kein Modell in symmetrischen Komponenten für die DFIG ohne Crowbar in der Literatur gefunden werden. Sie wird daher von dem Vergleich zwischen simulierten und berechneten Verhältnisse weggelassen.

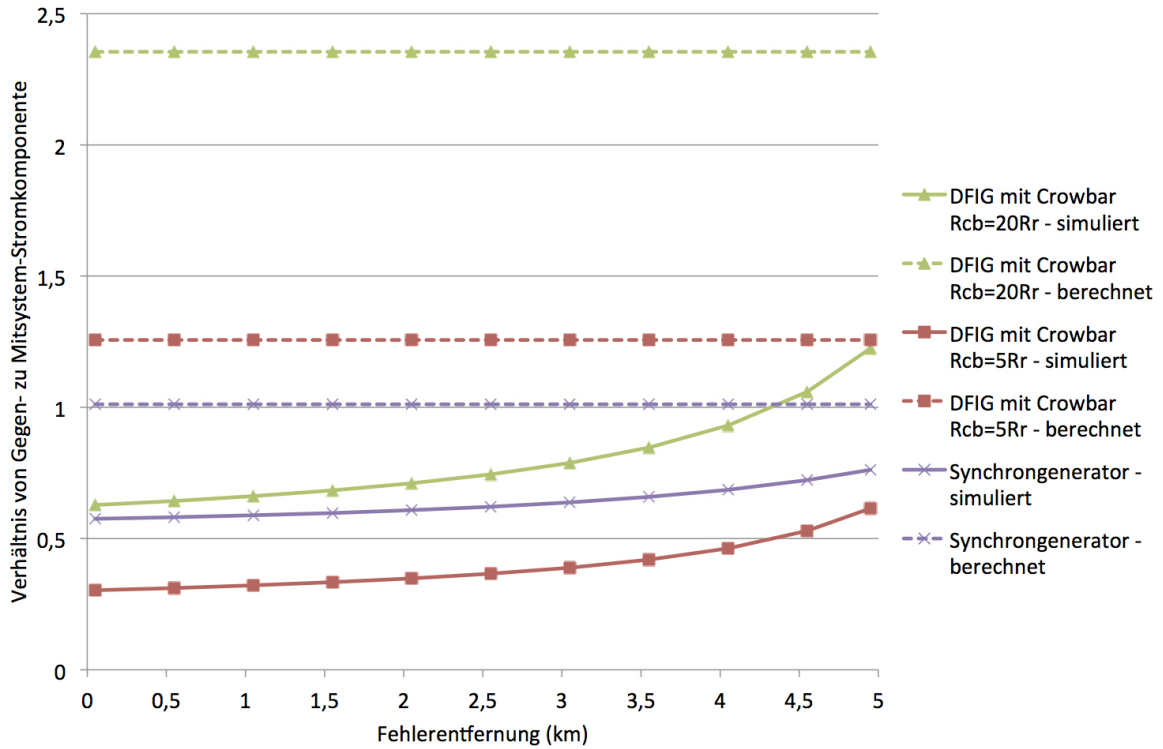


Abbildung 5.16: Einpoliger Kurzschluss - Simuliertes (durchgehende Linie) und berechnetes (gestrichelte Linie) Verhältnis von Gegen- zu Mitsystem-Stromkomponente für verschiedene Generatoren in Abhängigkeit von der Fehlerentfernung

Die Ergebnisse der Berechnungen weichen stark von den Simulations-Ergebnissen ab. Ein Grund dafür ist, dass bei dem Ersatzspannungsquelle-Verfahren angenommen wird, dass das Netz vor dem Fehler stromlos ist [23]. Vor dem Kurzschluss fließt aber ein Strom von 245 A in dem Netz mit DFIG und von 407 A in dem Netz mit Synchrongenerator, was nicht vernachlässigt werden kann. Dieser Strom fließt nur im Mitsystem. Er wird daher in die Gleichung der Mitsystem-Stromkomponente 5.17 berücksichtigt [21]:

$$\underline{I}_{BusB1(1)} = \frac{\underline{Z}_{a(1)}}{\underline{Z}_{a(1)} + \underline{Z}_{b(1)}} \cdot \underline{I}_{Fehler(1)} + \underline{I}_{vor\ dem\ Kurzschluss} \quad (5.20)$$

Die Gleichung des Verhältnisses 5.19 kann nicht angewendet werden.

In der Simulation beträgt der Strom vor dem Kurzschluss die folgenden Werte:

$$\underline{I}_{vor\ dem\ Kurzschluss, DFIG} = 173 \cdot e^{j109^\circ} A \quad (5.21)$$

$$\underline{I}_{vor\ dem\ Kurzschluss, Synchrongenerator} = 288 \cdot e^{j162,6^\circ} A \quad (5.22)$$

Kapitel 5 Simulationen

Bei dem Synchrongenerator mit 5.22 erhält man ein berechnetes Verhältnis, das mit dem simulierten Verhältnis übereinstimmt. Bei dem DFIG mit Crowbar stimmen die Ergebnisse nicht überein. Ein Grund dafür wäre, dass man die Netzkonfiguration gleichzeitig mit dem Kurzschlussauftritt ändert, da man die Crowbar einschaltet. Wenn man die Crowbar ohne Kurzschluss einschaltet, verändern sich der Betrag und der Winkel des Stromes:

$$\underline{I}_{\text{vor dem Kurzschluss, DFIG mit } R_{cb}=5R_r} = 600 \cdot e^{-j80^\circ} \text{ A} \quad (5.23)$$

$$\underline{I}_{\text{vor dem Kurzschluss, DFIG mit } R_{cb}=20R_r} = 270 \cdot e^{-j66^\circ} \text{ A} \quad (5.24)$$

Wenn man nun diese Ströme statt den vor dem Kurzschluss existierenden Strom mit dem vom Fehlerstrom hervorgerufenen Strom addiert, stimmen die Ergebnissen mit einer guten Näherung mit den simulierten Verhältnissen überein, wie in Abbildung 5.17 ersichtlich ist.

