

Verhalten von Niederspannungs- Synchrongeneratoren im Fehlerfall

Diplomarbeit



Institut für Elektrische Anlagen
TU Graz

Vorgelegt von:
Thomas Wieland

Betreuer:
Univ.-Prof. DI Dr. techn. Lothar Fickert

Co-Betreuung:
DI Dr. techn. Ernst Schmutzer
DI Maria Aigner

Institutsleiter: Univ.-Prof. DI Dr.techn. Lothar Fickert

A - 8010 Graz, Inffeldgasse 18-I

Telefon: (+43 316) 873 - 7551

Telefax: (+43 316) 873 - 7553

<http://www.ifea.tugraz.at>

<http://www.tugraz.at>

Graz / 04 - 2011



Deutsche Fassung:
Beschluss der Curricula-Kommission für Bachelor-, Master- und Diplomstudien vom 10.11.2008
Genehmigung des Senates am 1.12.2008

EIDESSTÄTLICHE ERKLÄRUNG

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommene Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Graz, am

.....
(Unterschrift)

Englische Fassung:

STATUTORY DECLARATION

I declare that I have authored this thesis independently, that I have not used other than the declared sources / resources, and that I have explicitly marked all material which has been quoted either literally or by content from the used sources.

.....
date

.....
(signature)

Danksagung

Mein besonderer Dank gilt dem Institut für Elektrische Anlagen der Technischen Universität Graz, allen voran Univ.-Prof. Dipl.Ing. Dr.techn. Lothar Fickert, der viel positiven Einfluss auf die vorliegende praxisnahe Arbeit nahm und mich in jeder Beziehung unterstützte.

Mein weiterer Dank gilt Dipl.Ing. Dr.techn. Ernst Schmautzer für die fachliche Unterstützung. Danken möchte ich auch Frau Dipl.Ing. Maria Aigner, die stets ein offenes Ohr für meine Fragen hatte und mich in jeder Lebenslage unterstützte. Für die freundliche Hilfestellung danke ich allen MitarbeiterInnen des Instituts für Elektrische Anlagen.

Bedanken möchte ich mich auch bei meinen Eltern und bei meinem Bruder, die es ermöglichten, ein Studium an der Technischen Universität Graz zu beginnen und dieses auch zu beenden. Ein weiterer Dank gilt all meinen Freunden und Verwandten die mich während dieser schönen Zeit begleiteten.

Abschließend möchte ich mich bei meinen FreundInnen und KollegInnen vom Hochspannungszeichensaal der TU Graz für ihren Rückhalt und den zahlreichen fachlichen Gesprächen bedanken.

”Freude an der Arbeit lässt das Werk trefflich geraten.”
(Aristoteles)

Kurzfassung

In dieser Diplomarbeit wird das Verhalten von dezentralen Energieerzeugungsanlagen (DEA) insbesondere von Niederspannungs-Synchrongeneratoren untersucht. Aufgrund der Neuanschaffung zweier Synchrongeneratoren inklusive zugehöriger Antriebsmotoren und eines Transformators für das Smart-Grid-Labor des Instituts für Elektrische Anlagen der Technischen Universität Graz, ist es erforderlich, die charakteristischen Parameter des Synchrongenerators und des Transformators vorab messtechnisch zu bestimmen.

Die Synchrongeneratoren werden im Netzparallel- sowie im Microgrid-Betrieb bei LOM (Loss of Main) betrieben, wobei der Fokus der Untersuchungen auf den Normalbetrieb und auf den 1-poligen Erdkurzschluss gelegt wird.

Die aus den praktischen Versuchen gewonnenen Erkenntnisse über das Verhalten der beiden 1-kVA-Synchrongeneratoren und des Transformators im Betriebs- sowie im Fehlerfall werden mittels einer dynamischen Simulation in MATLAB/Simulink[®] bestätigt.

Schlüsselwörter: Dezentrale Energieerzeugungsanlagen (DEA), Synchrongenerator, Netzparallelbetrieb, Microgrid-Betrieb, 1-poliger Erdkurzschluss

Abstract

In this diploma thesis the behaviour of decentralised power generation systems in low voltage grids is analysed. Because of the acquirement of two synchronous generators and their machine actuators and a transformer for the Smart-Grid-Laboratory of the Institute of Electrical Power Systems of the Graz University of Technology the electrical and mechanical characteristic parameters are determined in advance.

The synchronous generators are working in grid parallel operation and in microgrid operation in case of loss of main (LOM). The thesis focuses on normal operation and on the behaviour during a single-phase to ground fault.

The gained results from the practical tests about the behaviour of the 1 kVA synchronous generators and the transformer in normal operation and under fault condition are verified with a dynamic simulation modell in MATLAB/Simulink[®].

Keywords: decentralised power generation, synchronous generator, grid parallel operation, microgrid operation, single-phase to ground fault

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	9
2	Theorie	10
2.1	Zentrale- vs. dezentrale Versorgungsstruktur	10
2.1.1	Vor- und Nachteile von DEA	11
2.1.2	Technisch organisatorische Regeln (TOR)	12
2.1.3	Problematik - Kurzschlussstrom bei dezentraler Einspeisung	15
2.2	Definitionen	16
2.2.1	Smart Grid	16
2.2.2	Smart System	17
2.2.3	Microgrid	18
2.3	Symmetrische Komponenten	19
2.3.1	1-poliger Erdkurzschluss	22
2.4	Synchrongenerator	25
2.4.1	Ersatzschaltbild des Synchrongenerators im Fehlerfall	25
2.4.2	Charakteristische Zeitkonstanten des Synchrongenerators	27
2.4.3	Sternpunkterdung	28
2.4.4	Sternpunktbildner	28
2.4.5	dq0-Transformation	32
2.4.6	Wirkleistungs- und Blindleistungsabgabe des Synchrongenerators	34
2.4.7	Trägheitskonstante H	37
2.4.8	Synchronisation	37
2.5	Schutzmaßnahmen	39
2.5.1	TN-C Netzform	39
2.5.2	FI-Schutzschalter	42
2.5.3	Sicherungen	43
2.5.4	Loss of Main - LOM	45

3	Versuchsaufbau Smart-Grid-Labor	48
3.1	Allgemeines	48
3.1.1	Synchronisation	51
3.2	Netzbetrieb	53
3.2.1	Synchronisation des Synchrongenerators 1 (SG1) mit dem Labornetz	53
3.2.2	Verhalten des Transformators bei sekundärseitigem 1-poligen Erdkurzschluss	59
3.3	Microgrid-Betrieb ohne Fehler	61
3.3.1	Microgrid-Slackgenerator (MG-Slack) und Synchrongenerator 1 (SG1) mit dreiphasiger Last	61
3.4	Microgrid-Betrieb im Fehlerfall	65
3.4.1	Microgrid-Slackgenerator (MG-Slack) und Synchrongenerator 1 (SG1) bei einem 1-poligen Erdkurzschluss	65
3.4.2	Microgrid-Slackgenerator (MG-Slack) - Sternpunkt herausgeführt und nicht geerdet - abgeschalteter Transformator	72
3.4.3	Microgrid-Slackgenerator (MG-Slack) - Sternpunkt herausgeführt und geerdet - abgeschalteter Transformator	75
4	Simulation	82
4.1	NEPLAN [®]	82
4.2	MATLAB/Simulink [®]	83
4.2.1	SimPowerSystems [™] -Toolbox	83
4.2.2	Modellbeschreibung	84
4.2.3	Synchrongenerator, Sternpunktbildner	85
4.2.4	Last	85
4.2.5	Leitungen	86
4.2.6	Transformator	87
4.2.7	Synchrongenerator	88
4.3	Verhalten des Transformators bei sekundärseitigem 1-poligen Erdkurzschluss	89
4.3.1	Vergleich zwischen Simulation und Berechnung	91
4.4	Microgrid-Betrieb im Fehlerfall - Microgrid-Slackgenerator (MG-Slack) - Sternpunkt herausgeführt und nicht geerdet - abgeschalteter Transformator	92
4.4.1	Vergleich zwischen den Ergebnissen der Simulation und den Versuchen im Smart-Grid-Labor	96

5	Ermitteln der Transformator- und Maschinen-Daten	98
5.1	Bestimmung der Transformator-Kenngrößen	98
5.1.1	Wicklungswiderstände	101
5.1.2	Leerlaufversuch zwischen AP-EP	106
5.1.3	Leerlaufversuch zwischen AP-AnzP	110
5.1.4	Berechnung der Scheinleistung des Transformators	117
5.1.5	Kurzschlussversuch	118
5.1.6	Polaritätsbestimmung	122
5.1.7	Nullimpedanz Z^0	125
5.2	Bestimmung der Synchrongenerator-Parameter	127
5.2.1	Berechnung der Scheinleistung des Synchrongenerators	128
5.2.2	Wicklungswiderstände	128
5.2.3	Leerlaufversuch	130
5.2.4	Kurzschlussversuch	132
5.2.5	Bestimmung der subtransienten Längsreaktanz X_d'' und Querreaktanz X_q''	136
5.2.6	Stoßkurzschluss	139
5.2.7	Nullimpedanz Z^0	142
5.3	Trägheitskonstante H des Generators und des Antriebsmotors	144
6	Schlussfolgerungen	149
7	Anhang	151
7.1	Anhang A	151
7.2	Anhang B	152
	Literaturverzeichnis	153

1 Einleitung

Das Ziel dieser Arbeit ist, das Verhalten von Synchrongeneratoren (kVA-Klasse) als dezentrale Erzeugungsanlagen (DEA) im Niederspannungsnetz zu untersuchen. Hierbei werden die Synchrongeneratoren im Netzparallel- und im Microgrid-Betrieb sowohl im Betriebs- als auch im Fehlerfall betrieben. Im Besonderen wird im TN-System, bei Schutzmaßnahme Nullung, das Verhalten der Synchrongeneratoren bei einem 1-poligen Erdkurzschluss betrachtet.

Die Arbeit gliedert sich in folgende Teile. Durch die Neuanschaffung zweier Synchrongeneratoren und eines Transformators für das Smart-Grid-Labor des Instituts für Elektrische Anlagen der Technischen Universität Graz ist es erforderlich, die notwendigen Parameter für weitere wissenschaftliche Untersuchungen, sowie den studentischen Laborbetrieb, vorab messtechnisch zu erfassen. Die aus den praktischen Versuchen mit zwei 1-kVA-Synchrongeneratoren im Smart-Grid-Labor gewonnenen Erkenntnisse werden anhand einer dynamischen Simulation in MATLAB/Simulink[®] bestätigt.

Folgende Fragestellungen werden in der vorliegenden Arbeit behandelt:

- Ist der Erdkurzschlussstrom des Synchrongenerators im Microgrid-Betrieb ausreichend, um die vorgelagerte Sicherung auszulösen?
- Ist es möglich, ein Microgrid, das nur mit kleinen Synchrongeneratoren ausgerüstet ist mit konventionell ausgelegten Schutzmaßnahmen sicher zu betreiben?
- Wie beeinflusst die Sternpunktterdung der Synchrongeneratoren die Fehlerklärung im Microgrid-Betrieb?
- Ist es möglich, mittels der ermittelten charakteristischen Parameter des Transformators und des Synchrongenerators, diese anhand einer realitätskonformen dynamischen Simulation nachzubilden?

2 Theorie

2.1 Zentrale- vs. dezentrale Versorgungsstruktur

Durch den liberalisierten Strommarkt wird es dezentralen Anlagenbetreibern ermöglicht, Energie zu erzeugen und diese in das öffentliche Verteilnetz einzuspeisen. In Abbildung 2.1 (links), zentrale Versorgungsstruktur ist ersichtlich, dass z.B. große Wasserkraftwerke in das Höchstspannungsnetz einspeisen. Die erzeugte Energie wird über Hochspannungsleitungen und Transformatoren bis zu den Verbrauchern transportiert. Das Niederspannungsnetz wurde bisher als passives Netz betrachtet. Somit ergibt sich eine definierte Energieflussrichtung ausgehend von den Großkraftwerken mit Anschlusspunkt in der Höchst- und Hochspannungsebene in Richtung Mittel- und Niederspannungsebene.

Dezentrale Energieerzeugungsanlagen (DEA) speisen in die Netzebene 7 (Niederspannung 400 V) bzw. in Netzebene 5 (Mittelspannung 20 kV) ein - siehe Abbildung 2.1 (rechts). Bei einer dezentralen Versorgungsstruktur ist es möglich, den Lastfluss der Großkraftwerke zu verringern, aufzuheben bzw. umzudrehen, falls mehr oder gleich viel Energie in diesem Gebiet erzeugt als verbraucht wird. Das Niederspannungsnetz kann sowohl aktiv als auch passiv betrachtet werden [1]. Synchrongeneratoren können gemäß der folgenden Auflistung als Energieerzeugungseinheiten eingesetzt werden [2]:

- Wasserkraft
- (Micro-) Gasturbine
- Erdwärme
- Biogas, Biomasse, Deponiegas
- Windkraft (Gleichstromzwischenkreis zur Drehzahlanpassung)

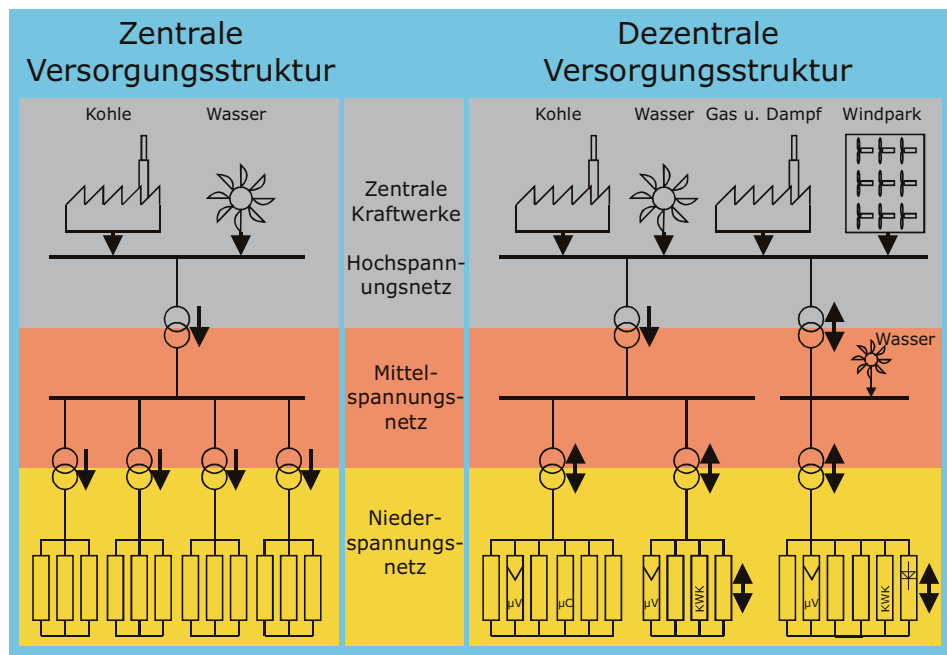


Abbildung 2.1: Zentrale vs. dezentrale Versorgungsstruktur [1]

Die Energieumwandlung erfolgt im Allgemeinen durch Synchrongeneratoren bzw. Asynchrongeneratoren oder mittels Gleichstromquellen (z.B. Fotovoltaik). Die erzeugte elektrische Energie kann direkt, über Transformatoren oder mittels Wechselrichter in das öffentliche Netz eingespeist werden [3].

2.1.1 Vor- und Nachteile von DEA

Durch die Nähe von DEA zu den Verbrauchern ergeben sich geringere Transportwege bei der Übertragung der elektrischen Energie im Vergleich zur Einspeisung von Großkraftwerken in der Hochspannungsebene. Die durch DEA erzeugte Energie muss nicht über Hochspannungsleitungen zu den Verbrauchern transportiert werden. Somit ist es möglich, dass eine Entlastung der übergeordneten Netze erreicht werden kann. Die Reichweite bei Einspeisung von DEA in der Niederspannung ist jedoch eingeschränkt möglich, da es zu Spannungsanhebungen kommt, die verhindern, dass eine Lastflussumkehr einfach möglich ist; die Verluste steigen quadratisch mit dem Strom. Der Einsatz von hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung bei DEA erhöht den Gesamtwirkungsgrad der Anlage.

Es ergeben sich jedoch nicht nur Vorteile bei dezentraler Energieerzeugung. Einer der größten Nachteile ist die geringe Energiedichte der regenerativen Energieträger. Dies bedeutet, dass mehr Fläche benötigt wird, um gleich viel Energie als in einem Großkraftwerk zu erzeugen. Die Einbindung der DEA stellt aufgrund der hierarchisch gewachsenen Netz- und Schutztechnik-Struktur eine große Herausforderung dar.

2.1.2 Technisch organisatorische Regeln (TOR)

Die technisch organisatorischen Regeln (TOR) [3] beziehen sich auf die Betreiber von Übertragungs- und Verteilnetzen sowie deren Netznutzer. Ein Teil dieses Regelwerks, der Hauptabschnitt D4, behandelt den Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen in Mittelspannungs- und Niederspannungsnetzen.

Der Parallelbetrieb mit dem öffentlichen Netz muss durch folgende Maßnahmen sichergestellt sein:

- Abstimmung des Schutzkonzeptes mit dem Übertragungs- oder dem Verteilnetzbetreiber.
- Entkopplungseinrichtungen trennen die Erzeugungsanlage einerseits sicher vom öffentlichen Netz und verhindern andererseits eine asynchrone Zuschaltung (z.B. nach einer kurzzeitigen Trennung vom Netz).
- Je nach Einspeiseleistung der Anlage kann neben der Wirkleistungs- auch eine Blindleistungseinspeisung oder Blindleistungsaufnahme vonnöten sein, um die Spannung im geforderten Toleranzband zu halten.
- Zusätzlich kann eine Beteiligung an bestimmten Systemdienstleistungen (z.B. Beitrag zum Netzwiederaufbau, zur Spannungshaltung und zur Stabilität) bei gestörtem Netzbetrieb gefordert werden. Hierfür ist jedoch eine gesicherte Zugriffsmöglichkeit seitens des Netzbetreibers notwendig.
- Die aus den Erzeugungsanlagen stammenden Netzzrückwirkungen sind zu begrenzen, um die Spannungsqualität des Netzes nicht unnötig zu beeinflussen.

Die geforderte Schaltstelle kann mit der Entkopplungsstelle gleichgesetzt werden - siehe Abbildung 2.2, jedoch muss diese Lastschaltvermögen und eine Trennfunktion besitzen. Weiters muss sie jederzeit zugänglich sein, um die fünf Sicherheitsregeln gemäß der ÖVE/ÖNORM EN 50110 [4] sicherzustellen. Die empfohlenen Einstellwerte der Schutzeinrichtungen sind mit dem Netzbetreiber abzustimmen und gegebenenfalls zu adaptieren.

Die Abbildung 2.2 zeigt die Ausführung der Schutzeinrichtungen für Anlagen mit Anschluss im Niederspannungsverteilstromnetz.

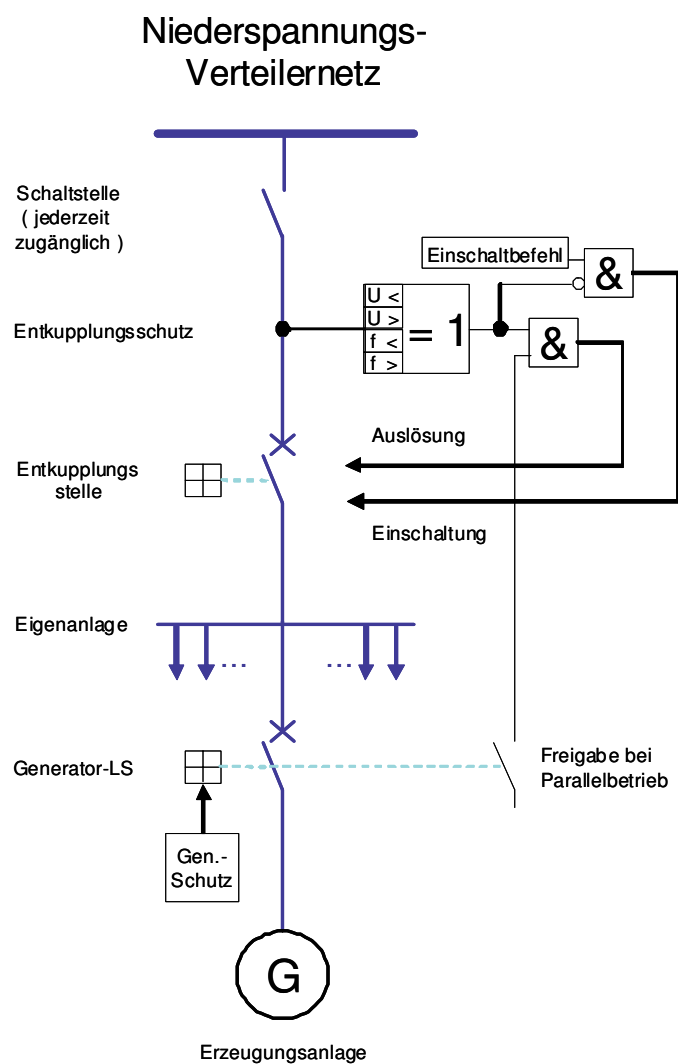


Abbildung 2.2: Vereinfachte Darstellung der Schutzeinrichtungen für Anlagen mit Anschluss an das Niederspannungsverteilstromnetz [3]

Die Spannung und die Frequenz des öffentlichen Netzes müssen vor der Synchronisierung mit diesem innerhalb der in Tabelle 2.1 angegebenen Richtwerte liegen. In der TOR-D4 ist eine empfohlene Wartezeit von ca. fünf Minuten angegeben, falls sich die Netzspannung nicht innerhalb der vorgegebenen Toleranzen befindet [3, S.35]. Bei einem Netzausfall ist durch geeignete Maßnahmen sicherzustellen, dass es nicht zu einer Einspeisung in das öffentliche Netz kommt.