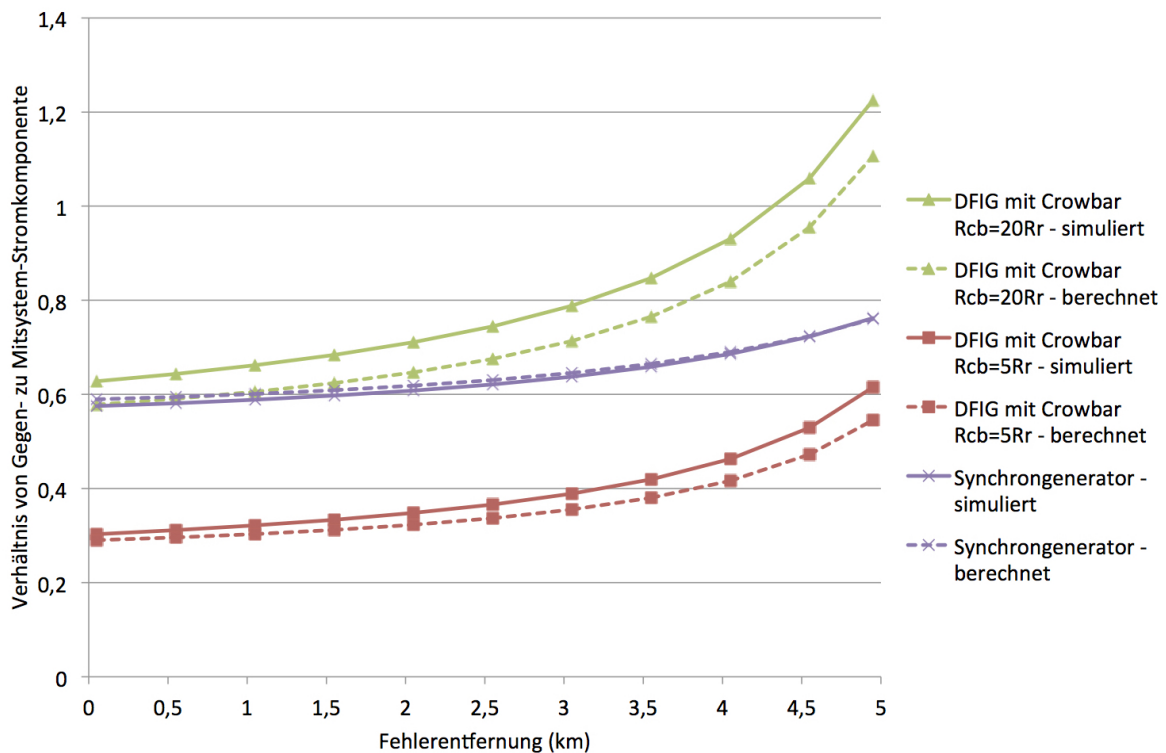


Abbildung 5.17: Einpoliger Kurzschluss - Simuliertes (durchgehende Linie) und berechnetes (gestrichelte Linie) Verhältnis von Gegen- zu Mitsystem-Stromkomponente für verschiedene Generatoren in Abhängigkeit von der Fehlerentfernung, unter Berücksichtigung des Stromes vor dem Kurzschluss

Mit diesen passenden Berechnungen können nun die Verläufe der Mit- und Gegensystem-Stromkomponenten in Abhängigkeit von der Fehlerentfernung vom Bus B1 bestätigt

werden. Die Gleichungen 5.20 und 5.18 können in mehrere Teile getrennt werden:

$$\underline{I}_{BusB1(1)} = \underbrace{\frac{\underline{Z}_{a(1)}}{\underline{Z}_{a(1)} + \underline{Z}_{b(1)}}}_{\text{i}} \cdot \underbrace{\underline{I}_{Fehler(1)}}_{\text{ii}} + \underbrace{\underline{I}_{vor\ dem\ Kurzschluss}}_{\text{II}}$$

$$\underline{I}_{BusB1(2)} = \underbrace{\frac{\underline{Z}_{a(2)}}{\underline{Z}_{a(2)} + \underline{Z}_{b(2)}}}_{\text{i}} \cdot \underbrace{\underline{I}_{Fehler(1)}}_{\text{ii}}$$

Der i. Teil der Gleichungen nimmt mit der Fehlerentfernung ab. Im Gegenteil dazu nimmt der ii. Teil zu, da $\underline{Z}_{eq,1pKS}$ mit $\underline{Z}_{a(0)}$ abnimmt. In Abbildung 5.13b ist ersichtlich, dass $\underline{I}_{BusB1(2)}$ zunimmt, wenn der Fehler sich von dem Bus B1 entfernt. Der ii. Teil hat also den bedeutenden Einfluss auf den Stromverlauf.

Wie es in Abbildung 5.13a zu sehen ist, hängt der Verlauf von $\underline{I}_{BusB1(1)}$ von der Generatorart ab. Der I. Teil der Gleichung nimmt zu und der II. Teil bleibt konstant. Da die zwei komplexen Teile der Gleichung summiert werden, kommt nicht nur der Betrag sondern auch der Winkel der zwei Gleichungsterme zu tragen. Diese sind in Tabelle 5.2 erläutert.

Generatorart	Betrag		Winkel	
	I. Teil	II. Teil	I. Teil	II. Teil
DFIG $R_{cb} = 5R_r$	159 bis 257	600	93° bis 96°	-80°
DFIG $R_{cb} = 20R_r$	75 bis 122	270	110° bis 112°	-66°
Synchrongenerator	265 bis 424	288	64° bis 68°	162,6°

Tabelle 5.2: Winkel der zwei Teile der Gleichung 5.20 bei verschiedenen Generatorarten

Bei dem DFIG mit Crowbar beträgt der Winkel zwischen den zwei Gleichungstermen fast 180° und der Betrag des II. Teiles ist deutlich größer als der Betrag des I. Teiles. Aus diesem Grund verringert sich $\underline{I}_{BusB1(1)}$ wenn die Fehlerentfernung vom Bus B1 steigt.

Bei dem Synchrongenerator beträgt der Winkel zwischen den zwei Gleichungstermen hingegen nur 100°. Da der I. Teil der Gleichung zunimmt, steigt $\underline{I}_{BusB1(1)}$ mit der Fehlerentfernung.

Insgesamt nimmt das Verhältnis von Gegen- zu Mitsystem-Stromkomponente zu, wenn die Fehler sich vom Bus B1 entfernt, und zwar deutlicher bei dem DFIG mit Crowbar als bei dem Synchrongenerator, da $\underline{I}_{BusB1(1)}$ im ersten Fall abnimmt und im zweiten Fall zunimmt.

5.2.4 Zweipoliger Kurzschluss ohne Erdberührung

Zunächst wird auf den Fall eines zweipoligen Kurzschlusses ohne Erdberührung eingegangen. Die simulierten Verhältnisse von Gegen- zu Mitsystem-Stromkomponente 50 ms nach dem Fehlerauftritt für verschiedene Generatoren sind in Abbildung 5.18 dargestellt.

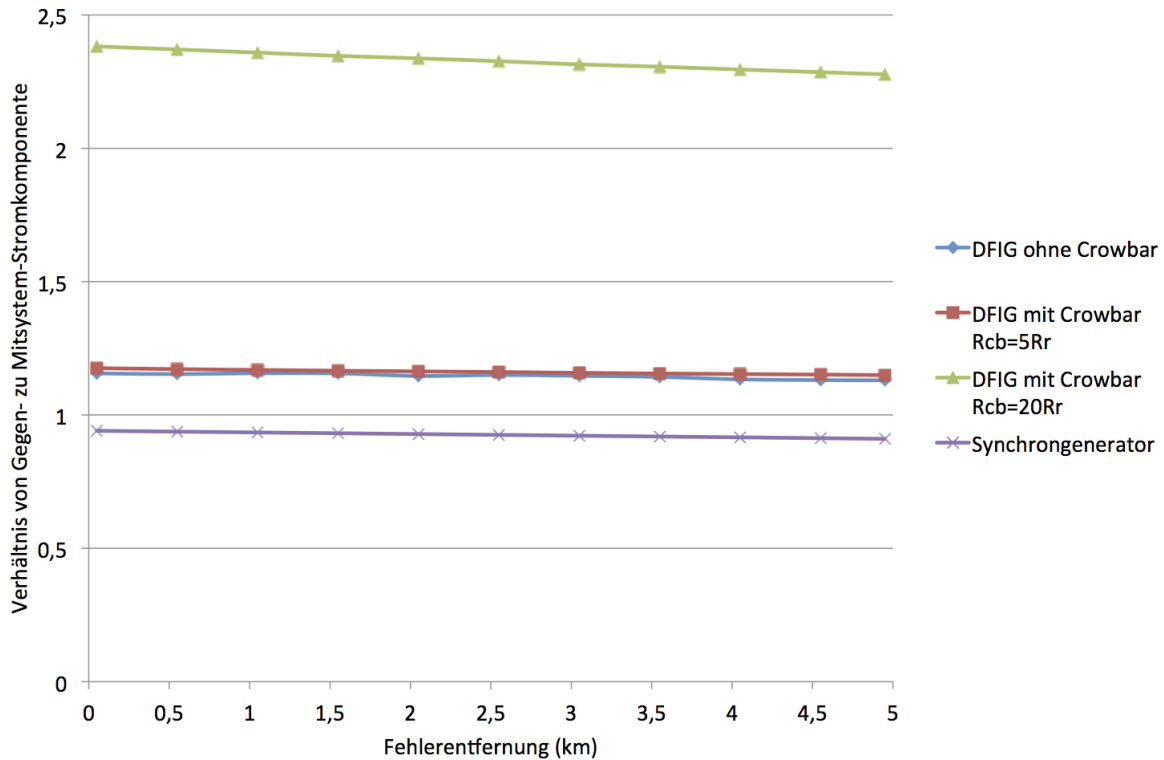


Abbildung 5.18: Zweipoliger Kurzschluss ohne Erdberührung - Verhältnis von Gegen- zu Mitsystem-Stromkomponente 50 ms nach dem Fehlerauftritt für verschiedene Generatoren in Abhängigkeit von der Fehlerentfernung

Das Verhältnis vom DFIG mit $R_{cb} = 20R_r$ ist wieder größer als die andere Verhältnisse. Der DFIG mit $R_{cb} = 5R_r$ und der DFIG ohne Crowbar haben ein sehr ähnliches Verhältnis. Das Verhältnis vom Synchrongenerator ist am kleinsten, nur beim Synchrongenerator ist die Mitsystem-Stromkomponente größer als die Gegensystem-Stromkomponente. Im Gegenteil zum einpoligen Kurzschluss verändern sich die Verhältnisse wenig in Abhängigkeit von der Fehlerentfernung.

Um diese Verhältnisse zu erklären werden sie wieder mit den theoretischen Verhältnissen nach dem Fehlerauftritt verglichen. Das Ersatzschaltbild des Netzabschnitts mit Ersatzspannungsquelle ist in Abbildung 5.19 dargestellt.

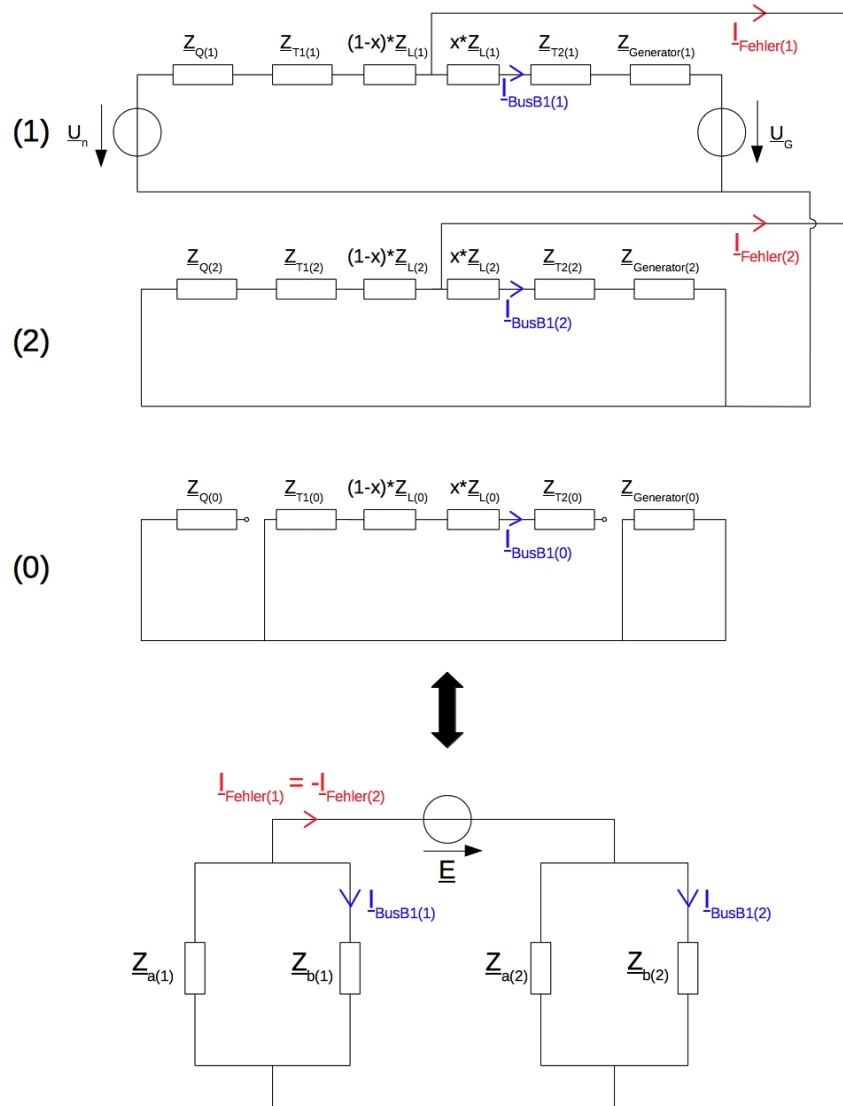


Abbildung 5.19: Ersatzschaltbild des simulierten Netzabschnitts in symmetrischen Komponenten beim zweipoligen Kurzschluss ohne Erdberührung