Die Tabelle 2.1 zeigt empfohlene Einstellwerte für die Schutzeinrichtungen in Abbildung 2.2, entnommen aus den TOR-D4 [3]:

Funktion	Einstellbereich des Schutzrelais	Empfohlene Schutzrelaiseinstellwerte	
Überspannungsschutz $U_{eff}>>$	$1.00 - 1.30 U_n$	$\leq 1.15 U_n^1$	Unverzögert
Überspannungsschutz $U_{eff}>$	$1.00 - 1.30 U_n$	$1.11 U_n$	$\leq 60^2$ s
Unterspannungsschutz $U_{eff}<$	$0.10 - 1.00 U_n$	$0.80 U_n$	200 ms
Überfrequenzschutz	50.0 – 55.0 Hz	51.5 Hz	≤ 100 ms
Unterfrequenzschutz	45.0 – 50 Hz	47.5 Hz	≤ 100 ms

Tabelle 2.1: Empfohlene Einstellwerte für die Schutzeinrichtungen laut TOR-D4 [3]

- 1) Dieser Einstellwert ist mit dem Netzbetreiber abzustimmen
- 2) Falls der Einstellwert $U_{eff} >>$ nicht existiert, ist bei $U_{eff} >$ unverzüglich auszulösen

2.1.3 Problematik - Kurzschlussstrom bei dezentraler Einspeisung

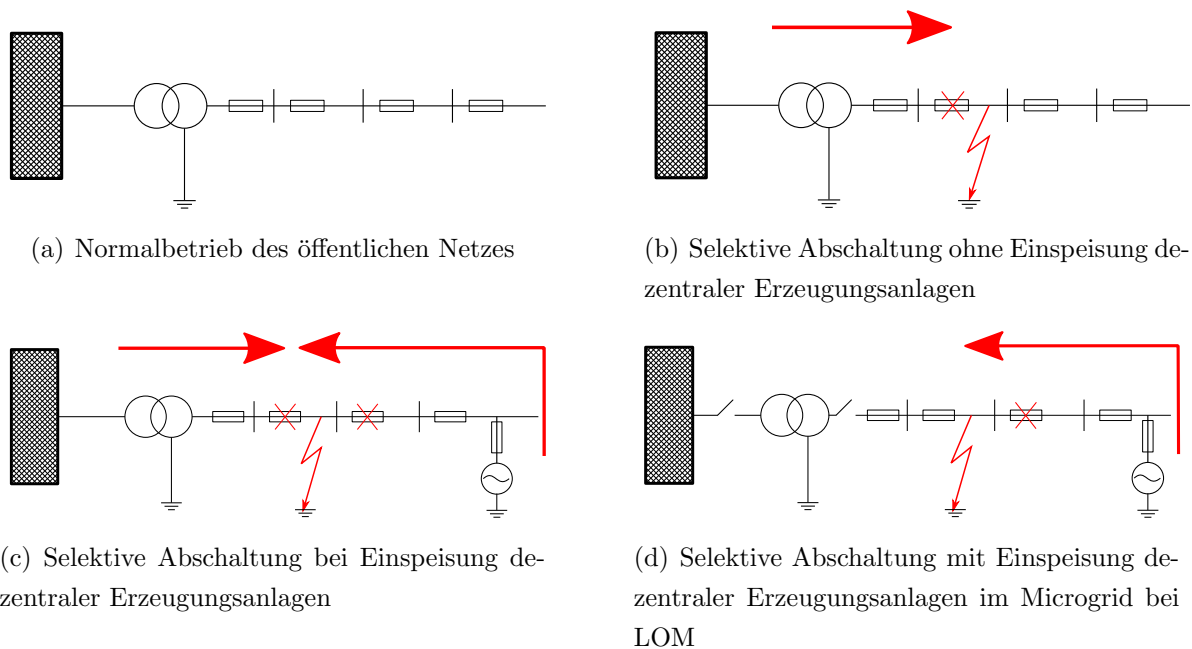


Abbildung 2.3: Normalbetrieb des öffentlichen Netzes (a), Kurzschlussstrom im öffentlichen Netz (b), mit dezentraler Einspeisung (c) und bei LOM im Microgrid (d) [5]

Den Normalbetrieb des öffentlichen Netzes ohne dezentrale Einspeisung zeigt die Abbildung 2.3(a). Bei einem 1-poligen Kurzschluss ist die Kurzschlussleistung des vorgelagerten Netzes bzw. die Kurzschlussleistung des Transformators ausreichend, damit die vorgelagerte Sicherung bei selektiver Staffelung auslöst - siehe Abbildung 2.3(b).

Die Abbildung 2.3(c) zeigt, dass bei dezentraler Einspeisung der zusätzliche Kurzschlussstrom der DEA an der Fehlerstelle hinzukommt. Dieser ist von der Kurzschlussleistung abhängig und im Allgemeinen sehr viel geringer als jener des vorgelagerten Netzes bzw. des Transformators. Durch geeignete Staffelung der Schutzelemente sollten die Erzeugungsanlagen als Letztes vom Netz getrennt werden.

Falls der Transformator, wie in Abbildung 2.3(d) dargestellt, an der Primär- oder an der Sekundärseite abgeschaltet ist, entsteht ein Microgrid. Aber auch die DEA müssen noch in der Lage sein den Fehler selektiv abzuschalten, um die Personensicherheit zu gewährleisten. Dies bedeutet, dass der Kurzschlussstrom der DEA ausreichen muss, um die vorgelagerten Sicherungen durchzuschmelzen.

2.2 Definitionen

2.2.1 Smart Grid

Die offizielle Definition der Nationalen Technologieplattform Smart Grids Austria lautet wie folgt:

”Stromnetze, welche durch ein abgestimmtes Management mittels zeitnaher und bidirektionaler Kommunikation zwischen Netzkomponenten, Erzeugern, Speichern und Verbrauchern einen energie- und kosteneffizienten Systembetrieb für zukünftige Anforderungen unterstützen” [6].

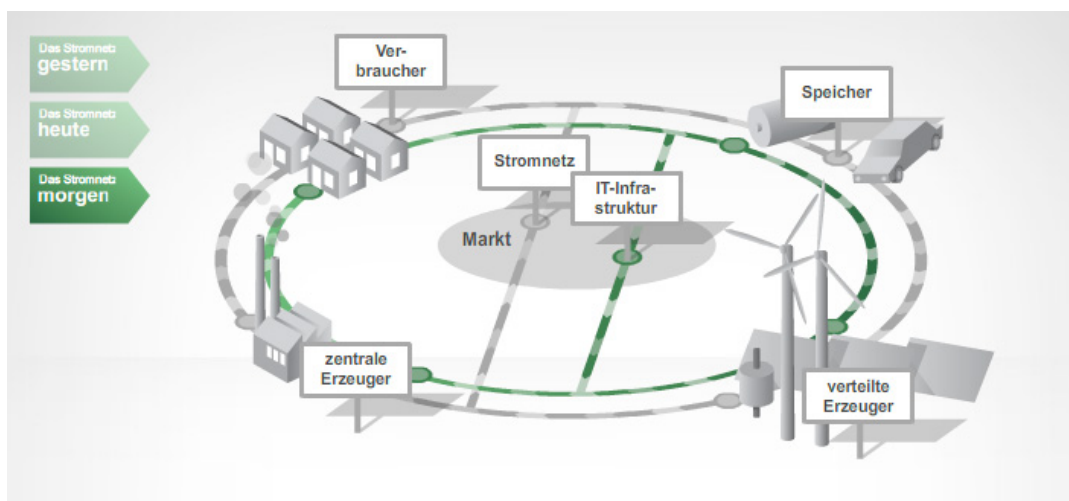


Abbildung 2.4: Aufbau eines Smart-Grid-Systems [6]

Eine weitere Definition für ein Smart Grid wurde aus dem ”Strategic Deployment Document” übersetzt [7]:

Ein ”Smart Grid” ist ein Stromnetz, das alle Aktionen der Benutzer (Erzeuger, Verbraucher und solche die beides sind) intelligent vereint, um effizient eine nachhaltige, wirtschaftliche und sichere Elektrizitätsversorgung zu gewährleisten.

Ein "Smart Grid" vereint innovative Produkte und Services mit intelligentem Monitoring, Kontrolle, Kommunikation und Selbstheilungs-Technologien:

- Erleichtert die Verbindung und den Betrieb von Einspeisern (Generatoren) in allen Größen und Ausführungsarten
- Ermöglicht dem Verbraucher, eine Rolle bei der Optimierung und der Funktion des Systems zu spielen
- Versorgt die Verbraucher mit mehr Informationen und Auswahlmöglichkeiten des Angebots
- Reduziert die Umweltauswirkungen des gesamten Elektrizitätssystems deutlich
- Bringt eine Steigerung der Zuverlässigkeit und der Sicherheit der Stromversorgung

Die Entwicklung/Erforschung von "Smart Grids" muss nicht nur Technologie-, Markt-, Wirtschafts-, Umwelt-, Rechts-, Standardisierungs-, IKT-Aspekte und Übergangsstrategien enthalten, sondern hat auch den gesellschaftlichen und staatlichen Anforderungen genüge zu tragen.

2.2.2 Smart System

Ein smartes System in einem Gebäude ermöglicht z.B. durch dezentrale Energieerzeugung mittels Fotovoltaik, Blockheizkraftwerken oder Ähnlichem den Eigenbedarf in gewissen Grenzen durch geeignete, intelligente Laststeuerung zu decken. Die einzelnen intelligenten, durch IKT³ kommunizierenden Systeme können zu einem Smart Grid zusammengefasst werden [8], [2].

³Informations- und Kommunikationstechnologie

2.2.3 Microgrid

Im Vergleich zum Smart Grid ist es das Ziel im Microgrid, zusätzliche Leistungsautonomie zu erreichen. Netzabschnitte können durch Ausnahmesituationen voneinander getrennt werden. Diese entstehenden Inselnetze können bei Leistungsautonomie bestehen bleiben, um sich nach der Fehlerklärung wieder ans Verbundnetz zu synchronisieren. Bei fehlender Leistungsautonomie könnte das Inselnetz nicht bestehen bleiben [9].

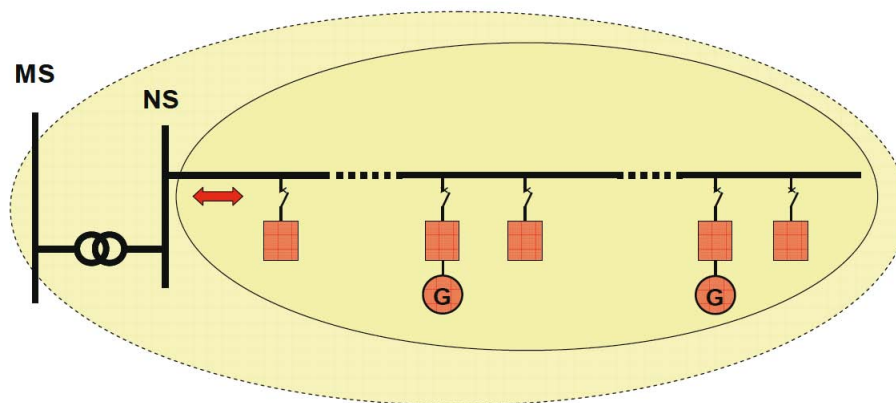


Abbildung 2.5: Aufbau eines Microgrids [10]

Die einzelnen Betreiber des Microgrids müssen die Sicherstellung des einwandfreien Netzbetriebs garantieren, wie dies die Elektrizitätsunternehmen (ELU) bzw. auch die Netzbetreiber im Verbundnetz gewährleisten. Die Verbindung des dezentralen Versorgungsgebietes mit den vorgelagerten, öffentlichen Netzen dient bei Ausfall von mehreren dezentralen Energieerzeugungseinheiten der einwandfreien Versorgung des Microgrids. Bei erhöhter Energieerzeugung bzw. Überkapazitäten der Erzeugungseinheiten ist ein Leistungsaustausch zu den Teilnetzen benachbarter Microgrids möglich [10].

2.3 Symmetrische Komponenten

Ein Drehstrom-Übertragungssystem ohne Neutralleiterstrom kann auf ein einphasiges Ersatzschaltbild zurückgeführt werden. Die folgende Transformationsvorschrift, die auf C. L. FORTESCUE beruht, erläutert die mathematische Berechnung eines unsymmetrischen Systems mit Hilfe der symmetrischen Komponenten [11]. Diese können als voneinander entkoppelte Systeme dargestellt werden. Die entstehende Unsymmetrie ist auf einen ein- oder mehrpoligen Kurzschluss oder auf eine unsymmetrische Belastung zurückzuführen.

Die drei voneinander unabhängigen Teilsysteme der symmetrischen Komponenten bestehen aus dem Mit-, Gegen- und Nullsystem.

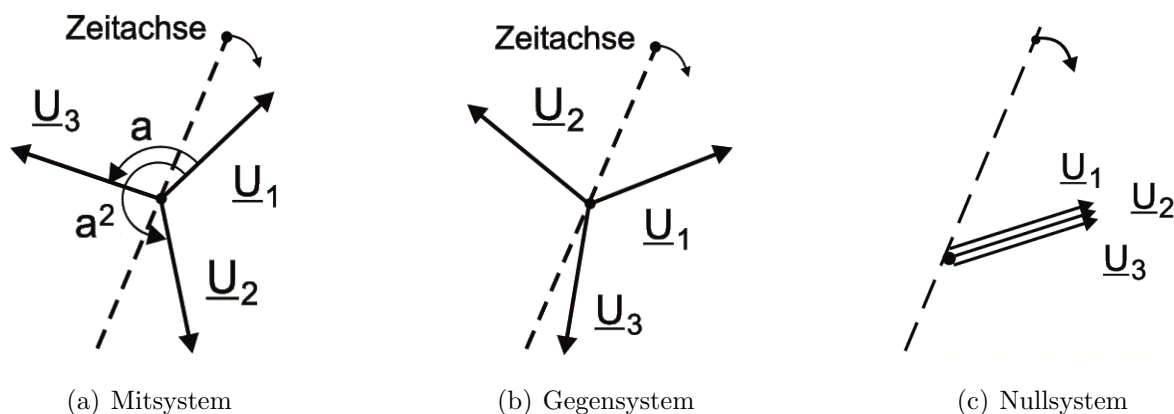


Abbildung 2.6: Spannungen im Mit-, Gegen- und Nullsystem [12]

Im symmetrischen Normalbetrieb tritt nur das Mitsystem in Erscheinung, bei unsymmetrischer Belastung ist zusätzlich das Gegensystem aktiv. Das Nullsystem tritt bei Strömen im Erdreich oder im Neutralleiter auf. Daraus folgt, dass bei einem 1-poligen Erdkurzschluss das Nullsystem zusätzlich aktiv ist [12].

Die Umrechnung der Phasenspannungen \underline{U}_1 , \underline{U}_2 und \underline{U}_3 in Spannungen des Mit-, Gegen- und Nullsystems erfolgt mit Hilfe der Symmetrierungsmatrix \underline{S} - siehe Gleichung 2.1. Die hochgestellten Indizes 0,1,2 stehen für das Null-, Mit- und Gegensystem.

$$\underline{U}^S = \underline{S} \underline{U} \quad \left[\underline{S} \right] = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

In der Symmetrierungsmatrix \underline{S} steht die Variable \underline{a} für einen Drehvektor.

$$\underline{a} = e^{(j\frac{2\pi}{3})} = 120^\circ \text{ und } \underline{a}^2 = e^{(j\frac{4\pi}{3})} = 240^\circ \quad (2.2)$$

In Gleichung 2.3 ist die vollständige Symmetrierungsmatrix mit den einzelnen Phasenspannungen dargestellt.

$$\begin{bmatrix} \underline{U}^0 \\ \underline{U}^1 \\ \underline{U}^2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} \underline{U}_1 & \underline{U}_2 & \underline{U}_3 \\ \underline{U}_1 & \underline{a} \underline{U}_2 & \underline{a}^2 \underline{U}_3 \\ \underline{U}_1 & \underline{a}^2 \underline{U}_2 & \underline{a} \underline{U}_3 \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

Mit Hilfe der Entsymmetrierungsmatrix \underline{T} in Gleichung 2.4 kann das symmetrische in das unsymmetrische Komponentensystem rücktransformiert werden.

$$\underline{U} = \underline{T} \underline{U}^S \quad \left[\underline{T} \right] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \end{bmatrix} \quad (2.4)$$

Die vollständige Rücktransformation in das System der Phasenkomponenten lautet:

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \underline{U}_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{U}^0 & \underline{U}^1 & \underline{U}^2 \\ \underline{U}^0 & \underline{a}^2 \underline{U}^1 & \underline{a} \underline{U}^2 \\ \underline{U}^0 & \underline{a} \underline{U}^1 & \underline{a}^2 \underline{U}^2 \end{bmatrix} \quad (2.5)$$

Diese Transformation findet bei mehrpoligen Kurzschlüssen, Erdschlüssen und unsymmetrischer Belastung sowie bei aktiven und passive Netzteilen Anwendung. Als aktive Netzteile gelten rotierenden Maschinen, als passive Netzteile Leitungen, Lasten usw.; je nach Art des Fehlers unterscheidet man zwischen:

- 1-poligem Erdschluss
- 2-poligem Kurzschluss ohne Erdberührung
- 2-poligem Kurzschluss mit Erdberührung
- 3-poligem Kurzschluss

Dabei ergeben sich aufgrund der Fehlerbedingungen unterschiedliche Verschaltungen der symmetrischen Komponentenersatzschaltbilder. Die einzelnen Ersatzschaltbilder der symmetrischen Komponenten sind in Abbildung 2.7 dargestellt.

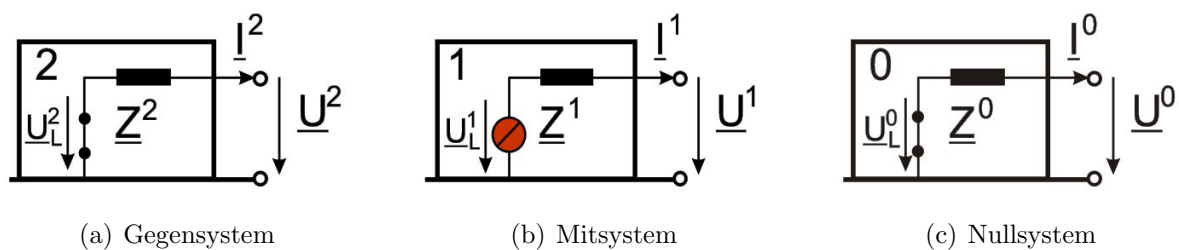


Abbildung 2.7: Komponentenersatzschaltbilder Gegensystem (a), Mitsystem (b) und Nullsystem (c) [12]

Aufgrund der Unabhängigkeit der einzelnen Systeme können die einzelnen Komponenten getrennt berechnet werden. In der vorliegenden Arbeit wird der 1-polige Erdkurzschluss genauer betrachtet [12].