Es fließt kein Kurzschlussstrom im Nullsystem. Am Fehlerort ist die Gegensystem-Kurzschlussstromkomponente gleich dem negativen Wert der Mitsystem-Kurzschlussstromkomponente. Wie im vorhergehenden Abschnitt werden der Kurzschlussstrom und die Teilkurzschlussströme am Bus B1 mit Berücksichtigung des Stromes vor dem Kurzschluss

Kapitel 5 Simulationen

und des Anschlusses der Crowbar berechnet [14].

$$\underline{Z}_{eq,2pKSoE} = \frac{\underline{Z}_{a(1)}\underline{Z}_{b(1)}}{\underline{Z}_{a(1)} + \underline{Z}_{b(1)}} + \frac{\underline{Z}_{a(2)}\underline{Z}_{b(2)}}{\underline{Z}_{a(2)} + \underline{Z}_{b(2)}} \quad (5.25)$$

$$\underline{I}_{Fehler(1)} = -\underline{I}_{Fehler(2)} = \frac{\underline{E}_{(1)}}{\underline{Z}_{eq,2pKSoE}} \quad (5.26)$$

$$\underline{I}_{BusB1(1)} = \frac{\underline{Z}_{a(1)}}{\underline{Z}_{a(1)} + \underline{Z}_{b(1)}} \cdot \underline{I}_{Fehler(1)} + \underline{I}_{vor\ dem\ Kurzschluss} \quad (5.27)$$

$$\underline{I}_{BusB1(2)} = -\frac{\underline{Z}_{a(2)}}{\underline{Z}_{a(2)} + \underline{Z}_{b(2)}} \cdot \underline{I}_{Fehler(1)} \quad (5.28)$$

Die berechneten Ergebnisse im Vergleich mit den Simulationen werden in Abbildung 5.20 dargestellt.

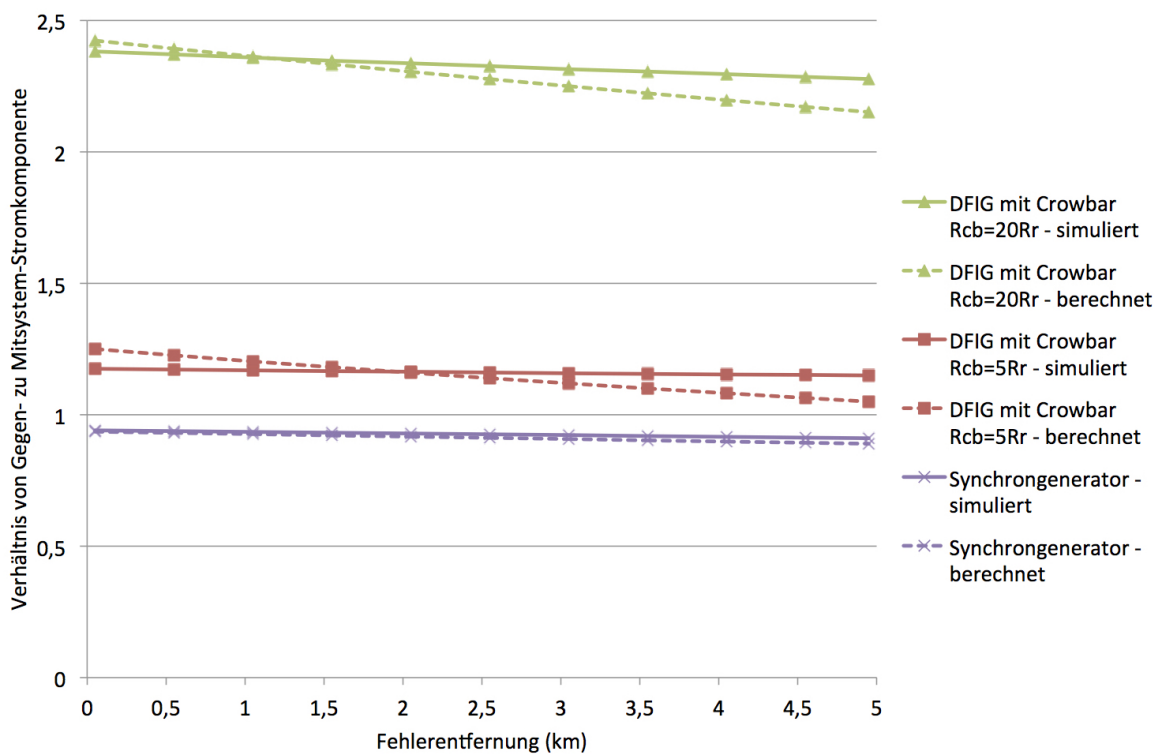


Abbildung 5.20: Zweipoliger Kurzschluss ohne Erdberührung - Simuliertes (durchgehende Linie) und berechnetes (gestrichelte Linie) Verhältnis von Gegen- zu Mitsystem-Stromkomponente für verschiedene Generatoren in Abhängigkeit von der Fehlerentfernung, unter Berücksichtigung des Stromes vor dem Kurzschluss

Kapitel 5 Simulationen

Die berechneten Ergebnisse für den Synchrongenerator passen mit einer guten Näherung mit den Ergebnissen der Simulation überein. Für den DFIG mit Crowbar sind die berechneten Steigungen der Verhältnisse in Abhängigkeit von der Fehlerentfernung zu klein. Jedoch stimmen die Bereiche der Verhältnisse, da der berechnete Unterschied zwischen dem DFIG mit $R_{cb} = 5R_r$ und dem DFIG mit $R_{cb} = 20R_r$ dem simulierten Unterschied entspricht.

Der einzige Unterschied zwischen einpoligen Kurzschluss und zweipoligen Kurzschluss ohne Erdberührung in der Berechnung liegt in dem äquivalenten Widerstand des Netzes (Gleichungen 5.15 und 5.25). Im zweiten Fall verschwindet der Nullsystem-Widerstand $\underline{Z}_{a(0)}$. Wenn die Fehlerentfernung 0,05 km beträgt, ist daher $\underline{Z}_{eq,1pKS}$ größer als $\underline{Z}_{eq,2pKS\&E}$. Wenn die Fehlerentfernung steigt, verringern sich beide $\underline{Z}_{eq,1pKS}$ und $\underline{Z}_{eq,2pKS\&E}$ um auf einen ähnlichen Wert zu kommen. Aus diesem Grund nimmt $\underline{I}_{Fehler(1)}$ mit der Fehlerentfernung wesentlich weniger zu als im Fall eines zweipoligen Kurzschlusses ohne Erdberührung. Das Verhältnis $\underline{I}_{BusB1(2)}/\underline{I}_{BusB1(1)}$ jedes Generators hat daher nun, statt der exponentiellen positiven Steigung des einpoligen Kurzschlusses, eine geringe negative lineare Steigung.

5.2.5 Zweipoliger Kurzschluss mit Erdberührung

Zu Letzt wurden zweipolige Kurzschlüsse mit Erdberührung auf der Leitung simuliert. Die simulierten Verhältnisse von Gegen- zu Mitsystem-Stromkomponente 50 ms nach dem Fehlerauftritt für verschiedene Generatoren sind in Abbildung 5.21 dargestellt.

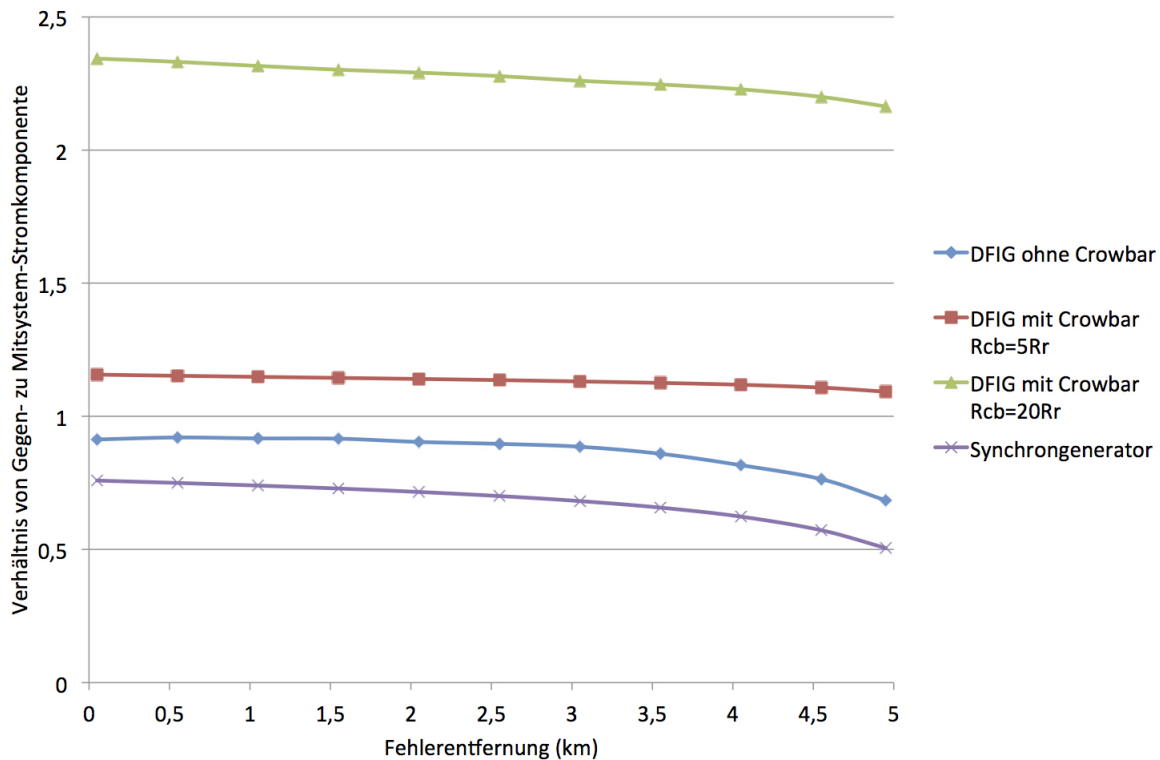


Abbildung 5.21: Zweipoliger Kurzschluss mit Erdberührung - Verhältnis von Gegen- zu Mitsystem-Stromkomponente 50 ms nach dem Fehlerauftritt für verschiedene Generatoren in Abhängigkeit von der Fehlerentfernung

Der Verlauf des Verhältnisses der DFIG mit Crowbar beim zweipoligen Kurzschlusses mit Erdberührung ist ähnlich zu dem ohne Erdberührung. Das Verhältnis des DFIG mit $R_{cb} = 20R_r$ ist immer das größte und liegt zwischen 2,1 und 2,4, während das Verhältnis des DFIG mit $R_{cb} = 5R_r$ immer noch zwischen 1,1 und 1,3 liegt. Die Verhältnisse des DFIG ohne Crowbar und des Synchrongenerators liegen nun beide unter 1 und nehmen bei weiten Fehlerentfernungen deutlich ab. Der Synchrongenerator hat wieder das kleinste Verhältnis.

Das Ersatzschaltbild des Netzabschnittes mit Ersatzspannungsquelle ist nun in Abbildung 5.22 dargestellt.