2.3.1 1-poliger Erdkurzschluss

Die Abbildung 2.8 zeigt ein Microgrid mit einem Synchrongenerator (SG) als DEA. Der einpolige Erdschluss wird bei einem Fehlerübergangswiderstand von $R_F = 0\Omega$ an der Fehlerstelle F zu einem Erdkurzschluss.

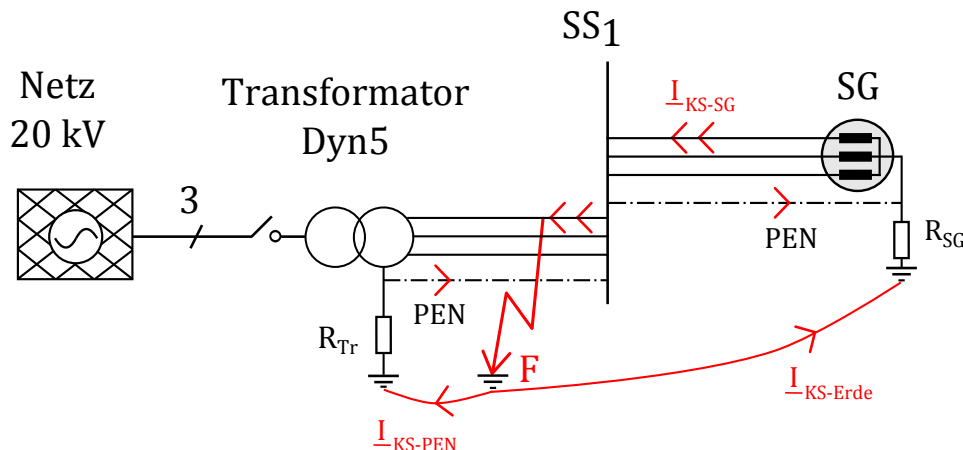


Abbildung 2.8: Darstellung eines Microgrids bei einem einpoligen Erdkurzschluss im TN-C System, bei vorhandener Sternpunktterdung des Synchrongenerators (SG); Die Pfeile symbolisieren die Stromaufteilung des Fehlerstroms

Der Kurzschlussstrom I_{KS-SG} fließt vom SG zur Fehlerstelle F. Der Strom $I_{KS-Erde}$ schließt sich über den Erdboden und über andere leitfähige Komponenten im Erdreich zum niederohmig geerdeten Sternpunkt des Synchrongenerators. Bei Vernachlässigung des Erdbodenausbreitungswiderstands erfolgt eine Stromaufteilung (zwischen $I_{KS-Erde}$ und I_{KS-PEN}) an der Fehlerstelle aufgrund der Impedanzen - siehe Abbildung 2.8.

Die Transformation des unsymmetrischen Systems in die symmetrischen Komponenten wird im Folgenden gezeigt.

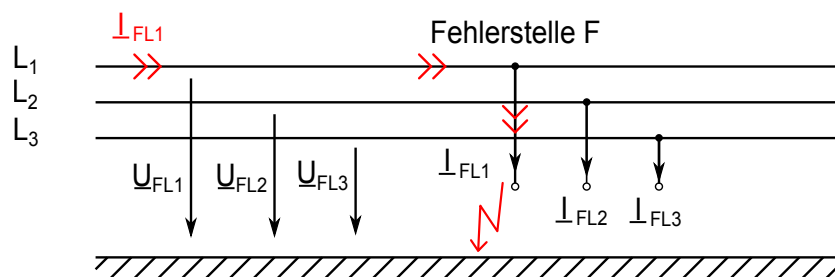


Abbildung 2.9: Strom- und Spannungsverhältnisse bei einem 1-poligen Fehler

Die einzelnen Fehlerströme \underline{I}_{FL} und Fehlerspannungen \underline{U}_{FL} gemäß Abbildung 2.9 lauten wie folgt:

$$\underline{I}_{FL_1} = \underline{I}_F'' = \text{unbekannt und } \underline{I}_{FL_2} = 0 \text{ und } \underline{I}_{FL_3} = 0 \quad (2.6)$$

$$\underline{U}_{FL_1} = 0 \text{ und } \underline{U}_{FL_2} = \text{unbekannt und } \underline{U}_{FL_3} = \text{unbekannt} \quad (2.7)$$

Mit Hilfe dieser Fehlerbedingungen und der Symmetrierungsmatrix \underline{S} ergeben sich die Fehlerströme der symmetrischen Komponenten:

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_{FL_1}^1 \\ \underline{I}_{FL_2}^2 \\ \underline{I}_{FL_2}^0 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

Das Ergebnis dieser Transformation lautet wie folgt:

$$\underline{I}_{FL_1}^0 = \underline{I}_{FL_1}^1 = \underline{I}_{FL_1}^2 = \frac{\underline{I}_F''}{3} \quad (2.9)$$

Aus den obigen Fehlerbedingungen der Spannungen multipliziert mit der Symmetrierungsmatrix \underline{S} resultieren die folgende Spannungen im System der symmetrischen Komponenten:

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_{FL_1} = 0 \\ \underline{U}_{FL_2} \\ \underline{U}_{FL_3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & a \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_{FL_1}^1 \\ \underline{U}_{FL_1}^2 \\ \underline{U}_{FL_1}^0 \end{bmatrix} \quad (2.10)$$

$$\underline{U}_{FL_1} = 0 = \underline{U}_{FL_1}^1 + \underline{U}_{FL_1}^2 + \underline{U}_{FL_1}^0 \quad (2.11)$$

Aufgrund der in Gleichung 2.9 und 2.11 angegebenen Fehlerbedingungen sind die Ersatzschaltbilder der symmetrischen Komponenten in Serie zu verschalten [13].

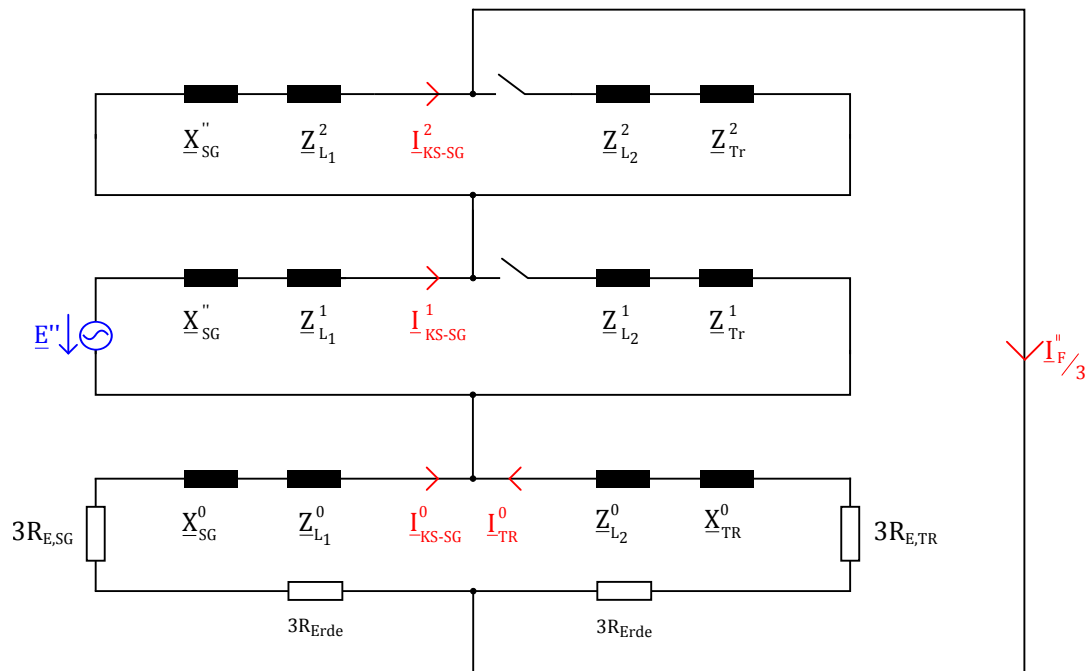


Abbildung 2.10: Zusammenschaltung der Ersatzschaltbilder der symmetrischen Komponenten bei einem 1-poligen Fehler

2.4 Synchrongenerator

2.4.1 Ersatzschaltbild des Synchrongenerators im Fehlerfall

Die subtransiente Polradspannung \underline{E}'' , die transiente Polradspannung \underline{E}' und die stationäre Polradspannung \underline{E}_p werden benötigt, um den Kurzschlussstromverlauf des Synchrongenerators zu berechnen. Die stationäre Polradspannung \underline{E}_p des Synchrongenerators vor dem Fehler wird durch den Strom in der Belastungsimpedanz der Last Z_B bestimmt und ergibt sich aus der Lastflussberechnung. Die Ermittlung der subtransienten, transienten und stationären Polradspannung zeigen die nachfolgenden Gleichungen 2.12, 2.13, 2.14 [14].

$$\underline{E}_p = \sqrt{(U_G + X_d I_G \sin \varphi_G)^2 + (X_d I_G \cos \varphi_G)^2} \quad (2.12)$$

$$\underline{E}' = U_G + X_d' I_G \sin \varphi_G \quad (2.13)$$

$$\underline{E}'' = U_G + X_d'' I_G \sin \varphi_G \quad (2.14)$$

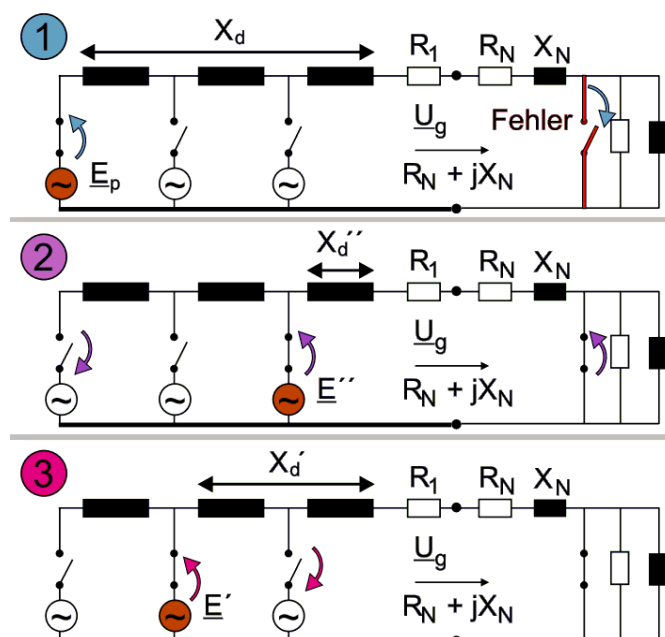


Abbildung 2.11: Ersatzschaltbild des Synchrongenerators im Fehlerfall mit den zugehörigen Reaktanzen und Polradspannungen; (1) stationärer Zustand, (2) subtransienter Zustand, (3) transienter Zustand [12]

Die Abbildung 2.11 zeigt in (1) die aktive Polradspannung \underline{E}_p und die stationäre Reaktanz X_d vor dem Fehler. In (2) wird die Last kurzgeschlossen, bei dieser Änderung ist die subtransiente Reaktanz X_d'' und die subtransiente Polradspannung \underline{E}'' wirksam. Da die subtransiente Reaktanz X_d'' sehr viel kleiner als die stationäre Reaktanz X_d ist, fließt ein sehr großer Kurzschlussstrom. Dieser subtransiente Vorgang und der daraus resultierende Kurzschlussstrom klingt nach einer Exponentialfunktion mit der subtransienten Zeitkonstante T_d'' - wie in Abbildung 2.12 zu sehen ist - ab.

Nach dem subtransienten Vorgang ist die transiente Polradspannung \underline{E}' und die transiente Reaktanz X_d' beteiligt. Auch der transiente Kurzschlussstrom klingt nach einer Exponentialfunktion ab, jedoch mit der transienten Zeitkonstanten T_d' . Im Anschluss stellt sich ein stationäres Verhalten des Synchrongenerators ein. Die Gleichstromkomponente ist ein Maximum, wenn der Kurzschlusseintritt im Spannungsnulldurchgang der betreffenden Phase stattfindet.

Die Gegenreaktanz X^2 des Synchrongenerators mit Dämpferwicklung ist mit der subtransienten Längsreaktanz X_d'' vergleichbar [15].

$$X^2 = X_d'' \quad (2.15)$$

Da es sich bei den untersuchten Synchrongeneratoren (1 kVA) um Volltrommelläufermaschinen handelt, kann die subtransiente Längsreaktanz X_d'' ungefähr mit der subtransienten Querreaktanz X_q'' gleichgesetzt werden.

$$X_d'' \approx X_q'' \quad (2.16)$$

Die Nullreaktanz X^0 des Synchrongenerators besitzt einen endlichen Wert, da der Sternpunkt herausgeführt und geerdet ist [15]. Ein typischer Wert für die Nullreaktanz von Niederspannungsgeneratoren wird laut [16] wie folgt angegeben:

$$X^0 = 0.05 \text{ p.u.} \quad (2.17)$$

2.4.2 Charakteristische Zeitkonstanten des Synchrongenerators

Die Abbildung 2.12 zeigt den Verlauf des Kurzschlussstroms des Synchrongenerators. Die Zeitkonstanten T_d'' , T_d' und T_a sind maßgebend für diesen Verlauf verantwortlich. Die Zeitkonstanten werden aus dem 3-poligen Stosskurzschluss, der in Kapitel 5.2.6 beschrieben ist, ermittelt, um die Simulation mit den ausgemessenen charakteristischen Werten in MATLAB/Simulink[®] durchführen zu können.

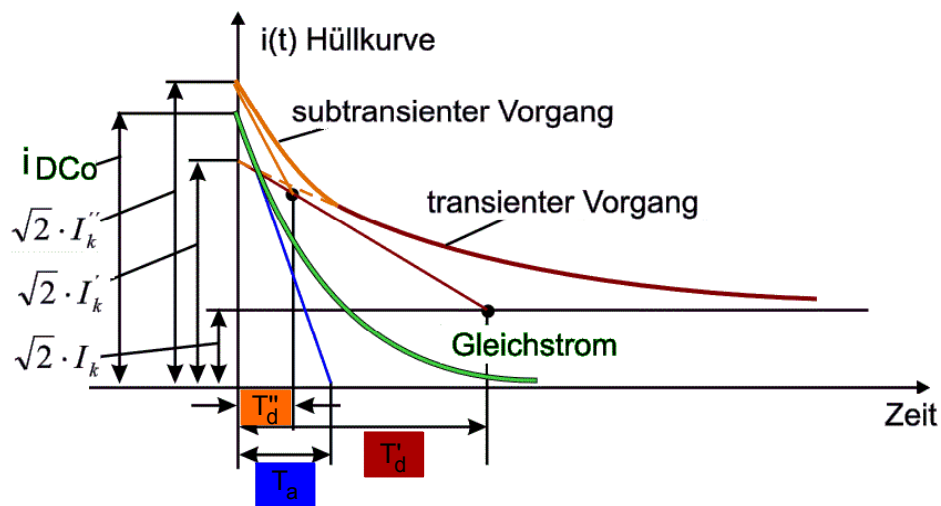


Abbildung 2.12: Kurzschlussstromverlauf des Synchrongenerators [12]

Der Effektivwert des Wechselanteils des abklingenden Stroms lässt sich durch folgende Gleichung 2.18 beschreiben. Der subtransiente Kurzschlussstrom I_k'' tritt zu Beginn des Kurzschlusses auf, geht in den transienten Kurzschlussstrom I_k' über und bleibt bis zur Aufhebung des Fehlers als stationärer Kurzschlussstrom I_k bestehen [12].

$$I_k(t) = (I_k'' - I_k') \cdot e^{-t/T_d''} + (I_k' - I_k) \cdot e^{-t/T_d'} + I_k \quad (2.18)$$

Den Verlauf des Gleichstromanteils zeigt die Gleichung 2.19:

$$i_{DC}(t) = \sqrt{2} \cdot I_k'' \cdot \sin \varphi \cdot e^{-t/T_a} \quad (2.19)$$

2.4.3 Sternpunktterdung

Laut TOR Hauptabschnitt D4 ist es möglich, Synchrongeneratoren, die ihren Netzanschlusspunkt in der Niederspannungsebene besitzen, mit isoliertem Sternpunkt zu betreiben. Falls der Sternpunkt mit dem PEN-Leiter verbunden wird, muss der Oberschwingungsstrom kleiner als 20 % des Nennstroms sein [3, S. 34]. Generatoren mit einer 2/3 Sehnung der Wicklung können hier Abhilfe schaffen, ist dies nicht möglich, kann eine Sternpunkttdrossel eingebaut werden. Dies beeinflusst jedoch den einpoligen Erdkurzschlussstrom [3], [17].

2.4.4 Sternpunkttdner

In Abbildung 2.13 ist ein Synchrongenerator zu sehen, der eine 1-phasige ohmsche Last speist. Der Synchrongenerator wird in Sternschaltung betrieben, der Neutralleiter ist nicht herausgeführt und nicht geerdet. Als Rückleiter der einphasigen Last dient der PEN-Leiter, der an den Sternpunkt des Sternpunkttdners angeschlossen ist. Der Sternpunkttdner kann als nicht aktive Spannungsquelle angesehen werden [18].

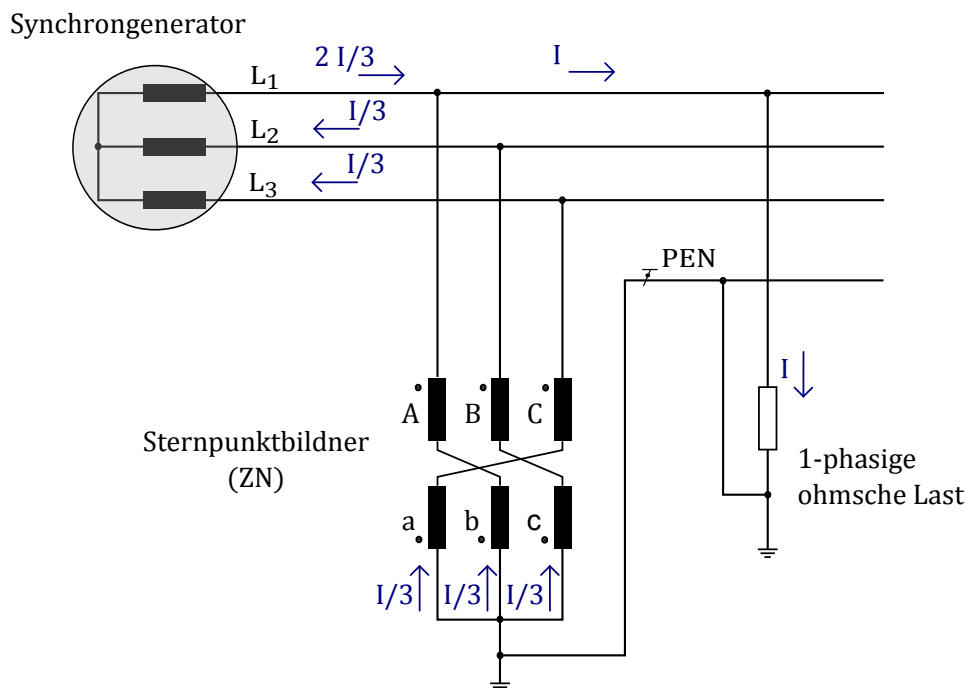


Abbildung 2.13: Nicht geerdeter Synchrongenerator mit Sternpunkttdner (ZN)

Die Mitimpedanz Z^1 dieses Zickzack-Transformators (ZN) ist sehr groß, d.h. dieser nimmt während des Betriebs einen sehr kleinen Magnetisierungsstrom I_0 auf [19]. Die Nullimpedanz Z^0 ist konzeptgemäß sehr klein und entspricht einem funktionell herausgeführten und geerdeten Sternpunkt eines Synchrongenerators. Die Nullimpedanz von geerdeten Synchrongeneratoren liegt, wie zuvor in Kapitel 2.4.1 gezeigt, im Bereich von 0.05 p.u. [16].

Der Zickzack-Transformator (ZN) in Abbildung 2.13 besteht aus sechs Wicklungen, die auf drei Schenkeln angebracht sind. Es besteht eine Verbindung zwischen der Wicklung (A) und der Wicklung (b) des benachbarten Schenkels. Diese beiden Wicklungen A und b besitzen entgegengesetzten Wicklungssinn.