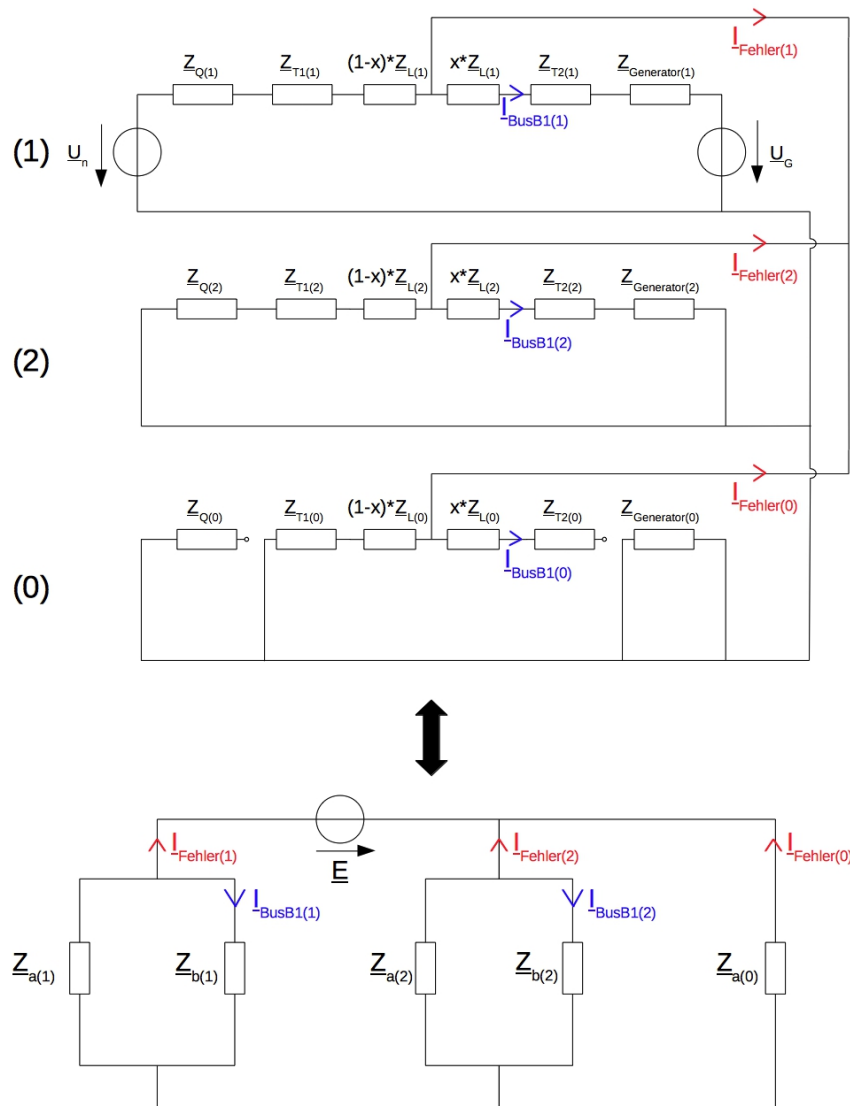


Abbildung 5.22: Ersatzschaltbild des simulierten Netzabschnitts in symmetrischen Komponenten beim zweipoligen Kurzschluss mit Erdberührung

Es wird hier nur die Mitsystem-Kurzschlussstromkomponente am Fehlerort $\underline{I}_{Fehler(1)}$ berechnet, da $\underline{I}_{Fehler(2)}$ und $\underline{I}_{Fehler(0)}$ für die Teilkurzschlussstrom Berechnung nicht benötigt werden [14].

$$\underline{Z}_{eq,2pKSmE} = \frac{\underline{Z}_{a(1)}\underline{Z}_{b(1)}}{\underline{Z}_{a(1)} + \underline{Z}_{b(1)}} + \frac{\underline{Z}_{a(0)}\underline{Z}_{a(2)}\underline{Z}_{b(2)}}{\underline{Z}_{a(0)}\underline{Z}_{a(2)} + \underline{Z}_{a(0)}\underline{Z}_{b(2)} + \underline{Z}_{a(2)}\underline{Z}_{b(2)}} \quad (5.29)$$

$$\underline{I}_{Fehler(1)} = \frac{\underline{E}_{(1)}}{\underline{Z}_{eq,2pKSoE}} = \frac{cU_n}{\sqrt{3}\underline{Z}_{eq,2pKSoE}} \quad (5.30)$$

$$\underline{I}_{BusB1(1)} = \frac{\underline{Z}_{a(1)}}{\underline{Z}_{a(1)} + \underline{Z}_{b(1)}} \cdot \underline{I}_{Fehler(1)} + \underline{I}_{vor\ dem\ Kurzschluss} \quad (5.31)$$

$$\begin{aligned} \underline{I}_{BusB1(2)} &= -\frac{\frac{\underline{Z}_{a(2)}\underline{Z}_{a(0)}}{\underline{Z}_{a(2)}+\underline{Z}_{a(0)}}}{\frac{\underline{Z}_{a(2)}\underline{Z}_{a(0)}}{\underline{Z}_{a(2)}+\underline{Z}_{a(0)}} + \underline{Z}_{b(2)}} \cdot \underline{I}_{Fehler(1)} \\ &= -\frac{\underline{Z}_{a(2)}\underline{Z}_{a(0)}}{\underline{Z}_{a(0)}\underline{Z}_{a(2)} + \underline{Z}_{a(0)}\underline{Z}_{b(2)} + \underline{Z}_{a(2)}\underline{Z}_{b(2)}} \cdot \underline{I}_{Fehler(1)} \quad (5.32) \end{aligned}$$

Die berechneten Verhältnissen im Vergleich mit den simulierten Verhältnissen werden in Abbildung 5.23 dargestellt.

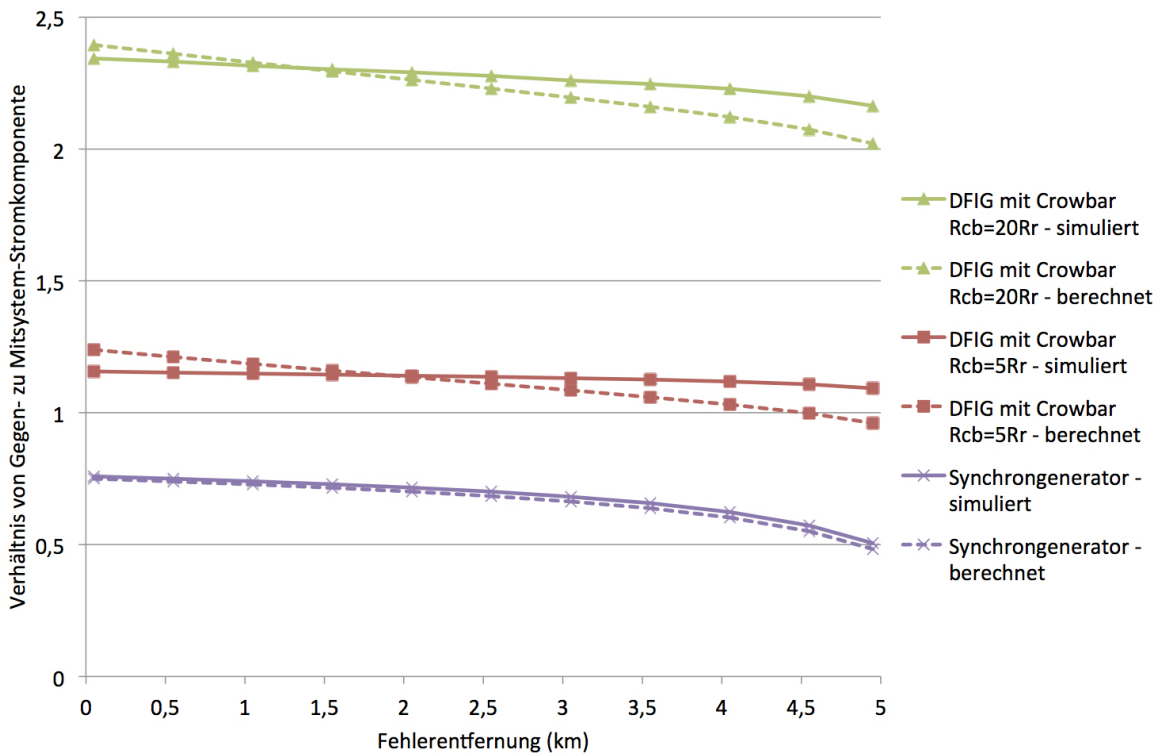


Abbildung 5.23: Zweipoliger Kurzschluss mit Erdberührung - Simuliertes (durchgehende Linie) und berechnetes (gestrichelte Linie) Verhältnis von Gegen- zu Mitsystem-Stromkomponente für verschiedene Generatoren in Abhängigkeit von der Fehlerentfernung, unter Berücksichtigung des Stromes vor dem Kurzschluss

Wie im Fall des zweipoligen Kurzschlusses ohne Erdberührung passt das berechnete Verhältnis des Synchrongenerators sehr gut mit dem simulierten Verhältnis zusammen, während die Steigung der DFIG-Verhältnisse wieder zu klein sind. Die Verhältnisse liegen aber immer noch in den entsprechenden Bereichen. Im Vergleich zum zweipoligen Kurzschluss ohne Erdberührung wird nun die Nullsystem-Impedanz $\underline{Z}_{a(0)}$ parallel geschaltet. Das ändert den äquivalente Widerstand $\underline{Z}_{eq,2pKSmE}$ und die Gegensystem-Stromkomponente am Bus B1 $\underline{I}_{BusB1(2)}$. Jedoch sind, wie vorher erwähnt wurde, die Verhältnisse bei zweipoligen Kurzschlüssen ohne und mit Erdberührung ähnlich, während die Verhältnisse beim einpoligen Kurzschluss einen ganz anderen Verlauf aufweisen. Der Nullsystem-Widerstand hat einen größeren Einfluss, wenn er seriell geschaltet ist als wenn er parallel geschaltet ist.

Kapitel 6: Schlussfolgerungen und Ausblick

In dieser Arbeit wurde zuerst ein doppelt gespeister Asynchrongenerator (DFIG) in MATLAB/SIMULINK simuliert. Das existierende Modell des DFIG der Bibliothek *SimPowerSystems* wurde übernommen und mit einer Crowbar ausgestattet. Das Ziel der Crowbar ist, den Umrichter des DFIG vor unzulässigen Strömen zu schützen. Um ein Fehlverhalten der Crowbar (wird nicht aktiviert) ebenfalls untersuchen zu können, war es interessant, ein Modell vom DFIG ohne Crowbar und ein Modell mit Crowbar zu untersuchen. Bei dem DFIG mit Crowbar gibt es mehrere Möglichkeiten, da der Crowbar-Widerstand in einem bestimmten Bereich gewählt werden kann. Dies beeinflusst die Spannung und den Strom des Rotorkreises beim Kurzschluss. Es wurden dreipolige Kurzschlüsse an den Klemmen der verschiedenen möglichen DFIG-Konfigurationen simuliert. Die simulierten dynamischen Verläufe konnten analytisch beschrieben werden, wodurch die Verwendbarkeit des Modells für die Untersuchungen überprüft wurde.

Zunächst wurde ein Vergleich zwischen DFIG und Synchrongenerator bei verschiedenen Fehlerarten durchgeführt. Es wurde ein Modellnetz mit drei Spannungsebenen, 110 kV, 20 kV und 575 V mit einer Freileitung in der Mittelspannungsebene simuliert. Ein Synchrongenerator wurde auch simuliert und sein dynamischer Verlauf beim dreipoligen Kurzschluss wurde ebenfalls anhand analytischer Berechnungen überprüft. Mit einer Automatisierung in MATLAB wurden verschiedene Fehlerarten an mehreren Orten entlang der Freileitung für jede Generatorart simuliert. Die symmetrischen Komponenten des Kurzschlussstromes wurden in jedem Fall ermittelt und das Verhältnis zwischen Gegen- und Mitsystem-Stromkomponente wurde dargestellt und analytisch beschrieben. Die Unterschiede zwischen ein- und zweipoligen Kurzschlüssen mit und ohne Erdberührung sowie zwischen den verschiedenen Generatoren wurden erläutert.

Der DFIG wird häufig in Windkraftanlagen eingesetzt, während der Synchrongenerator in thermischen und hydraulischen Kraftwerken zu finden ist. Das Verhalten des DFIG im Vergleich zum Synchrongenerator beim Kurzschluss ist für Schutzeinrichtungen von Interesse. Mit dem Anstieg der Ausnutzung der Windenergie werden immer mehr Windkraftanlagen an das Netz angeschlossen. Dies kann die Schutzanforderungen verändern.

Kapitel 6 Schlussfolgerungen und Ausblick

Je nachdem welche Generatorart betrachtet ist, weist das Verhältnis der Gegen- zur Mit-system-Stromkomponente große Unterschiede auf. Im nächsten Schritt sollte der Einfluss dieses Verhältnis auf die Schutzeinrichtungen ermittelt werden.

In Windkraftanlagen kommen häufig Synchrongeneratoren mit Vollumrichter zum Einsatz. Diese Technologie könnte ein anderes Verhalten beim Kurzschluss als der DFIG und der konventionelle Synchrongenerator aufweisen. Die Untersuchung des Verhaltens dieses Generators beim Kurzschluss im Vergleich zu den bereit erläuterten Generatoren könnte eine interessante Erweiterung der Arbeit werden.