Im unsymmetrischen Betrieb addieren sich die drei Ströme $I_1 + I_2 + I_3 = I_{PEN} \neq 0$, d.h. es fließt ein Ausgleichsstrom im PEN-Leiter. Daraus folgt, dass sich die magnetischen Teilflüsse im Sternpunktbildner nicht aufheben und somit der Strom I des PEN-Leiters in den Sternpunkt des Zickzack-Transformators fließt - siehe Abbildung 2.13. Eine unsymmetrische Belastung kann durch eine einphasige-, nicht symmetrische dreiphasige Last oder durch einen 1-poligen Erdkurzschluss entstehen.

Bei Normalbetrieb heben sich diese beiden magnetischen Flüsse im Sternpunktbildner auf, dies erklärt die hohe Mitimpedanz Z^1 . In einem symmetrisch belasteten Netz addieren sich alle drei Ströme zu $I_1 + I_2 + I_3 = I_{PEN} = 0$, d.h. es fließt kein Ausgleichsstrom im PEN-Leiter [20].

Abbildung 2.14 zeigt den Verlauf der fehlerbehafteten Phase $i_{L1-SG}(t)$ und der nicht fehlerbehafteten Phasen $i_{L2-SG}(t)$ und $i_{L3-SG}(t)$ eines 8,1 kVA Synchrongenerators, basierend auf einer Simulation in MATLAB/Simulink®. Hierbei handelt es sich um das Synchronmaschinen-Modell der SimPowerSystems™-Toolbox (Synchronous Machine pu Standard).

Die in Abbildung 2.13 dargestellte Schaltkonfiguration wurde nachgebildet, statt der dargestellten einphasigen Last wurde eine symmetrische dreiphasige ohmsche Last verwendet. Der Sternpunkt der symmetrischen dreiphasigen Last ist mit dem Sternpunktbildner verbunden. Der 1-polige Erdkurzschluss mit Übergangswiderstand $R_F = 0 \Omega$ wird bei $t = 0,25$ Sekunden simuliert. Der Stromverlauf $i_{L1-SG}(t)$ klingt nach einer Exponentialfunktion ab, siehe Kapitel 2.4.2.

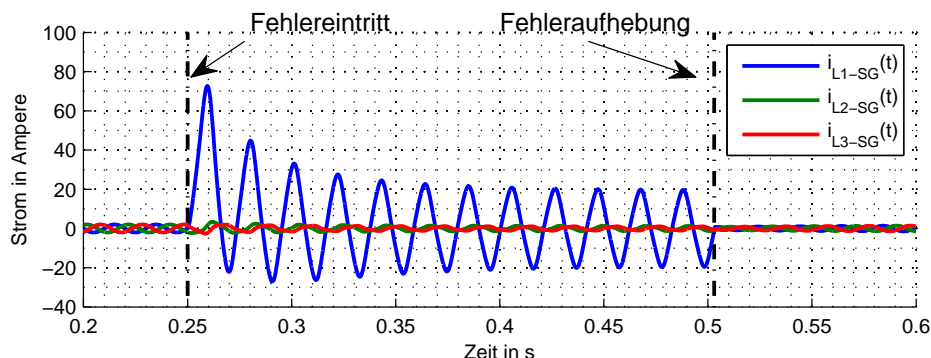


Abbildung 2.14: Verlauf des 1-poligen Erdkurzschlussstroms des Synchrongenerators mit geerdetem Sternpunktbildner

Abbildung 2.15 zeigt den Verlauf des Betrags der symmetrischen Komponenten. Nach Aufhebung des Kurzschlusses bei $t=0,503$ s geht der Betrag des Gegensystems und des Nullsystems auf Null, das Mitsystem hingegen geht auf den ursprünglichen Wert vor dem Fehler zurück.

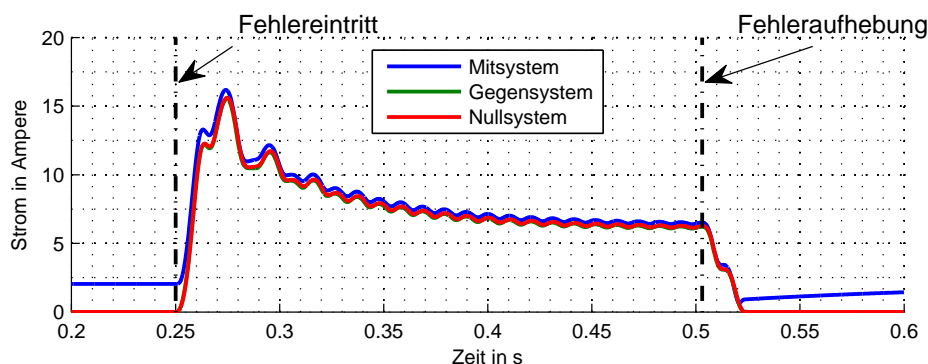


Abbildung 2.15: Verlauf der Beträge (Mit-, Gegen-, Nullsystem) des 1-poligen Erdkurzschlussstroms des Synchrongenerators mit geerdetem Sternpunktbildner

Die Abbildung 2.16 zeigt das Ersatzschaltbild des Nullsystems eines Zweiwickel-Transformators. Je nach Schaltkonfiguration (z.B. Dy oder Yy) wird das Nullsystem übertragen. Die Schaltkonfiguration gibt an, ob die Schalter A und/oder B geschlossen sind.

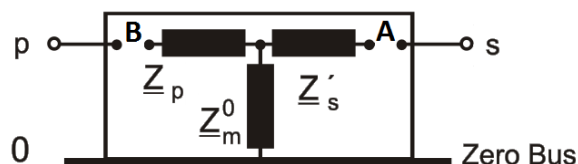
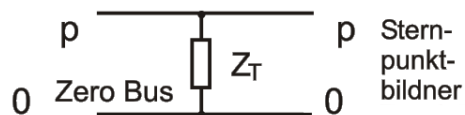


Abbildung 2.16: Ersatzschaltbild des Transformators [12]

In den Abbildungen 2.17(a) und 2.17(b) ist das Ersatzschaltbild des Sternpunktbildners in ZN-Konfiguration dargestellt. Hierbei ist der Schalter B der Primärseite geschlossen, somit wird das Nullsystem übertragen.



(a) Sternpunktbildner in ZN-Konfiguration



(b) Ersatzschaltbild des ZN-Transformators

Abbildung 2.17: Sternpunktbildner in ZN-Konfiguration mit Ersatzschaltbild [12]

Die Größe des Kurzschlussstroms hängt von der Nullimpedanz Z^0 des Sternpunktbildners ab. Eine weitere Möglichkeit, einen Sternpunktbildner zu realisieren, wäre ein YNd-Transformator. Der Neutralleiter ist primärseitig ausgeführt und die Sekundärseite nicht beschalten [20], [21].

2.4.5 dq0-Transformation

Die dq0-Transformation geht auf R. H. Park [22] zurück, durch diese Transformation werden die drei um 120° versetzten Ständerwicklungen der Synchronmaschine in ein orthogonales System umgewandelt. Dieses System dreht sich mit der Winkelgeschwindigkeit ϑ , somit erscheint es für den Beobachter als ein ruhendes System. Dies erleichtert die dynamische Simulation des Synchrongenerators. Anschließend wird die Rücktransformation von dq0-Komponenten in den ursprünglichen Zustand, den RST-Komponenten durchgeführt.

Durch diese Transformation, dargestellt in Gleichung 2.21 ist es möglich, die einzelnen Phasenspannungen oder die einzelnen Phasenströme in das System der dq0-Komponenten überzuführen.

$$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} = T \cdot \begin{bmatrix} i_R \\ i_S \\ i_T \end{bmatrix} \quad (2.20)$$

$$T = 2/3 \cdot \begin{bmatrix} \cos(\vartheta) & \cos(\vartheta - 2\pi/3) & \cos(\vartheta + 2\pi/3) \\ -\sin(\vartheta) & -\sin(\vartheta - 2\pi/3) & -\sin(\vartheta + 2\pi/3) \\ 1/2 & 1/2 & 1/2 \end{bmatrix} \quad (2.21)$$

Die anschließende Rücktransformation T^{-1} der dq0-Ströme in die dreiphasigen Leiterströme lautet wie folgt:

$$\begin{bmatrix} \dot{i}_R \\ \dot{i}_S \\ \dot{i}_T \end{bmatrix} = T^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \dot{i}_d \\ \dot{i}_q \\ \dot{i}_0 \end{bmatrix} \quad (2.22)$$

$$T^{-1} = \begin{bmatrix} \cos(\vartheta) & -\sin(\vartheta) & 1 \\ \cos(\vartheta - 2\pi/3) & -\sin(\vartheta - 2\pi/3) & 1 \\ \cos(\vartheta + 2\pi/3) & -\sin(\vartheta + 2\pi/3) & 1 \end{bmatrix} \quad (2.23)$$

Die Abbildung 2.18 veranschaulicht die Transformation T und Rücktransformation T^{-1} der einzelnen Komponenten. In den jeweiligen Simulationsprogrammen wird diese Transformation für jeden einzelnen Rechenschritt durchgeführt. Die d- und q-Komponenten reichen aus, um das Drehfeld zu beschreiben. Die 0-Komponente liefert keinen Beitrag zum Drehfeld bzw. zum Drehmoment. Der Nullstrom kann nur bei unsymmetrischer Belastung auftreten, wenn der Sternpunkt des Synchrongenerators herausgeführt und geerdet ist [15], [23].

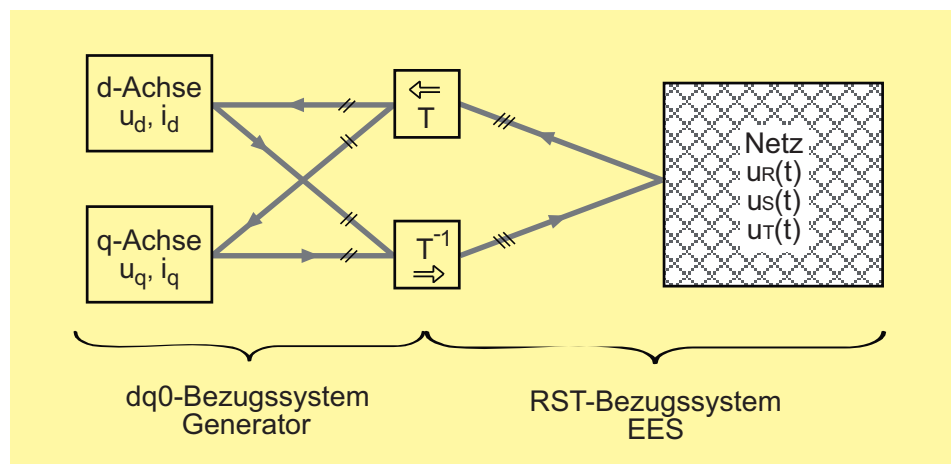


Abbildung 2.18: Übersicht zur Transformation und Rücktransformation der Phasengrößen in dq0-Komponenten [15]

2.4.6 Wirkleistungs- und Blindleistungsabgabe des Synchrongenerators

Zwischen der Wirkleistung P und dem Moment M besteht folgender Zusammenhang, bei einem zweipoligen Synchrongenerator:

$$P = \omega_{mech} \cdot M \qquad \omega_{mech} = \frac{\omega_{el}}{p} \qquad (2.24)$$

Die Wirkleistungsabgabe erfolgt bei Synchrongeneratoren, die mit dem starren Netz gekoppelt sind, durch Erhöhung des antreibenden Moments - siehe Gleichung 2.25.

$$M = 3 \cdot \frac{p}{\omega_{el}} \cdot \frac{U_1 \cdot E_p}{X_d} \cdot \sin(\vartheta) \qquad (2.25)$$

Die Variable p steht für die Anzahl der Polpaare der Synchronmaschine, d.h. bei einer zweipoligen Synchronmaschine ist p gleich zwei. Die Ständerspannung U_1 liegt an den Klemmen des Synchrongenerators an. Die Abbildung 2.19 zeigt den sinusförmigen Verlauf des Moments einer Vollpol-Synchronmaschine über den elektrischen Polradwinkel ϑ_{el} . Hierbei ergibt sich das größte Drehmoment M_k , bei einem Polradwinkel ϑ_{el} von 90° .

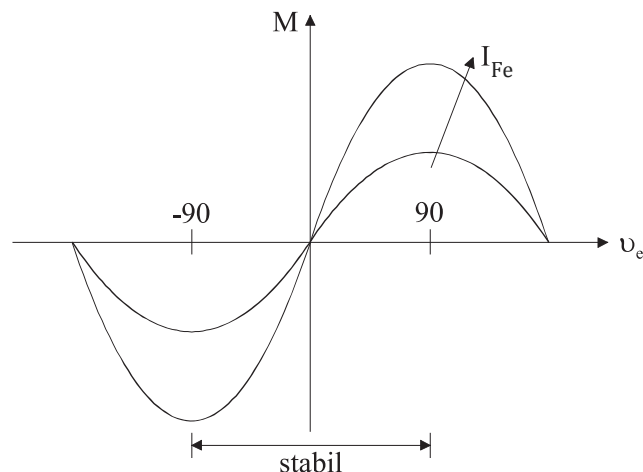


Abbildung 2.19: Drehmomentenverlauf über den Lastwinkel ϑ [24]

Zudem ist in der zuvor gezeigten Abbildung 2.19 der sinusförmiger Verlauf des Erregerstroms in Abhängigkeit vom Lastwinkel dargestellt. Die Kippgrenze ist abhängig vom Erregerstrom I_{Fe} , diese ist beim maximalen Erregerstrom des Synchrongenerators am größten.

Das Drehmoment M kann über die gemessene Wirkleistung P und über die bekannte Winkelgeschwindigkeit ω errechnet werden. Die Abbildung 2.20 zeigt den Betriebsbereich der Maschine bei Drehmomentenregelung und konstanter, synchroner Drehzahl n_s . Bei positivem Moment arbeitet die Maschine als Motor, bei negativen Moment ist die Maschine im Generatorbetrieb.

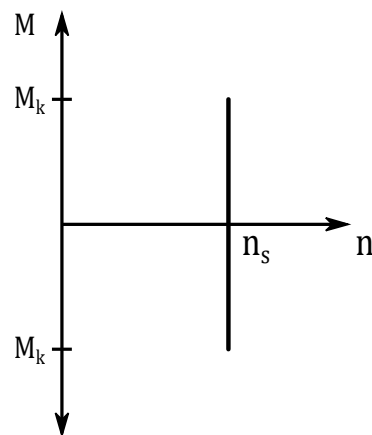


Abbildung 2.20: Drehmomentenregelung der Synchronmaschine bei Netzparallelbetrieb [25]

Der stabile stationäre Arbeitsbereich der Synchronmaschine reicht von -90° bis $+90^\circ$. Die differentielle Ableitung der Gleichung 2.26 über den Lastwinkel muss ≥ 0 sein.

$$\frac{dM}{d\vartheta} \geq 0 \quad (2.26)$$

Trifft dies nicht zu, ergibt sich kein stabiler stationärer Arbeitspunkt.

Der Betrieb eines Microgrids entspricht jenem eines Inselnetzes. Die Voraussetzung, um den Inselbetrieb aufrecht zu erhalten, setzt eine Umschaltung der DEA auf die Leistungs-Frequenzregelung und Blindleistungs-Spannungsregelung voraus. Dadurch folgt, dass sich die Frequenz im geforderten Toleranzband der EN 50160 [26] von $\pm 10\%$ von der Nennfrequenz f_n befinden sollte.

Die Abbildung 2.21 zeigt die Kennlinien des astatischen (a) und des statischen (b) Reglers. Der statische Regler hält bis zu seiner Nennleistung P_n die Frequenz konstant. Der astatische Regler muss bei Unterfrequenz im Microgrid-Betrieb die Einspeiseleistung der DEA erhöhen, bei Überfrequenz muss dieser die Einspeisung zurückregeln. Dies ist durch die beiden Geraden dargestellt. Bei einer flachen Kennlinie des Reglers beteiligt sich der Generator vermehrt an der Frequenzregelung [27], [12].

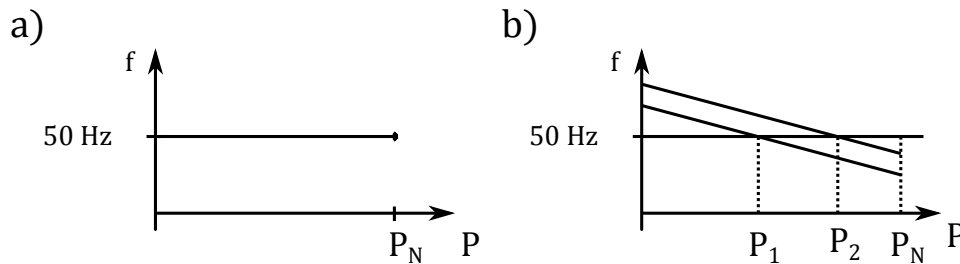


Abbildung 2.21: Darstellung der Kennlinie des a) astatischen Reglers b) statischer Regler [27]

Auch die Spannung im Microgrid-Betrieb sollte innerhalb der geforderten Toleranzen der EN 50160 [26] $\pm 10 \%$ von der Nennspannung U_n liegen. Dies kann durch einen vorhandenen Spannungsregler bei den DEA erreicht werden, dieser hält die Spannung bei Zuschaltung einer Last in den geforderten Grenzen.

2.4.7 Trägheitskonstante H

Die Anlaufzeitkonstante T_J entspricht jener Zeit des Synchrongenerators vom Einschaltzeitpunkt bis zum Erreichen der Nenndrehzahl n_n ohne Belastung, bei angelegter Nennspannung U_n und Nennmoment M_n . Es gilt der mathematische Zusammenhang zwischen der Anlaufzeitkonstante T_J und der Trägheitskonstante H [28]:

$$H = \frac{1}{2} \cdot T_J \quad (2.27)$$

Die Trägheitskonstante H ist definiert als die gespeicherte kinetische Energie zur Bemessungsleistung [29].

$$H_{GES} = \frac{\Theta_{GES} \cdot \omega_{el}^2}{2 \cdot S_N \cdot p^2} \quad (2.28)$$

Die Gesamtträgheitsmasse Θ_{GES} besteht aus der Trägheitsmasse des untersuchten Synchrongenerators Θ_{SM} und jener angekoppelten Trägheitsmasse Θ_{ASM} des Asynchronmotors, der als Antriebsmaschine dient. Die Gesamtträgheitskonstante H_{GES} wird für die Simulation benötigt.

2.4.8 Synchronisation

Die synchrone Drehzahl des Synchrongenerators n_s ist von der Netzfrequenz f_{Netz} und von dessen Polpaarzahl p abhängig - siehe Gleichung 2.29:

$$n_s = \frac{f_{Netz}}{p} = \frac{50 \text{ Hz}}{2} = 25 \text{ s}^{-1} = 1500 \text{ U/min} \quad (2.29)$$

Um den Synchrongenerator mit dem starren Netz zu synchronisieren, sind folgende Voraussetzungen nötig:

- Gleiche Frequenz - die synchrone Drehzahl n_s des Synchrongenerators muss der Netzkreisfrequenz f_{Netz} entsprechen.
- Gleiche Phasenfolge - der Drehsinn der Spannungen des Synchrongenerators und der Drehsinn der Spannungen des starren Netzes müssen gleich sein.
- Spannungshöhe - durch den Erregerstrom wird die induzierte Ständerspannung des Synchrongenerators betragsmäßig auf den gleichen Wert der Netzspannung eingestellt.
- Gleiche Phasenlage - bei gleicher Phasenlage zwischen der induzierten Ständerspannung und der Netzspannung, kann der Generator mit dem Netz synchronisiert werden.

Bei Einhaltung der zuvor aufgelisteten Punkte, kann der Synchrongenerator mit dem starren Netz synchronisiert werden. Nach der Synchronisation befindet sich der Synchrongenerator im Leerlauf, durch Erhöhung des antreibenden Moments M gelangt der Synchrongenerator in den generatorischen Betrieb [30].

2.5 Schutzmaßnahmen

Schutzkonzepte sollen das Auftreten gefährlicher Berührungsspannungen verhindern und die daraus resultierenden Berührungsströme für Mensch und Nutztier auf ungefährliche Werte begrenzen.

Folgende Einteilung der Schutzmaßnahmen können getroffen werden [31]:

- Basisschutz - Schutz gegen direktes Berühren
- Fehlerschutz - Schutz bei indirektem Berühren
- Zusatzschutz - wird durch geeignete Maßnahmen wie z.B. durch einen Potentialausgleich oder einen FI-Schalter, falls der Basisschutz oder der Fehlerschutz versagen, realisiert

2.5.1 TN-C Netzform

In dieser Arbeit wird das TN-C⁴ Netz genauer betrachtet. Diese Schutzmaßnahme ist auch unter dem Begriff der klassischen Nullung bekannt. Der Verteiltransformator, der die Mittelspannung üblicherweise von 10 kV oder 20 kV auf das Niederspannungsniveau von 400 V herunter transformiert, wird in Sternschaltung betrieben. Der Sternpunkt des Transformators besitzt eine niederohmige Verbindung mit dem Betriebserder der Transformatorstation.

Der PEN-Leiter⁵ erfüllt die Funktion des Schutzleiters (PE) und des Neutralleiters (N); dieser wird bis zum Hausanschluss mitverlegt. Folglich handelt es sich um ein 4-Leitersystem, bestehend aus drei Phasenleitern und einem PEN-Leiter. Im Haus besteht die Verpflichtung, den PEN-Leiter in einen PE-Leiter⁶ und einen N-Leiter⁷ aufzutrennen. Der PE-Leiter wird an den Anlagenerder angeschlossen und mit dem Gehäuse der einzelnen Geräte verbunden.

⁴Der Buchstabe T steht für "Terra" und bedeutet Erde. N bedeutet "Neutral", der Buchstabe C steht für "Combined"

⁵PEN steht für Protective Earth Neutral, d.h. Schutz- und Neutralleiter werden in Einem geführt

⁶PE repräsentiert den Schutzleiter (Protective Earth)

⁷N steht für Neutralleiter

Bei unsymmetrischer Belastung fließt im Neutraleiter ein Ausgleichsstrom. Die Hausinstallation entspricht einer TN-C-S Netzform⁸.

Die Abbildungen 2.22 zeigt das TN-System gemäß ÖVE/ÖNORM E 8001-1 [31]. Im Vergleich hierzu ist das TN-System in Abbildung 2.23 ohne Anlagenerder laut DIN VDE 0100-100 [32] dargestellt.

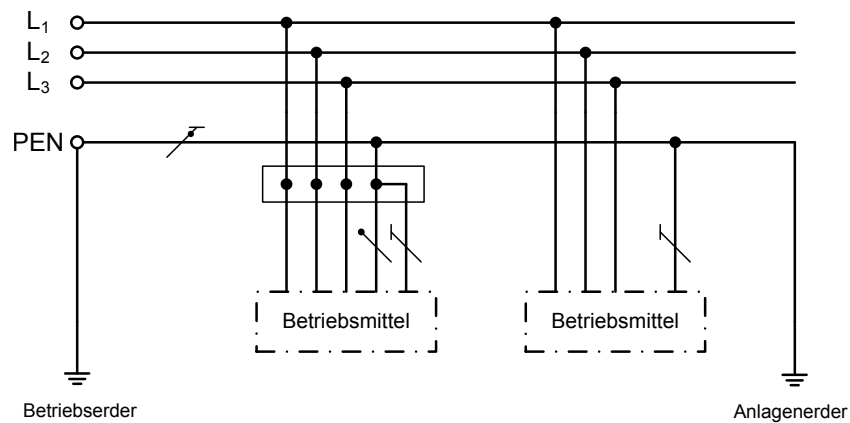


Abbildung 2.22: TN-C System laut ÖVE/ÖNORM E 8001-1

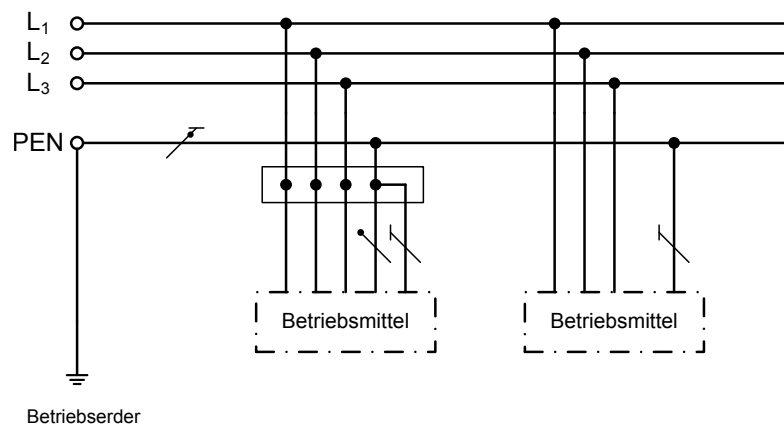


Abbildung 2.23: TN-C System laut DIN VDE 0100-100

⁸S bedeutet Separated und steht für die Aufteilung des PEN-Leiters in den PE- und den N-Leiter

Die TN-Systeme sind so auszulegen, dass bei einem satten Erdkurzschluss zwischen einem Phasenleiter und dem PE- oder PEN-Leiter innerhalb von 5 s die Schutzelemente ansprechen [31][A4,A5].

Die in Tabelle 2.2 angegebenen Werte gelten für Stromkreise, an denen Steckdosen bzw. ortsveränderliche Betriebsmittel oder Verbraucher angeschlossen sind:

Spannungshöhe	Fehlerrauschaltzeit
$U_n = 230 \text{ V}$	0,4 s
$U_n = 400 \text{ V}$	0,2 s
$U_n > 400 \text{ V}$	0,1 s

Tabelle 2.2: Fehlerrauschaltzeit in TN-Systemen [13, S. 637]

Um eine Auslösung durch Überstromschutzgeräte zu erreichen, muss die Fehlerschleifenimpedanz Z_S wie in Gleichung 2.30 dargestellt, einen geringen Wert annehmen, um diese zu erfüllen.

$$Z_s \leq \frac{U_n}{I_a} \quad (2.30)$$

Der benötigte Auslösestrom I_a , damit die Sicherung oder der Leitungsschutzschalter anspricht, ist aus der zugehörigen Strom/Zeit-Kennlinien herauszulesen.

$$I_a = m \cdot I_n \quad (2.31)$$

1. Hierbei ist der Faktor m im Verteilnetz eines Hauses bis einschließlich zum Hausanschlusskasten bei Schmelzsicherungen mit 1,6 ($2,5 > \text{Nennspannung } 230/400 \text{ V}$) zu wählen.
2. Bei Leitungsschutzschaltern der Kategorie B, C, D muss m so gewählt werden, dass die magnetische Schnellauslösung sofort anspricht [31].

2.5.2 FI-Schutzschalter

Der FI-Schutzschalter wird als Zusatzschutz verwendet. Hierbei werden die drei Phaseleiter und der Neutraleiter durch einen Stromwandler geführt. Der vorhandene PE-Leiter ist nicht miteingeschlossen. Falls die Stromsumme I_{Σ} der zu- und abfließenden Ströme, bestehend aus $I_1 + I_2 + I_3 + I_N \neq 0$ ergibt, entsteht ein Differenzstrom I_{Δ} und der Fehlerschutzschalter löst aus.

In einer bestehenden Anlage mit einer TN-C Netzform ohne Aufteilung des PEN-Leiters in einen PE- und einen N-Leiter wird der FI-Schutzschalter nicht eingesetzt, da keine Stromaufteilung stattfindet. Bei einem Gehäuseschluss fließt der Fehlerstrom wieder über den PEN-Leiter ab, somit kommt es zu keinem Differenzstrom I_{Δ} und zu keiner Auslösung.

Die Abbildung 2.24 zeigt den Aufbau eines FI-Schutzschalters mit der Sekundärwicklung und dem Auslöseorgan, das bei einem Differenzstrom $I_{\Delta} > I_{\Delta r}$ des FI-Schutzschalters anspricht.

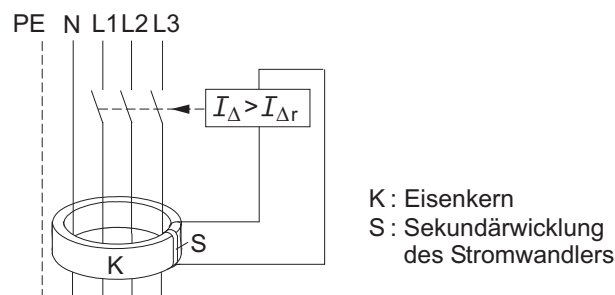


Abbildung 2.24: FI-Schutzschalter mit Ringkern, Sekundärwicklung und Auslösemechanismus bei $I_{\Delta} > I_{\Delta r}$ [13]

In den Versuchen im Labor finden FI-Schutzschalter Verwendung, da bei vorhandener Sternpunktterdung eine Stromaufteilung erreicht werden kann, damit der FI-Schutzschalter bei einem einpoligen Fehler gegen Erde den Generator vom Netz trennt. Sobald die Stromdifferenz $I_{\Delta} > I_{\Delta r}$ dem Schwellenwert entspricht, löst der FI-Schutzschalter abhängig von dem verwendeten Typ aus.

Der FI-Schutzschalter des Typs-AC erkennt nur sinusförmige Fehlerströme. Bei Überla-

gerung eines Gleichstroms durch z.B. einem defekten Wechselrichter kann der magnetische Kern des FI-Schutzschalters in Sättigung gehen und es erfolgt keine Auslösung. Der allstromsensitive Typ-B besitzt einen zweiten Summenstromwandler sowie eine Elektro- nikeinrichtung und erkennt sowohl sinusförmige als auch gleichförmige Fehlerströme. Zur Auslösung benötigt dieser jedoch die vorhandene Netzspannung [33].

2.5.3 Sicherungen

Die selektive Abschaltung durch die Staffelung der Sicherungen bietet den Vorteil, dass nur der fehlerbehaftete Teil vom restlichen Netz getrennt wird. Die Sicherungen müssen in den angegebenen Auslösezeiten, in Tabelle 2.2 dargestellt, auslösen. In der Nieder- spannung werden Schmelzsicherungen bzw. NH-Sicherungen eingesetzt. Im Falle eines Kurzschlusses fließt kurzzeitig ein sehr hoher Kurzschlussstrom zur Fehlerstelle.

Der Kurzschlussstrom ist abhängig von der Kurzschlussleistung bzw. von der Netzimpe- danz des vorgelagerten Netzes. Da die Netzimpedanz sehr klein ist, fließt ein großer Kurz- schlussstrom. Um das Sicherungselement auszulösen, muss die Energie (Schmelzwärme) ausreichen, um den Schmelzleiter R_{Si} durchzuschmelzen.

Die Gleichung 2.32 zeigt die erzeugte Schmelzwärme Q_s in der Zeit T_a , die durch den Strom $i(t)$ hervorgerufen wird.

$$Q_s = \int_0^{T_a} R_{Si}(t) \cdot i^2(t) dt \quad (2.32)$$

Der minimale Auslösestrom ist jener Strom, der den in der Sicherung befindlichen Schmelz- leiter R_{Si} nach einer definierten Zeit laut DIN VDE 0636 [34] zum Schmelzen bringt. Der minimale Auslösestrom beträgt $1,3 \cdot I_{r,Si}$. Der maximale Auslösestrom liegt bei einem Bemessungsstrom der Sicherung $> 25A$ bei $1,6 \cdot I_{r,Si}$ und reicht im Bereich $< 25A$ bis zum $2,1 \cdot I_{r,Si}$ [13, S. 327].

In einem Microgrid muss der Kurzschlussstrom des Synchrongenerators ausreichen, um die Schmelzenergie in der Sicherung aufzubringen, um diese im Fehlerfall auszulösen. Im praktischen Teil dieser Arbeit wird für den Synchrongenerator jene Sicherung verwendet, deren Bemessungsstrom $I_{r,Si}$ knapp über dem Nennstrom I_n des Generators liegt.

2.5.3.1 Sicherungskennlinien

Bei Sicherungskennlinien handelt es sich um Strom/Zeit-Kennlinien. Diese Kennlinien werden für Schmelzsicherungen sowie für Leitungsschutzschalter angegeben. In der Kennlinie (1) des Leitungsschutzschalters gibt es zwei Bereiche:

- I Stromabhängige Zeitauslösung - je höher der Strom, desto schneller spricht die thermische Auslösung an.
- II Magnetische Auslösung - hier wird bei einem sehr hohen Strom durch den magnetischen Auslöser eine kurze Auslösezeit von wenigen ms erreicht.

Die Kennlinie (2) ist jene der Schmelzsicherung, sie dient als "Back-Up-System" falls der Leitungsschutz versagt. Die Selektivität wird durch den Leitungsschutz, wie in Abbildung 2.25 ersichtlich ist, erreicht. Hierbei löst ein höherer Kurzschlussstrom den Leitungsschutzschalter in einer kürzeren Zeit aus, die Schmelzsicherung dient als Reserveschutz.

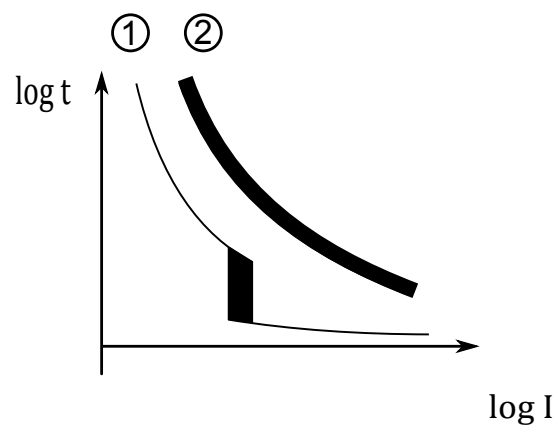


Abbildung 2.25: Strom/Zeitkennlinien von Schmelzsicherung (2) und Leitungsschutzschaltern (1)

2.5.4 Loss of Main - LOM

Hinter dem Begriff "Loss of Main" verbirgt sich die Trennung vom übergeordneten öffentlichen Netz, welches in der Simulation durch einen Slack-Knoten bzw. ein Slack-Generator dargestellt wird. Die Eigenschaften eines Slack-Knotens/Slack-Generators sind [13]:

- konstante Frequenz
- konstante Spannung
- Wirkleistungsaustausch, um konstante Frequenz zu ermöglichen
- Blindleistungsaustausch, um konstante Spannung zu ermöglichen

Wird beispielsweise der Ortsnetztransformator primär- oder sekundärseitig durch eine Schutzauslösung vom Mittelspannungsnetz getrennt, entsteht ein Microgrid (siehe Kapitel 2.2.3). Dieses kann nur bestehen bleiben, wenn sich ein Leistungsgleichgewicht zwischen der erzeugten Leistung $P_{\text{Erzeugung}}$ und der verbrauchten Leistung $P_{\text{Verbrauch}}$ einstellt. Das Gleiche gilt für die Blindleistungsbilanz.

In den praktischen Versuchen bzw. in der Simulation wird ein Synchrongenerator als Slack-Generator betrieben, um die zuvor aufgelisteten Forderungen einzuhalten.

2.5.4.1 Sternpunktbehandlung eines Synchrongenerators in einem Niederspannungsnetz

Folgende zwei Fälle werden behandelt:

1. Sternpunkt des Synchrongenerators herausgeführt, nicht geerdet und mit dem PEN-Leiter verbunden - abgeschalteter Transformator
2. Sternpunkt des Synchrongenerators herausgeführt, geerdet und mit dem PEN-Leiter verbunden - abgeschalteter Transformator

In dieser Arbeit werden ausschließlich Fehler außerhalb der Anlage betrachtet, Fehler innerhalb der Anlage werden nicht analysiert.

Sternpunkt des Synchrongenerators herausgeführt, nicht geerdet und mit dem PEN-Leiter verbunden - abgeschalteter Transformator

Die Abbildung 2.26 zeigt den Betriebszustand Lost of Main (LOM), da der Schalter S_1 geöffnet ist. Bei herausgeführtem und nicht geerdetem Sternpunkt des Synchrongenerators schließt sich der Stromkreis über den Erdungswiderstand R_{Tr} des Transformators und fließt über den PEN-Leiter zurück zum Sternpunkt des Generators. Hierbei handelt es sich um ein gewöhnliches TN-System.

Zu beachten ist, dass der Kurzschlussstrom des Synchrongenerators ausreichen muss, damit die vorgelagerte Sicherung (S_i) den Generator vom Microgrid trennt.

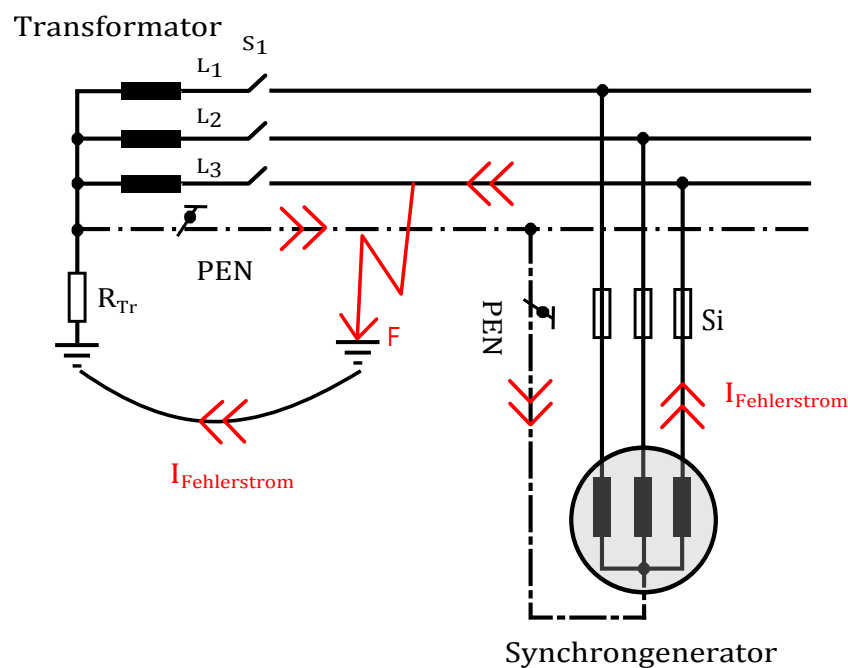


Abbildung 2.26: LOM bei herausgeführtem, nicht geerdetem Sternpunkt des Synchrongenerators - TN-System

Der einpolige Erdkurzschluss ist im Vergleich zum dreipoligen Kurzschluss oft stromschwächer, muss jedoch die vorgelagerte Sicherung zum Schmelzen bringen, damit die Personensicherheit im Falle eines stromschwächeren Fehlers gewährleistet bleibt.

Sternpunkt des Synchrongenerators herausgeführt, geerdet und mit dem PEN-Leiter verbunden - abgeschalteter Transformator

Das in Abbildung 2.27 dargestellte Szenario zeigt den Synchrongenerator mit herausgeführtem geerdeten Sternpunkt, der zusätzlich an dem PEN-Leiter angeschlossen ist. Der Schalter S_1 ist wie zuvor geöffnet, um den Betriebszustand LOM zu erzeugen. Bei einem einpoligen Fehler teilt sich der Fehlerstrom an der Fehlerstelle F, bei Vernachlässigung des Erdbodenwiderstands, gemäß den Schleifenimpedanzen auf.

Auch hierbei muss der Erdkurzschlussstrom $I_{Fehlerstrom}$ des Synchrongenerators ausreichen, um die vorgelagerte Sicherungen auszulösen.

Im Gegensatz zum TN-System würden bei einem TT-System getrennte Erdungssysteme (Anlagen- und Betriebserder) vorhanden sein.