Literaturverzeichnis

- [1] *IEC 60909: Short-circuit currents in three-phase a.c. systems - Part 0: Calculation of currents*. International Electrotechnical Commission, 2001
- [2] GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL: Global Wind Statistics 2014. Version: February 2015. http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2015/02/GWEC_GlobalWindStats2014_FINAL_10.2.2015.pdf, Abruf: 10.07.2015. 2015. – Forschungsbericht
- [3] In: ANDERSON, P.: *Analysis of Faulted Power Systems*. Wiley-IEEE Press, 1995, S. 244
- [4] ELNAGGAR, A.K. ; RUEDA, J.L. ; ERLICH, I.: Comparison of Short-circuit Current Contribution of Doubly-Fed Induction Generator based Wind Turbines and Synchronous Generator. In: *PowerTech, 2013 IEEE Grenoble*, 2013, S. 1–6
- [5] FESTO DIDACTIC (Hrsg.): *Electricity and New Energy: Principles of Doubly-Fed Induction Generators (DFIG) - Courseware Sample*. <https://www.labvolt.com>: Festo Didactic, 2011
- [6] GAWLIK, W.: *Energieübertragung und Hochspannungstechnik Vorlesungsskriptum*. – VO 370.028, Technische Universität Wien, 2014
- [7] GAWLIK, W.: *Energieversorgung Vorlesungsskriptum*. – VO 370.002, Technische Universität Wien, 2014
- [8] GEVORGIAN, V. ; MULJADI, E.: Wind Power Plant Short Circuit Current Contribution for Different Fault and Wind Turbine Topologies. In: *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE* (2010)
- [9] HANSEN, A. D. ; MICHALKE, G.: Fault ride-through capability of DFIG wind turbines. In: *Elsevier* (2006)
- [10] In: HAU, E.: *Windkraftanlagen: Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit, 5. Auflage*. Springer Vieweg, 2014, S. 73, 81–85, 93

Literaturverzeichnis

- [11] In: HEUCK, K. ; DETTMANN, K-D. ; SCHULZ, D.: *Elektrische Energieversorgung, Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis, 8. Auflage*. Vieweg+Teubner Verlag, 2010, S. 344–346, 398
- [12] JEDUT, L. ; ROSOŁOWSKI, E. ; RUDION, K.: Investigation of DFIG based wind turbine influence on the utility grid. In: *Modern Electric Power Systems (MEPS), 2010 Proceedings of the International Symposium*, 2010, S. 1–7
- [13] In: KALTSCHMITT, M. ; STREICHER, W. ; WIESE, A.: *Erneuerbare Energien, 5. Auflage*. Springer Vieweg, 2014, S. 453, 460, 468–471, 472
- [14] KIRTLEY JR., J.K. ; TECHNOLOGY, Massachusetts I.: *Introduction to Power Systems, Class Notes Chapter 4, Introduction To Symmetrical Components*. 2003
- [15] LEBAN, K.: *Doubly Fed Induction Generator Fault Simulation*, Institute of Energy Technology, Diplomarbeit, 2009
- [16] MATHWORKS: *Matlab-Hilfe - Excitation System*. <http://de.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/excitationsystem.html>, Abruf: 16.07.2015
- [17] MATHWORKS: *Per Unit System of Units*. <http://de.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/per-unit-and-international-systems-of-units.html>, Abruf: 09.07.2015
- [18] MORREN, J. ; DE HAAN, S.W.H: Short-Circuit Current of Wind Turbines With Doubly Fed Induction Generator. In: *IEEE Transactions on Energy Conversion* 22 (2007), Nr. 1
- [19] NOUBRIK, A. ; CHRIFI-ALAOUI, L. ; BUSSY, P. ; BENCHAIIB, A.: Analysis and simulation of a 1.5 MVA Doubly Fed Wind-Power in Matlab SimPowerSystems using crowbar during Power Systems Disturbances. In: *Communications, Computing and Control Applications (CCCA), 2011 International Conference* (2011)
- [20] OPEN ELECTRICAL MITARBEITER: *2 Winding Transformer Models*. http://www.openelectrical.org/wiki/index.php?title=2_Winding_Transformer_Models, Abruf: 09.05.2015
- [21] In: OSWALD, B. R.: *Berechnung von Drehstromnetzen - Berechnung stationärer und nichtstationärer Vorgänge mit Symmetrischen Komponenten und Raumzeigern, 2. Auflage*. Springer Vieweg, 2013, S. 51–52, 125
- [22] SCHRÖDL, M.: *Elektrische Antriebe Vorlesungsskriptum*. – VU 370.027, Technische Universität Wien, 2013
- [23] SCHÜRHubER, R.: *Fehlerberechnung in Drehstromsystem Vorlesungsunterlagen*. – VO 370.047, Technische Universität Wien, 2014

Literaturverzeichnis

- [24] SNYDER, M. A.: *Development of Simplified Models of Doubly-Fed Induction Generators (DFIG)*, Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden, Diplomarbeit, 2012
- [25] SULLA, F.: *Island Operation with Induction Generators - Fault Analysis and Protection*, Department of Measurement Technology and Industrial Electrical Engineering - Lund University, Diss., 2009
- [26] SULLA, F. ; SVENSSON, J. ; SAMUELSSON, O.: Symmetrical and unsymmetrical short-circuit current of squirrel-cage and doubly-fed induction generators. In: *Elsevier* (2011)
- [27] In: TLEIS, N.D: *Power Systems Modelling and Fault Analysis*. Elsevier, 2008, S. 316f
- [28] ZHANG, Luhua ; CAI, Xu ; GUO, Jiahu: Dynamic Responses of DFIG Fault Currents Under Constant AC Excitation Condition. In: *Power and Energy Engineering Conference, 2009. APPEEC 2009. Asia-Pacific*, 2009, S. 1–4

Erklärung der Urheberschaft

Hiermit erkläre ich, dass die vorliegende Arbeit gemäß dem Code of Conduct - Regeln zur Sicherung guter wissenschaftlicher Praxis (in der aktuellen Fassung des jeweiligen Mitteilungsblattes der TU Wien), insbesondere ohne unzulässige Hilfe Dritter und ohne Benutzung anderer als der angegebenen Hilfsmittel, angefertigt wurde. Die aus anderen Quellen direkt oder indirekt übernommenen Daten und Konzepte sind unter Angabe der Quelle gekennzeichnet.

Die Arbeit wurde bisher weder im In- noch im Ausland in gleicher oder in ähnlicher Form in anderen Prüfungsverfahren vorgelegt.

Wien, 9. August 2015

Unterschrift