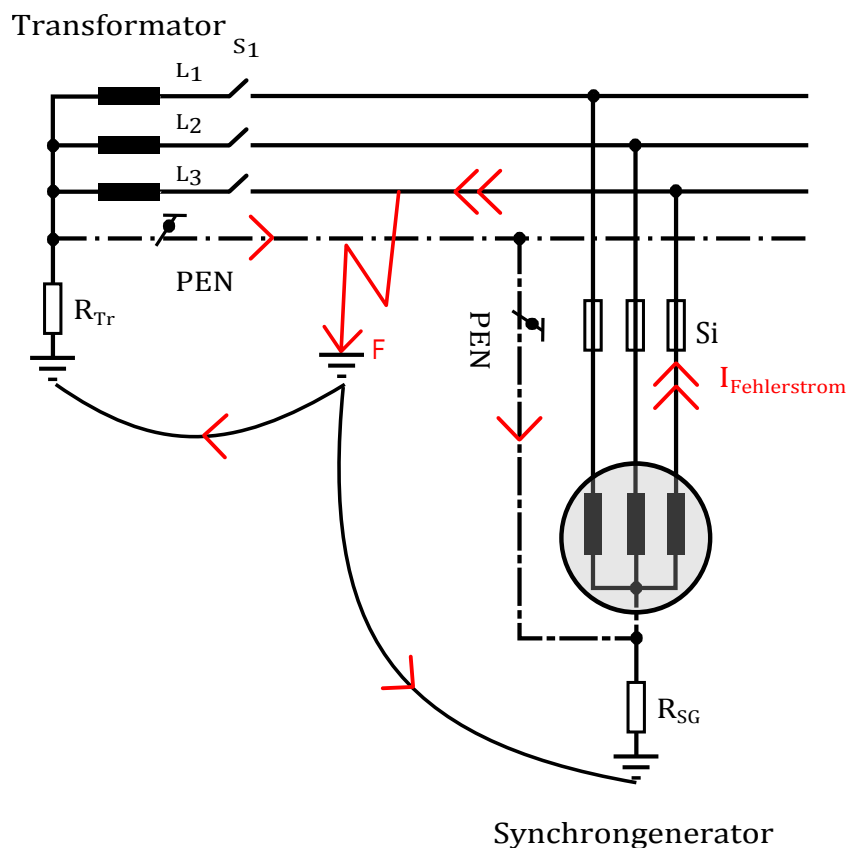


Abbildung 2.27: LOM bei herausgeführtem und geerdetem Sternpunkt des Synchrongenerators - TN-System

3 Versuchsaufbau Smart-Grid-Labor

3.1 Allgemeines

Der Synchrongenerator (SG, 1 kVA) ist mechanisch über eine Welle mit dem Asynchronmotor (ASM, 1,4 kW) verbunden. Der ASM stellt die Antriebsmaschine dar, die Regelung erfolgt ausschließlich digital über den Servo-Maschinenprüfstand der Firma Lucas-Nülle. Da in dieser Diplomarbeit das Verhalten zweier Synchrongeneratoren untersucht wird, ist der zuvor beschriebene Aufbau doppelt ausgeführt. Im Anhang 7.1 befindet sich eine Abbildung des Laboraufbaus.

Der Versuchsaufbau besteht aus folgenden Elementen:

- Synchrongenerator 1 (SG1) mit zugehörigem Asynchronmotor (ASM), direkt gekuppelt
- Synchrongenerator 2 (MG-Slack) mit zugehörigem Asynchronmotor (ASM), direkt gekuppelt
- Synchronisationseinrichtung (Sync)
- Schutzelemente (Schutz) bestehend aus Sicherungen (Si) oder Fehlerstromschutzschalter (FI)
- Fehlermodul (Fehler)
- Transformator
- Last

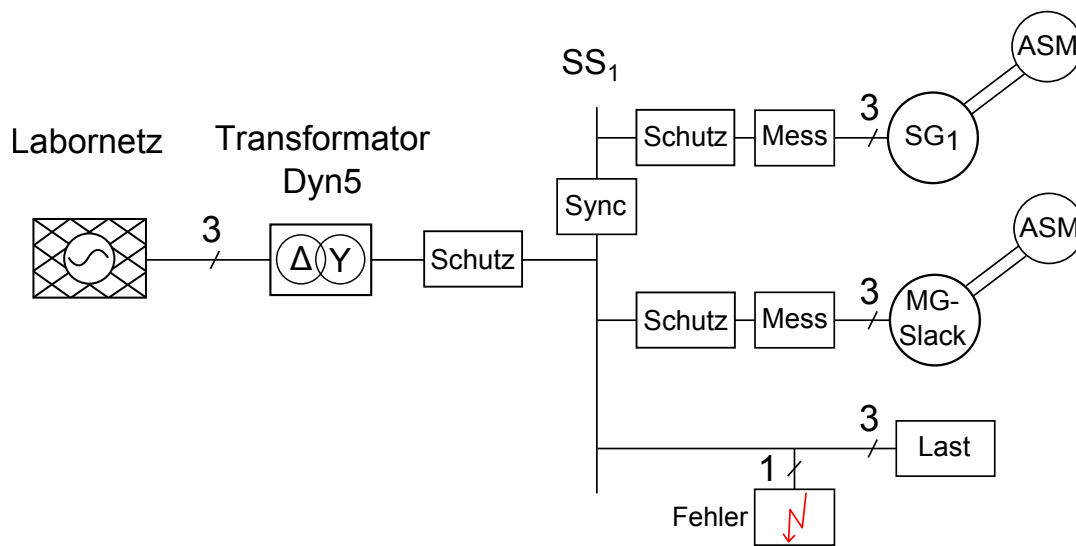


Abbildung 3.1: Übersicht über die im Labor realisierte Schaltung und der verwendeten Elemente des allgemeinen Versuchsaufbaus

Die Synchronisation für den Parallelbetrieb mit dem Labornetz erfolgt manuell über eine Synchronisierereinrichtung (Sync). Anhand eines Fehlerauswahlschalters können 1-polige Erdkurzschlüsse mit einem Fehlerübergangswiderstand $R_F \approx 0 \Omega$ erzeugt werden.

Die folgenden Schutzelemente finden im Versuchsaufbau Anwendung:

- Fehlerstromschutzschalter (FI)
- Schmelzsicherungen (Si)

Der Servo-Maschinenprüfstand beinhaltet folgende Betriebsmodi [35]:

- Drehzahlregelung
- Synchronisier-/Drehzahlregelung
- Drehmomentenregelung

Durch die Dyn5-Schaltung des Transformators ist bei einem 1-poligen Erdkurzschluss das Nullsystem zusätzlich aktiv. Aufgrund der Dreieckschaltung an der Primärseite wird das vorgelagerte Nullsystem des Labornetzes bzw. öffentlichen Netzes nicht übertragen.

Als Spannungsquelle dient die Laborspannung, diese beträgt $U_{Labor,verk} = 195\text{ V}$ (verkettet). Durch das Übersetzungsverhältnis \ddot{u} (1:1,15) des Transformators ergibt sich die sekundäre Phasenspannung $U_{Sek,Soll,Phase}$ zu 225 V.

Nachfolgend sind drei Betriebszustände aufgelistet, die nachgebildet und getestet werden.

- Netzbetrieb
 - Netzparallelbetrieb - Synchronisation des Synchrongenerators 1 (SG1) mit dem Labornetz
 - Netzbetrieb - Verhalten des Transformators bei sekundärseitigem 1-poligen Erdkurzschluss
- Microgrid-Betrieb ohne Fehler
 - Microgrid-Slackgenerator (MG-Slack) und Synchrongenerator 1 (SG1) mit dreiphasiger Last
- Microgrid-Betrieb im Fehlerfall
 - Microgrid-Slackgenerator (MG-Slack) und Synchrongenerator 1 (SG1) bei einem 1-poligen Erdkurzschluss
 - Microgrid-Slackgenerator (MG-Slack) - Sternpunkt herausgeführt und geerdet - abgeschalteter Transformator
 - Microgrid-Slackgenerator (MG-Slack) - Sternpunkt herausgeführt und nicht geerdet - abgeschalteter Transformator

3.1.1 Synchronisation

Um die beiden Synchrongeneratoren mit dem Labornetz zu synchronisieren, damit ein Parallelbetrieb gewährleistet ist, sind die in Kapitel 2.4.8 beschriebenen Punkte zu beachten.

Die Synchronisiereinrichtung enthält:

- 3 digitale Multimeter
- Drehfeldmessgerät
- Doppelspannungsmesser
- Doppelfrequenzmesser
- Synchronoskop

Der Servo-Maschinenprüfstand der Fa. Lukas-Nülle besitzt einen Synchronisier-/Drehzahlregelungs-Modus. Hierbei wird durch die Drehzahlregelung der Antriebsmotor des Synchrongenerators auf die Nenndrehzahl beschleunigt. Die Synchronisation erfolgt manuell im Spannungsnulldurchgang, somit wird der Ausgleichsstrom zwischen dem Generator und dem Netz auf ein Minimum begrenzt.

Nach erfolgreicher Synchronisation des Synchrongenerators mit dem Labornetz, benötigt der zugehörige Servo-Maschinenprüfstand ein Gleichspannungssignal von 210 V am Synch-Eingang des Servo-Maschinenprüfstands, damit die sofortige Umschaltung auf den Betriebsmodus Drehmomentenregelung erfolgt.

Im Anschluss daran ist es möglich, den zweiten Synchrongenerator mit dem Labornetz zu synchronisieren. Die Umschaltung auf Drehmomentenregelung erfolgt analog [35].

Bei der Drehmomentenregelung ergibt sich, wie in Kapitel 2.4.6 bereits erwähnt, folgender Zusammenhang:

$$P = \omega_{mech} \cdot M \qquad \omega_{mech} = \frac{\omega_{el}}{p} = \frac{2 \cdot \pi \cdot 50 \text{ s}^{-1}}{2} = 2 \cdot \pi \cdot 25 \text{ s}^{-1} \quad (3.1)$$

Die Gleichung 3.1 zeigt, dass bei konstanter Winkelgeschwindigkeit ω_{mech} , durch Erhöhung des generatorischen Moments M die abgegebene Wirkleistung P steigt. Durch die konstante Frequenz des öffentlichen Netzes kann bei Umschaltung auf Drehmomentenregelung und durch Erhöhung des antreibenden Moments der Antriebsmaschine, die abgegebene Leistung P erhöht werden.

Bei einem Netzausfall ist die Netzspannung und die Netzfrequenz nicht vorhanden, somit liegt ein Inselnetz vor. Das Inselnetz (LOM) kann auch als Microgrid angesehen werden. Die in Kapitel 2.2.3 geltende Definition des Microgrids besagt, dass die erzeugte Leistung $P_{\text{Erzeugung}}$ gleich der verbrauchten Leistung $P_{\text{Verbrauch}}$ ist, um das geforderte Leistungsgleichgewicht zu erreichen.

Um ein Microgrid nachzubilden, muss einer der beiden Synchrongeneratoren die Drehzahl konstant halten, dieser wird im Folgenden als Microgrid-Slackgenerator (MG-Slack) bezeichnet. Durch die konstante Drehzahl ist es möglich, die beiden Synchrongeneratoren untereinander zu synchronisieren. Nach erfolgter Synchronisation muss der zweite Synchrongenerator (SG1) auf Drehmomentenregelung umgeschaltet werden. Somit gilt auch in diesem Fall, aufgrund der konstanten Frequenz, die Gleichung 3.1.

Die Auswirkungen einer Fehlsynchronisierung sind der Quelle [27] entnommen:

Eine Fehlsynchronisierung, z.B. im Zeitpunkt $\Delta U = 2 \cdot U$, hätte theoretisch (in Wirklichkeit ist die Netzverbindung spannungsmässig nie starr) den doppelten Kurzschlussstrom und ein asynchrones Durchdrehen der Maschine mit hoher Strombelastung und mechanische Erschütterungen zur Folge [27, S.286].

3.2 Netzbetrieb

3.2.1 Synchronisation des Synchrongenerators 1 (SG1) mit dem Labornetz

Während des Hochlaufens befindet sich der Synchrongenerator 1 (SG1) im Synchronisier-/Drehzahlgeregelten-Modus und wird mittels Synchronisierereinrichtung mit dem Labornetz gekoppelt. Nach erfolgreicher Kopplung erfolgt der Übergang in den drehmomentgeregelten Betrieb. Bis zu diesem Zeitpunkt versucht der Servo-Maschinenprüfstand die Drehzahl des Asynchronmotors auf 1500 U/min konstant zu halten. Der Versuchsaufbau ist in Abbildung 3.2 ersichtlich, hierbei handelt es sich um den Transformator im Verteilnetz mit zugehörigem Betriebsleiter R_B .

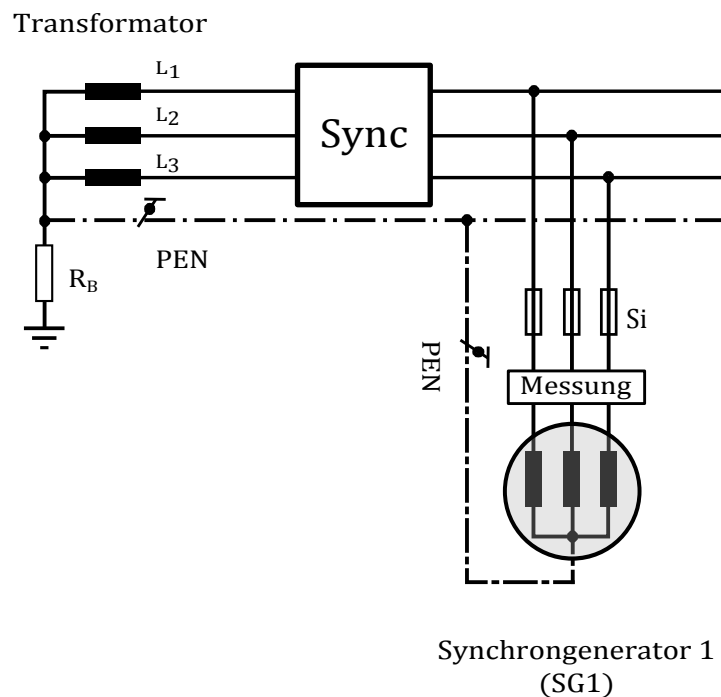


Abbildung 3.2: Schaltbild des Netzparallelbetriebs - Labornetz und dem Synchrongenerator 1 (SG1)

Das Ziel dieses Versuchs ist, den Netzparallelbetrieb zwischen dem Labornetz und dem Synchrongenerator 1 herzustellen. Des Weiteren soll die abgegebene Wirkleistung P des Synchrongenerators durch Steigerung des generatorischen Moments M erhöht werden,

bis der Synchrongenerator kippt und asynchron zum Netz läuft.

Die in der Tabelle 3.1 dargestellte positive Wirkleistung +P entspricht einer Leistungsaufnahme, die negative Wirkleistung -P entspricht einer Leistungsabgabe.

SG1 (Synchronisier-/Drehzahlregelung)	
Wirkleistung P	Scheinleistung S
W	VA
(1) Stufe: Vor der Synchronisation	
5	6
(2) Stufe: Nach erfolgter Synchronisation	
153	153
(3) Stufe: Umschaltung auf Drehmomentenregelung SG1, M=0	
84	84

Tabelle 3.1: Aufgezeichnete Werte zur Erreichung des Netzparallelbetriebs mit dem Synchron-generator 1

(1) Stufe

Die aufgezeichneten Messwerte in Tabelle 3.1 zeigen vor der Synchronisation mit dem öffentlichen Netz eine Leistung von 5 Watt. Dies entspricht jener Leistung, die die analogen Messinstrumente der Synchronisationseinheit, bestehend aus Doppelfrequenzmesser, Doppelspannungsmesser und Synchronoskop, benötigen. Nach erfolgreicher Synchronisation befindet sich der SG1 noch im drehzahlgeregelten Betrieb.

(2) Stufe

Der Zustand nach der Synchronisation beschreibt den Zeitpunkt kurz vor der manuellen Umschaltung in den drehmomentengeregelten Betrieb des SG1. Je schneller die Umschaltung erfolgt, desto kleiner ist die Leistungsdifferenz zwischen dem öffentlichen Netz und dem Generator. Dies lässt sich dadurch erklären, dass der Servo-Maschinenstand des Generators eine leicht von der Netzfrequenz abweichende Frequenz besitzt und diese nach erfolgter Synchronisation beibehält. Diese Frequenzdifferenz bleibt bis zur manuellen Umschaltung bestehen; damit steigt Differenzdrehzahl kontinuierlich an.

(3) Stufe

Bei Vorgabe einer Erregerspannung U_{Fe} von 43 V fließt ein Erregerstrom I_{Fe} von 0,5 A.

Die induzierte Ständerspannung des SG1 beträgt 230 V. Nach der Synchronisierung befindet sich der SG1 im Leerlauf ($M=0$) und das Labornetz stellt eine Wirkleistung von 84 W bereit, um den SG1 im Synchronismus zu halten.

Anschließend wird das Moment generatorisch erhöht, die erzeugte Wirkleistung beträgt 602 W. Die Differenzleistung $P_{Differenz}$ zwischen dem Leerlauf und der abgegebenen Wirkleistung beträgt:

$$P_{Differenz} = 84 \text{ W} - 602 \text{ W} = -518 \text{ W} \quad (3.2)$$

Das benötigte generatorische Moment, um diese Wirkleistung zu erzeugen, errechnet sich über folgenden Zusammenhang:

$$M_{SG1} = \frac{P_{Differenz}}{2 \cdot \pi \cdot \omega_{mech}} = \frac{-518 \text{ W}}{2 \cdot \pi \cdot 25 \text{ s}^{-1}} = -3,3 \text{ Nm} \quad (3.3)$$

Eine weitere Erhöhung des generatorischen Moments führt dazu, dass der Generator kippt und asynchron zum Netz läuft. Durch Verringerung des angelegten Moments kann der Generator wieder in den Synchronismus übergeführt werden. Dies lässt sich aufgrund der sehr kleinen Trägheitsmasse erklären. Synchrongeneratoren der MVA-Klasse mit großen Trägheitsmassen besitzen einen Polschlupfschutz; falls der Synchrongenerator zu schlüpfen beginnt, wird dieser vom Netz getrennt, da sich diese Generatoren nicht in den Synchronismus zurückführen lassen.

Bei einer Erhöhung des generatorischen Moments wird die Wirkleistung auf 926 W und die Blindleistung auf 352 VAR erhöht. Aufgrund der erhöhten Erregerspannung U_{Fe} von 78 V, fließt ein Erregerstrom I_{Fe} von 0,92 A. Der Synchrongenerator befindet sich im generatorischen, übererregten Betrieb. Aufgrund des generatorischen Moments ergibt sich eine Differenzleistung von -842 W gegenüber dem Leerlauf. Aus dieser Differenzleistung errechnet sich das anliegende Moment zu:

$$M = \frac{P_{Differenz}}{2 \cdot \pi \cdot \omega_{mech}} = \frac{-842 \text{ W}}{2 \cdot \pi \cdot 25 \text{ s}^{-1}} = -5,36 \text{ Nm} \quad (3.4)$$

Die maximal erzeugte Scheinleistung des Synchrongenerators von 1035 VA ist aus den Angaben des Typenschildes zu entnehmen. Die Phasenverschiebung zwischen der Phasenspannung $\underline{U}_{1n-SG1} = 230\text{ V}$ und dem Phasenstrom $\underline{I}_{L1-SG1} = 0,987\text{ A}$ ergibt einen Winkel von -148° , dies wurde oszillographisch aus den Aufzeichnungen ermittelt. Es wurde eine Leistung von 592 W erzeugt. Der Synchrongenerator arbeitet im generatorisch übererregten Bereich, somit ist die Polradspannung \underline{E}_{p-SG1} des Synchrongenerators gegenüber der Netzspannung \underline{U}_{1n} voreilend.

Der in Abbildung 3.3 dargestellte Betriebspunkt mit dem Polradwinkel $\vartheta = 34^\circ$ stellt einen zulässigen Betriebspunkt des Synchrongenerators dar. Aus dem Leerlauf- und Kurzschlussversuch ergibt sich die stationäre gesättigte Reaktanz $X_{d,sat} = 2,07\text{ p.u.}$ - siehe Kapitel 5.2. Da der Synchrongenerator keinen Polradwinkelgeber besitzt, kann die innere Polradspannung des Generators wie in Abbildung 3.3 ermittelt und dargestellt werden. Der dargestellte Phasenstrom \underline{I}_{L1-SG1} wird zur besseren Darstellung mit dem Faktor 100 multipliziert.

Das Zeigerdiagramm setzt sich aus folgenden Werten zusammen:

$$\underline{I}_{L1-SG1} = 0,987 e^{-j148^\circ} \text{ A} \quad (3.5)$$

$$\underline{X}_{d,sat} = 320 e^{-j90^\circ} \Omega \quad (3.6)$$

$$\underline{U}_{1n-SG1} = 230 e^{j0^\circ} \text{ V} \quad (3.7)$$

Der Spannungsabfall der Reaktanz $\underline{U}_{X_{d,sat}}$ ist wie folgt definiert:

$$\underline{U}_{X_{d,sat}} = \underline{I}_{L1-SG1} \cdot \underline{X}_{d,sat} = 0,987 e^{-j148^\circ} \text{ A} \cdot 320 e^{-j90^\circ} \Omega = 315,8 e^{j122^\circ} \text{ V} \quad (3.8)$$

Die Polradspannung \underline{E}_{p-SG1} ergibt sich zu:

$$\underline{E}_{p-SG1} = \underline{U}_{1n-SG1} - \underline{U}_{X_{d,sat}} = 230 e^{j0^\circ} - 315,8 e^{j122^\circ} = 479,2 e^{-j34^\circ} \text{ V} \quad (3.9)$$

Aus Gleichung 3.9 ist zu sehen, dass das Polrad um $\vartheta = 34^\circ$ gegenüber der Phasenspannung \underline{U}_{1n-SG1} voreilt. Die berechneten Spannungen (\underline{U}_{1n-SG1} , $\underline{U}_{X_{d,sat}}$ und \underline{E}_{p-SG1}) sind in Abbildung 3.3 dargestellt.

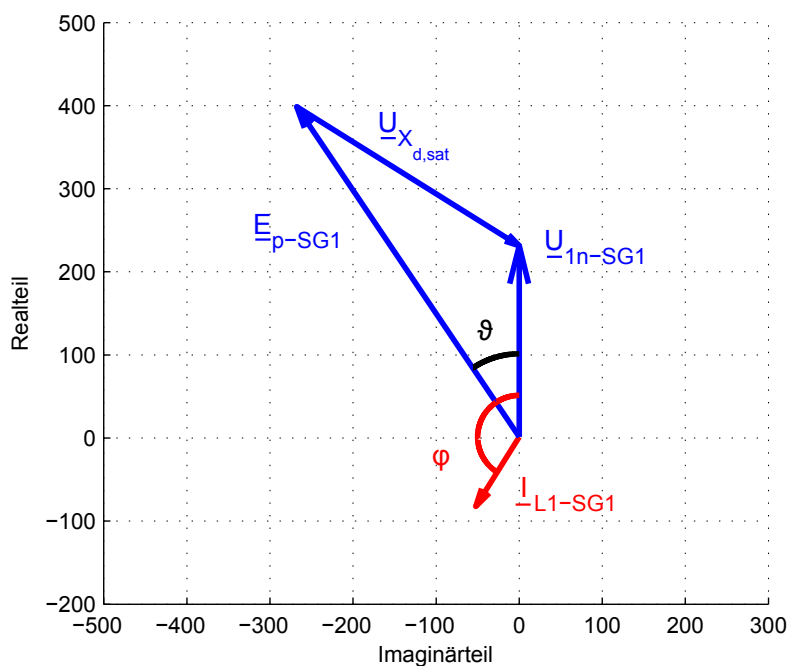


Abbildung 3.3: Polradwinkel ϑ des Synchrongenerators 1 (SG1) für den betrachteten Betriebspunkt; Maßstab: Spannung 1:1, Strom 1:100

Wenn das generatorisch zugeführte Drehmoment M bei gleichem Erregerstrom I_{Fe} über die Nennleistung erhöht wird, beginnt der Synchrongenerator zu kippen und läuft danach asynchron am Netz.

In der Abbildung 3.4 a) sind das Drehmoment $m(t)$ und die drei Phasenströme ($i_{L1-SG1}(t)$, $i_{L2-SG1}(t)$, $i_{L3-SG1}(t)$) des Synchrongenerators (SG1) dargestellt.

In dem unteren Teil b) sind die Phasenspannung ($u_{L1-SG1}(t)$, $u_{L2-SG1}(t)$, $u_{L3-SG1}(t)$) und die Drehzahl $n_{SG1}(t)$ aufgetragen. Ab dem Zeitpunkt $t=0,25$ s steigen die Phasenströme des SG1 an, gleichzeitig fällt die Drehzahl bis auf $n_{SG1} = 1283$ U/min ab. Das generatorische Moment geht bis zum Zeitpunkt $t=0,54$ s von $-2,4$ Nm auf $-1,1$ Nm zurück. Dies lässt sich dadurch erklären, dass das Kippmoment des Generators überschritten wurde.

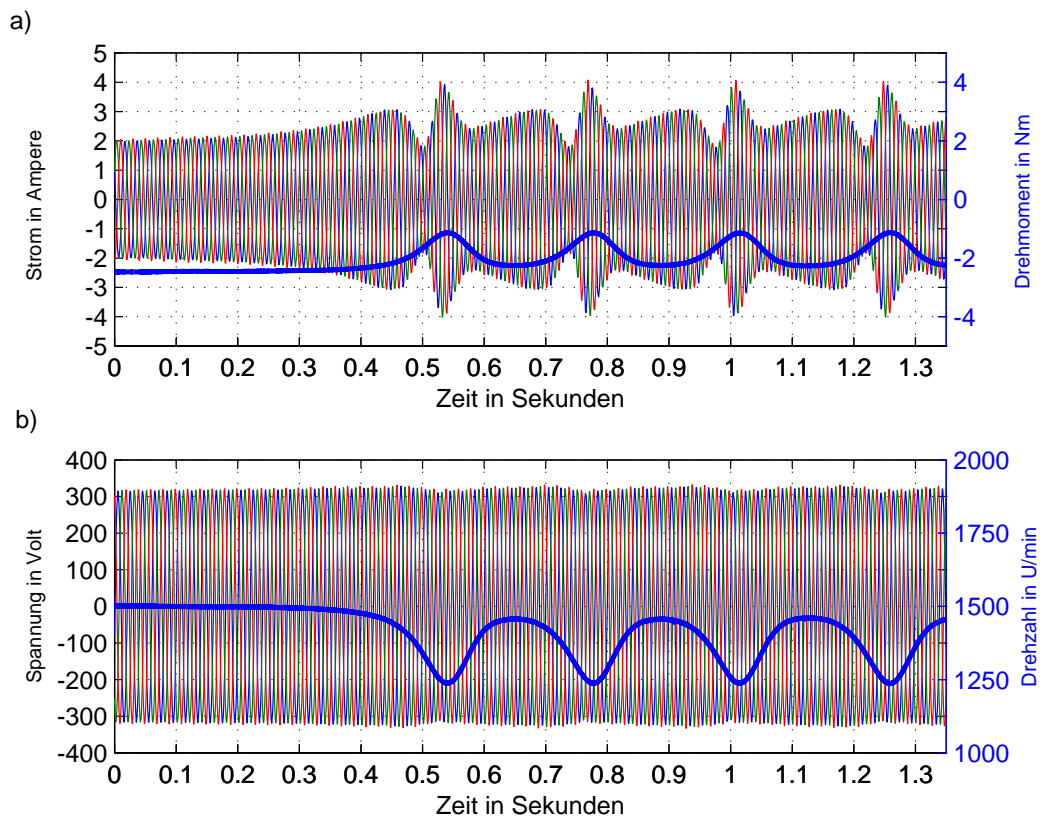


Abbildung 3.4: Darstellung des asynchronen Umlaufs des Synchrongenerators 1 (SG1)

a) dreiphasige Phasenströme $(i_{L1-SG1}(t), i_{L2-SG1}(t), i_{L3-SG1}(t))$ und Drehmomentenverlauf $m_{SG1}(t)$ des SG1

b) dreiphasige Phasenspannungen $(u_{L1-SG1}(t), u_{L2-SG1}(t), u_{L3-SG1}(t))$ und Drehzahlverlauf $n_{SG1}(t)$ des SG1

In Abbildung 3.4 b) ist ersichtlich, dass das Moment bei Überschreitung des maximalen Polradwinkels zurückgeht. Der SG1 fällt außer Tritt, hierbei treten kurzschlussartige Ströme auf [30]. Nach viermaligen Durchschlüpfen des SG1 wird der Versuch beendet.

3.2.2 Verhalten des Transformators bei sekundärseitigem 1-poligen Erdkurzschluss

Der Normalbetrieb des öffentlichen Netzes ist in Abbildung 3.5 dargestellt. Bei einem 1-poligen Fehler gegen Erde speist der Transformator abhängig von der Kurzschlussleistung einen Kurzschlussstrom auf die Fehlerstelle F. Die in Kapitel 5.1 ausgemessenen Parameter ergeben für den Transformator eine relative Kurzschlussspannung u_k von 2,6 %.

Der Transformator ist mit dem übergeordneten Netz verbunden, gibt im Fehlerfall seinen Kurzschlussstrom ab und bringt die Sicherung (Si) der fehlerbehafteten Phase zum Schmelzen. Der verwendete Transformator besitzt eine Scheinleistung S_n von 8622 VA, die verwendete Phasenspannung an der Sekundärseite $U_{Sek,Soll,Phase}$ des Transformators beträgt 225 V.

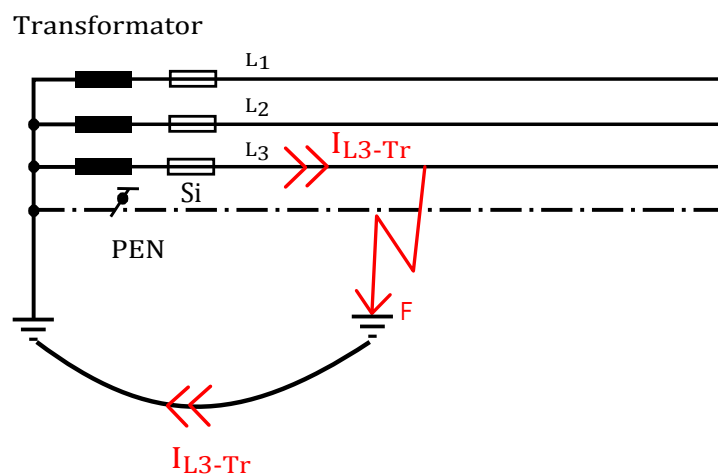


Abbildung 3.5: Schaltbild des öffentlichen Netzes bei Normalbetrieb ohne dezentrale Einspeisung bei einem 1-poligen Erdkurzschluss gegen Erde

Die Berechnung der Mitimpedanz Z_{Tr}^1 des Transformators ist in Gleichung 3.10 dargestellt. Die verwendeten Größen wurden in Kapitel 5.1 ermittelt:

$$Z_{Tr}^1 = \frac{u_k}{100\%} \cdot \frac{(U_{Sek,Soll,verk})^2}{S} = \frac{2,6\%}{100\%} \cdot \frac{(390 \text{ V})^2}{8622 \text{ VA}} = j0,459 \Omega \quad (3.10)$$

Bei einem 1-poligen Erdkurzschluss ist die Nullimpedanz des Transformators zusätzlich aktiv. Die Nullimpedanz Z_{TR}^0 beträgt $0,54 \Omega$. Die Mitimpedanz Z_{Tr}^1 des Transformators ist der Gegenimpedanz Z_{Tr}^2 gleichzusetzen, somit kann der 1-polige Erdkurzschlussstrom berechnet werden - siehe Gleichung 3.11

$$\underline{I}_{L3-Tr} = \frac{3 \cdot U_{Sek,Soll,Phase}}{j(2 \cdot Z_{Tr}^1 + Z_{Tr}^0 + Z_L)} = \frac{3 \cdot 225 V}{j(2 \cdot 0,459 \Omega + 0,54 \Omega)} \quad (3.11)$$

$$\underline{I}_{L3-Tr} = 463 e^{-j90^\circ} A \quad (3.12)$$

Da die Impedanz der im Labor verwendeten Leitungen sehr gering ist, kann der Erdkurzschluss als ideal angenommen werden. Sowohl die Leitungsimpedanz Z_L als auch der Fehlerübergangswiderstand R_F werden damit vernachlässigt.

Im Falle einer Dimensionierung der Sicherung für den 5-fachen Nennstrom ist zu erwarten, dass bei Durchführung dieses Versuchs die Sicherung die fehlerbehaftete Systemkomponente in jedem Fall abschaltet.

3.3 Microgrid-Betrieb ohne Fehler

3.3.1 Microgrid-Slackgenerator (MG-Slack) und Synchrongenerator 1 (SG1) mit dreiphasiger Last

Der Microgrid-Slackgenerator (MG-Slack) befindet sich im drehzahlgeregelten Betrieb und liefert durch die konstante Drehzahl von 1500 U/min das benötigte Drehfeld und die 50-Hz-Komponente, um den Parallelbetrieb zwischen den beiden Synchrongeneratoren zu ermöglichen. Die Zuschaltung der dreiphasigen Last, bestehend aus drei Glühlampen mit je 200 W (Fa. Elix), erfolgt vor der Synchronisation mit dem Synchrongenerator 1 (SG1). Im Anschluss daran wird die Synchronisationseinrichtung aus dem Aufbau entfernt, um die weitere Messung nicht zu beeinflussen. Der Aufbau ist in Abbildung 3.6 ersichtlich.

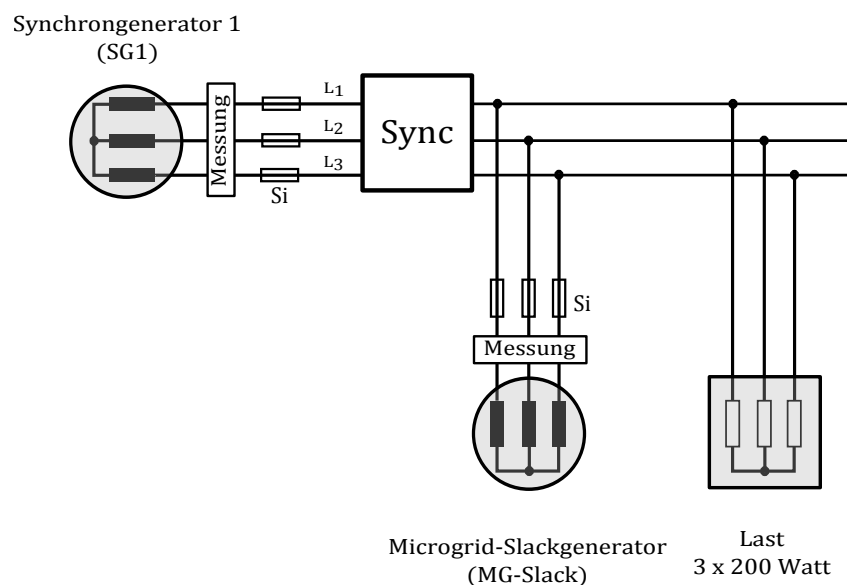


Abbildung 3.6: Microgrid bestehend aus dem Microgrid-Slackgenerator (MG-Slack), dem Synchrongenerator 1 (SG1), der Synchronisationseinrichtung (Sync) und der dreiphasigen ungedeteten Last (3 x 200 W)

Vor der Synchronisation befindet sich der Synchrongenerator 1 (SG1) im Synchronisier-/Drehzahlgeregelten Betrieb und wird mittels der Synchronisationseinheit, mit dem Microgrid-Slackgenerator (MG-Slack) synchronisiert. Bei gleicher Frequenz, Spannungshöhe und Drehfeldrichtung erfolgt bei einer Differenzspannung von ca. 0 Volt die Synchronisation zwischen den beiden Synchrongeneratoren.

Im nächsten Schritt erfolgt die Umschaltung des Synchrongenerators 1 (SG1) in den drehmomentengeregelten Betrieb, um den Microgrid-Slackgenerator zu entlasten bzw. um sich an der Speisung der Last zu beteiligen.

Die Tabelle 3.2 zeigt die gemessene Wirkleistung der beiden Synchrongeneratoren. Die dargestellte positive Wirkleistung +P entspricht einer Leistungsaufnahme, die negative Wirkleistung -P entspricht einer Leistungsabgabe des Synchrongenerators.

MG-Slack (Drehzahlregelung)	SG1 (Synch-/Drehzahlregelung, Drehmomentenregelung)	dreiphasige Last 3 x 200 W
Wirkleistung P	Wirkleistung P	Wirkleistung P
W	W	W
(1) Stufe: SG1 Leerlauf $M=0$ Nm		
-684	+84	+600
(2) Stufe: Erhöhung des generatorischen Drehmoments des SG1 $M = - 0,99$ Nm		
-529	-71	+600
(3) Stufe: Erhöhung des generatorischen Drehmoments des SG1 $M = - 1,85$ Nm		
-394	-206	+600
(4) Stufe: SG1 Leerlauf $M=0$ Nm		
-684	+84	+600

Tabelle 3.2: Ergebnisse aus dem generatorischen Entlastungsversuch durch den SG1 im Microgrid-Betrieb mit dreiphasiger symmetrischer Last

Stufe (1)

Der Microgrid-Slackgenerator (MG-Slack) befindet sich im drehzahlgeregelten Betrieb und speist die dreiphasige symmetrische Last, bestehend aus 3 x 200 W. Der Synchrongenerator 1 (SG1) wird mit dem Microgrid-Slackgenerator synchronisiert und befindet sich im drehmomentengeregelten Betrieb.

Der Microgrid-Slackgenerator (MG-Slack) speist die dreiphasige Last und hält den Synchrongenerator 1 (SG1) im Synchronismus, da sich dieser im Leerlauf ($M=0$ Nm) befindet, dies erklärt die erzeugte Wirkleistung von 684 W.

Stufe (2)

Der Synchrongenerator 1 (SG1) erhöht das angreifende generatorische Moment von 0 Nm auf -0,99 Nm und beteiligt sich somit an der Speisung der dreiphasigen Last. Die Differenzleistung $P_{Differenz}$ des SG1, im Vergleich zum Leerlauf, entspricht -155 W, siehe Gleichung 3.13

$$P_{Differenz} = -71 \text{ W} - (+84 \text{ W}) = -155 \text{ W} \quad (3.13)$$

Aus der berechneten Differenzleistung $P_{Differenz}$ ergibt sich ein Moment M von -0,99 Nm - siehe Gleichung 3.14:

$$M_{SG1} = \frac{-155 \text{ W}}{2 \cdot \pi \cdot 25 \text{ s}^{-1}} = -0,99 \text{ Nm} \quad (3.14)$$

Die erzeugte Leistung des Microgrid-Slackgenerators (MG-Slack) ist von -684 W auf -529 W zurückgegangen, dies entspricht ebenfalls einer Differenzleistung von +155 W.

Stufe (3)

Das generatorische Moment des Synchrongenerators 1 (SG1) wird weiter gesteigert, die Differenzleistung des SG1, im Vergleich zum Leerlauf, beträgt nun -290 W - siehe Gleichung 3.15

$$P_{Differenz} = -206 \text{ W} - (+84 \text{ W}) = -290 \text{ W} \quad (3.15)$$

Dies entspricht einem generatorischen Moment von -1,85 Nm - siehe Gleichung 3.16:

$$M_{SG1} = \frac{-290 \text{ W}}{2 \cdot \pi \cdot 25 \text{ s}^{-1}} = -1,85 \text{ Nm} \quad (3.16)$$

Die erzeugte Wirkleistung des Microgrid-Slackgenerators (MG-Slack), ist ebenfalls im Vergleich zur Stufe 1, um +290 W gesunken.

Stufe (4)

Der Synchrongenerator 1 (SG1) befindet sich im Leerlauf ($M=0$ Nm) und benötigt, wie in Stufe 1 bereits gezeigt, 84 W um im Synchronismus zu verbleiben.

In Abbildung 3.7 ist die erzeugte Wirkleistung der beiden Generatoren graphisch dargestellt.

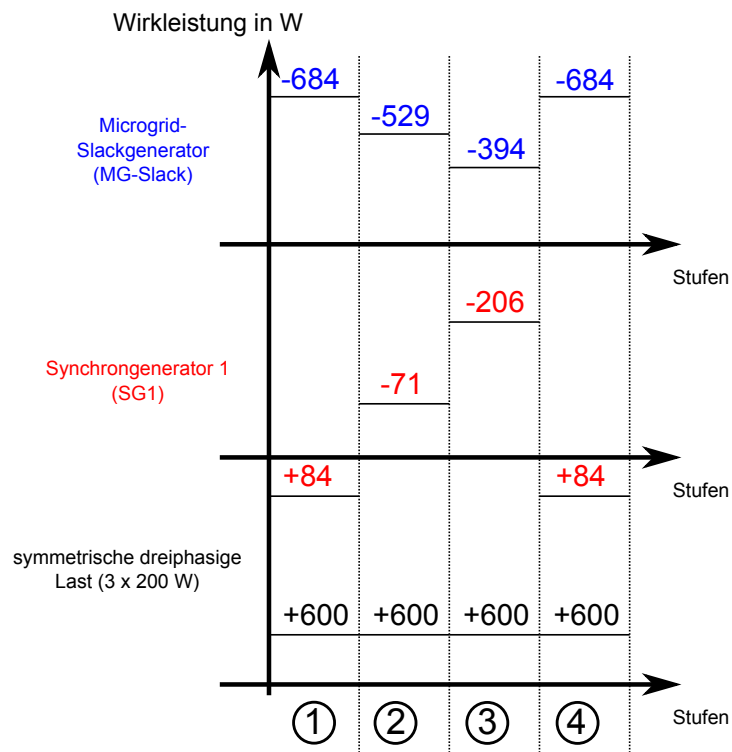


Abbildung 3.7: Veranschaulichung der einzelnen Stufen aus dem generatorischen Entlastungsversuch durch den SG1 im Microgrid-Betrieb mit dreiphasiger symmetrischer Last

Das Ergebnis dieses Versuchs zeigt, dass es möglich ist, mit Hilfe von zwei Synchrongeneratoren ein Microgrid aufzubauen, wobei einer der beiden Synchrongeneratoren - Microgrid-Slackgenerator - die Frequenz vorgibt und das benötigte Drehfeld erzeugt, um den zweiten Generator im Synchronismus zu halten. Durch Erhöhung des generatorischen Moments beteiligt sich der SG1 an der Speisung der Last.

Bei einer "Übererzeugung" z.B. durch den Synchrongenerator 1 (SG1) muss der Microgrid-Slackgenerator (MG-Slack) als Motor, Wirkleistung aufnehmen. Das ist in der Realität mit "Schleppleistung" (=Rückleistung) nur bis zu einigen % der Nennleistung möglich.

3.4 Microgrid-Betrieb im Fehlerfall

3.4.1 Microgrid-Slackgenerator (MG-Slack) und Synchrongenerator 1 (SG1) bei einem 1-poligen Erdkurzschluss

Der Microgrid-Slackgenerator (MG-Slack) befindet sich im drehzahlgeregelten Betrieb. Vor der Synchronisation mit dem Synchrongenerator 1 (SG1) erfolgt die Zuschaltung der dreiphasigen Last, bestehend aus je 3 x 200 W.

Nach erfolgter Synchronisation der beiden Synchrongeneratoren wird das angreifende generatorische Moment des SG1 erhöht. Die Wirkleistungseinspeisung des SG1 entlastet den Microgrid-Slackgenerator (MG-Slack). Im Gegensatz zum beschriebenen Versuch in Kapitel 3.4.2 sind sowohl der Sternpunkt des Synchrongenerators 1 (SG1) als auch der Sternpunkt des Microgrid-Slackgenerators (MG-Slack) geerdet - siehe Abbildung 3.8.

Als Schutzelemente der Generatoren werden handelsübliche Schmelzsicherungen des Typs Diazed DII 2 A verwendet.

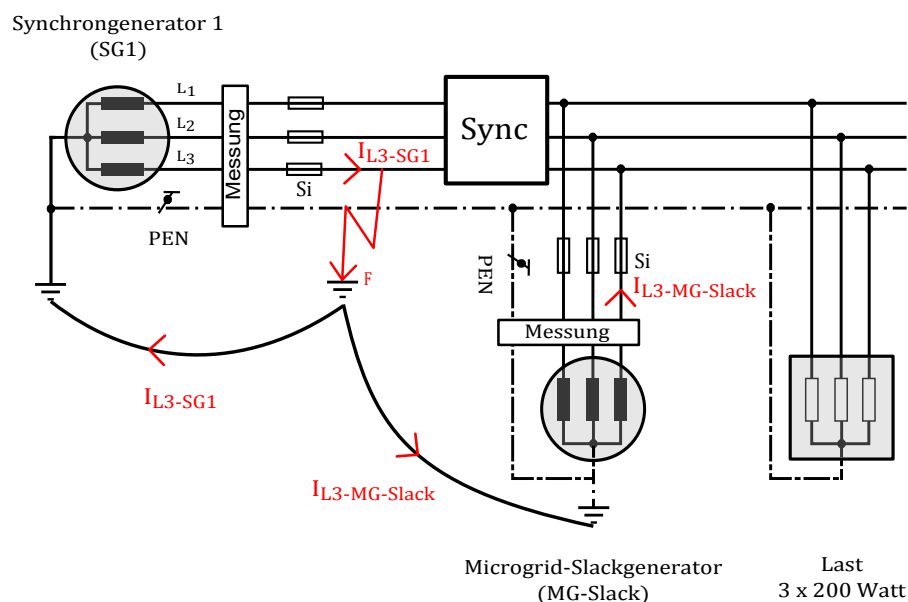


Abbildung 3.8: Schaltbild des Microgrid-Slackgenerators (MG-Slack), mit dem Synchrongenerator 1 (SG1), der Synchronisierereinrichtung (Sync) und der dreiphasigen ungeredeten Last, 3 x 200 Watt bei einem 1-poligen Erdkurzschluss

Bei Zuschaltung der dreiphasigen Last gehen die Phasenspannungen des Microgrid-Slackgenerators bis auf den Spitzenwert $\hat{U} \approx 100 \text{ V}$ ein, durch Steigerung der Erregung des Microgrid-Slackgenerators, wird die Phasenspannung auf 230 V zurückgeführt. Durch Erhöhung des Drehmoments des SG1, nach erfolgreicher Synchronisation, wird der Microgrid-Slackgenerator entlastet. Vor dem Kurzschlusseintritt, bei einer Microgrid-Spannung von 234 V, erzeugt der SG1 231 W, der Microgrid-Slackgenerator 434 W.

Verhalten des Microgrid-Slackgenerators (MG-Slack)

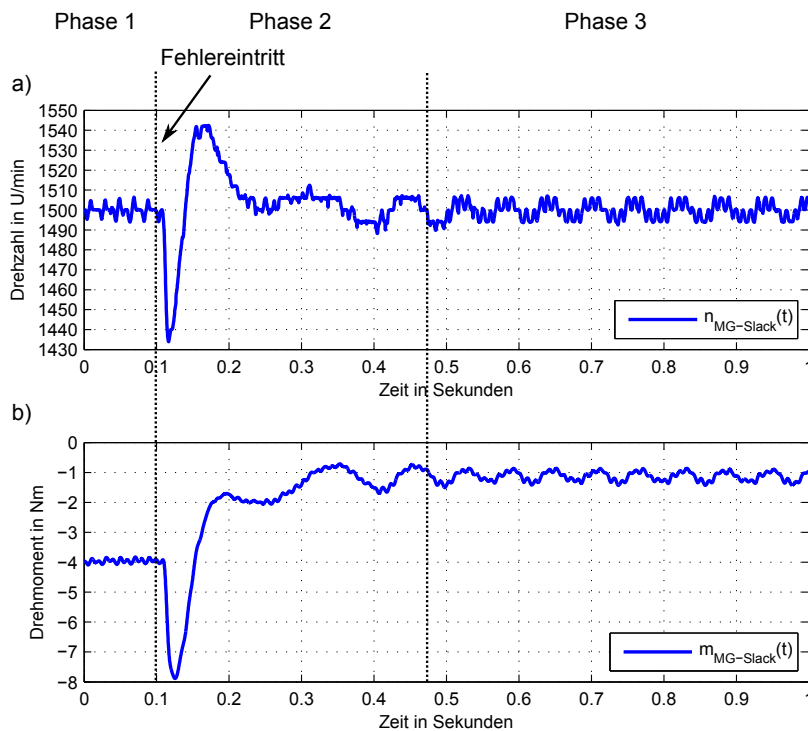


Abbildung 3.9: a) Drehzahlverlauf $n_{MG-Slack}(t)$ des Microgrid-Slackgenerators (MG-Slack)
 b) Drehmomentenverlauf $m_{MG-Slack}(t)$ des Microgrid-Slackgenerators (MG-Slack)

Die Abbildung 3.9 zeigt den Drehzahlverlauf a) und Drehmomentenverlauf b) des Microgrid-Slackgenerators (MG-Slack). Die Drehzahl $n_{MG-Slack}(t)$ des Microgrid-Slackgenerators ist vor dem Fehlereintritt konstant auf 1500 U/min (Phase 1).

Zum Zeitpunkt $t=0,1$ s tritt der 1-polige Erdkurzschluss (Beginn Phase 2) ein, die Drehzahl $n_{MG-Slack}(t)$ des Microgrid-Slackgenerators fällt, aufgrund der Belastung zu Beginn des Kurzschlusses, bis auf 1436 U/min ab. Gleichzeitig steigt das Drehmoment $m_{MG-Slack}(t)$ des Microgrid-Slackgenerators von 4 Nm, vor dem Kurzschlusseintritt, auf 7,9 Nm im generatorischen Betrieb an. Dies lässt sich dadurch erklären, dass der Microgrid-Slackgenerator versucht die Drehzahl konstant zu halten.

Im Anschluss daran (Phase 3) wird auf die synchrone Drehzahl n_s zurückgeregelt und diese ist zum Zeitpunkt $t \approx 0,47$ s wieder stabilisiert.

Verhalten des Synchrongenerators 1 (SG1)

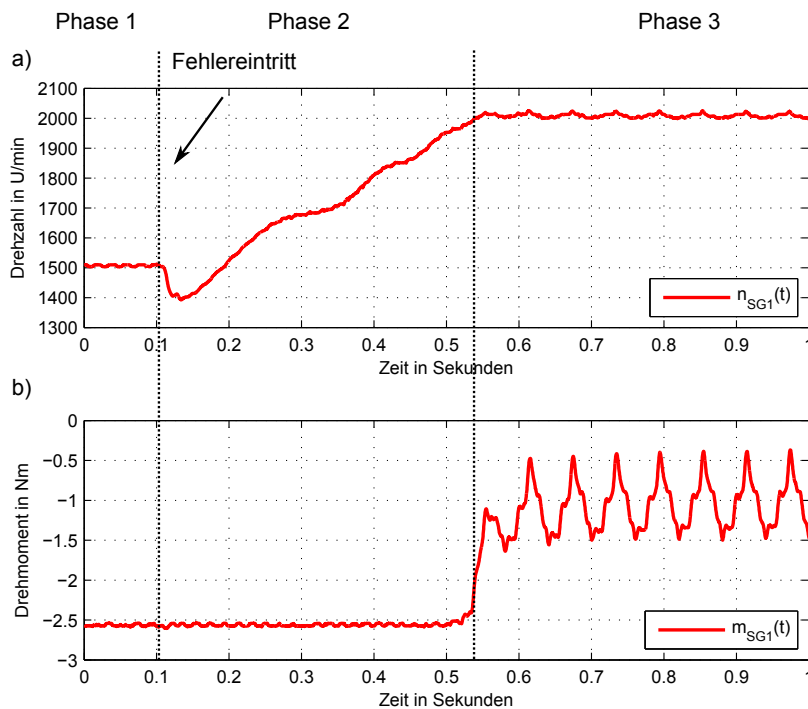


Abbildung 3.10: a) Drehzahlverlauf $n_{SG1}(t)$ des Synchrongenerators 1 (SG1)

b) Drehmomentenverlauf $m_{SG1}(t)$ des Synchrongenerators 1 (SG1)

In Abbildung 3.10 a) ist ersichtlich, dass die Drehzahl $n_{SG1}(t)$ des SG1 vor dem Eintritt des Fehlers konstant auf 1500 U/min ist (Phase 1). Zum Zeitpunkt des Fehlereintritts bei $t=0,1$ s geht die Drehzahl $n_{SG1}(t)$, aufgrund der elektrischen Belastung durch den Anfangs-Kurzschlussstrom, siehe Abbildung 3.11, Phase 2, bis auf 1400 U/min zurück. Das zuvor eingestellte Drehmoment $m_{SG1}(t)$, in Abbildung 3.10 b), Phase 2 ersichtlich, verändert sich nicht, da sich der SG1 im drehmomentengeregelten Betrieb befindet. Die erzeugte Energie im Synchrongenerator kann nicht vollständig abgeführt werden, dies erklärt den Drehzahlanstieg auf 2000 U/min (Phase 3), da die erzeugte Energie des SG1 größer ist, als die abgeführte Energie, geht die Differenzenergie in die Beschleunigung des Polrades ein.

Ab dem Zeitpunkt $t \approx 0,53$ s wird der SG1 manuell in den drehzahlgeregelten Betrieb übergeführt. Bei $t \geq 1,0$ s wird der Generator, durch händische Trennung vom Microgrid-Slackgenerator, d.h. Öffnen des Synchronisierschalters der Synchronisiereinheit (Sync), vom Versuchsaufbau getrennt und heruntergefahren.

Erdkurzschlussstromverläufe des Synchrongenerators 1 (SG1) und des Microgrid-Slackgenerators (MG-Slack)

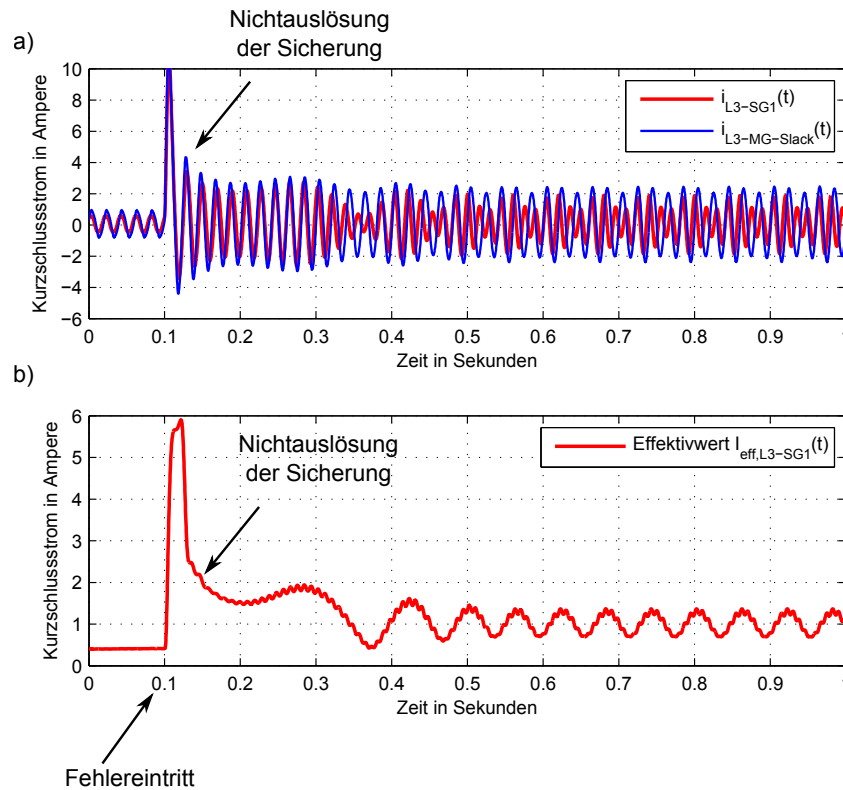


Abbildung 3.11: a) Kurzschlussstromverlauf (Momentanwerte) des Microgrid-Slackgenerators (MG-Slack) $i_{L3-MG-Slack}(t)$ und des Synchrongenerators 1 (SG1) $i_{L3-SG1}(t)$
 b) Kurzschlussstromverlauf (Effektivwert) des Synchrongenerators 1 (SG1) $I_{eff,L3-SG1}(t)$

Die Abbildung 3.11 a) zeigt den Kurzschlussstromverlauf $i_{L3-MG-Slack}(t)$ des Microgrid-Slackgenerators (blauer Verlauf) und jenen des SG1 $i_{L3-SG1}(t)$ (roter Verlauf). Der Erdkurzschluss tritt zum Zeitpunkt $t=0,1$ s ein. In diesem Verlauf ist ersichtlich, dass der Kurzschlussstrom des Microgrid-Slackgenerators (MG-Slack) größer ist als jener des SG1.

Die Abbildung 3.11 b) zeigt den Verlauf des Effektivwerts $I_{eff,L3-SG1}(t)$ des Kurzschlussstroms des SG1. Aufgrund der subtransienten Reaktanz X_d'' beträgt zu Beginn des Kurzschlusses der Effektivwert $I_{eff} \approx 5,8$ A. Da die subtransiente Zeitkonstante T_d'' des Synchrongenerators sehr klein ist, klingt dieser Strom sehr schnell auf den stationären Strom ab. Aufgrund dieser sehr kleinen Zeitkonstanten löst die Sicherung nicht aus.

Diesem Kurzschlussstrom ist eine 15-Hz-Schwingung überlagert, ersichtlich im Kurzschlussstromverlauf der Abbildung 3.11 b). Der Effektivwertverlauf des stationären Kurzschlussstroms $I_{eff,L3-SG1}(t)$ des Microgrid-Slackgenerators (MG-Slack) schwingt zwischen 0,7 A und 1,3 A.

Erdkurzschlussspannungsverläufe des Synchrongenerators (SG1) und des Microgrid-Slackgenerators (MG-Slack)

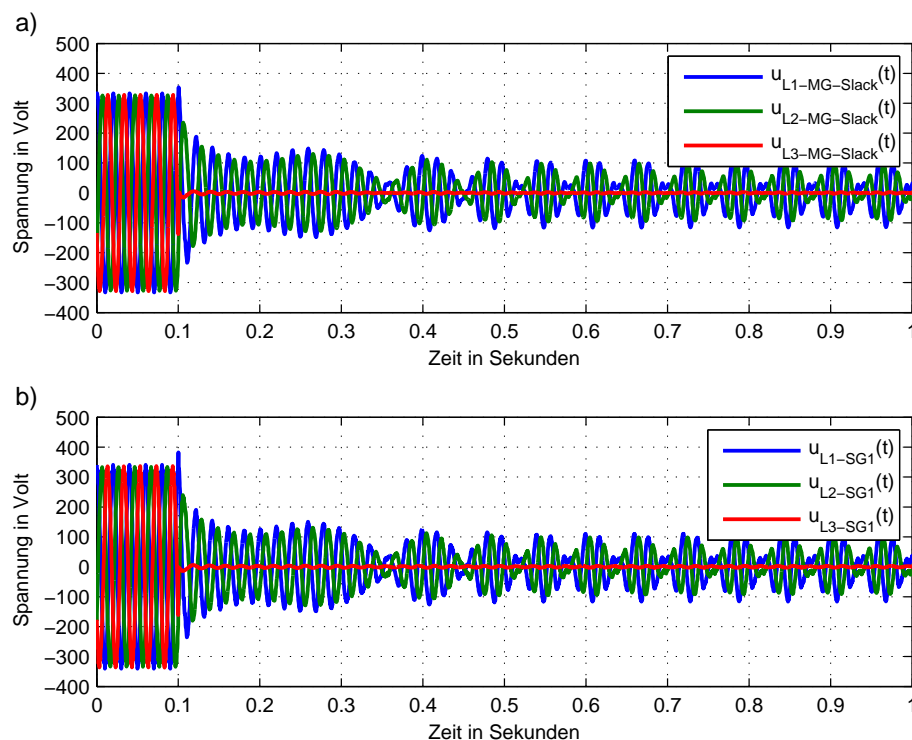


Abbildung 3.12: a) Spannungsverläufe des Microgrid-Slackgenerators $u_{MG-Slack}(t)$ (MG-Slack)

b) Spannungsverläufe des Synchrongenerators 1 $u_{SG1}(t)$ (SG1)

Die Abbildungen 3.12 a) und b) zeigen die Spannungsverläufe des Microgrid-Slackgenerators (MG-Slack) und des SG1. Die fehlerbehafteten Spannungen des SG1 $u_{L3-SG1}(t)$ und des Microgrid-Slackgenerators $u_{L3-MG-Slack}(t)$ gehen bei dem 1-poligen Erdkurzschluss auf 0 V zurück (roter Verlauf). Die beiden nicht betroffenen Spannungen des Microgrid-Slackgenerators (MG-Slack) und des SG1 zeigen den gleichen Verlauf

und befinden sich de facto in Phase zueinander. Dieser Verlauf, ist wie der Verlauf des Effektivwertes in Abbildung 3.11 b), mit einer 15-Hz-Schwingung überlagert.

Das Resultat dieses Versuchs zeigt, dass der Microgrid-Slackgenerator (MG-Slack) die Drehzahl $n_{MG-Slack}(t)$ vor dem Fehler konstant hält und diese nach dem Fehler wieder erreicht - siehe Abbildung 3.9. Der SG1 wurde aufgrund der erhöhten Drehzahl vom Microgrid getrennt und heruntergefahren. Die verwendete Diazed DII 2 A Sicherung der beiden Generatoren löste nicht aus, da die Dauer der subtransienten Zeitkonstante T_d'' und die Dauer der transienten Zeitkonstante T_d' zu kurz sind, musste der Fehler von Hand geklärt werden.

Der Versuch wurde auch mit einer geringeren Last, bestehend aus 3 x 15 W, durchgeführt. Hierbei musste der Fehler ebenfalls händisch abgeschaltet werden, da aufgrund des geringen Erdkurzschlussstroms keine Auslösung der Sicherungen erreicht wurde.

3.4.2 Microgrid-Slackgenerator (MG-Slack) - Sternpunkt herausgeführt und nicht geerdet - abgeschalteter Transformator

Der Microgrid-Slackgenerator (MG-Slack) befindet sich im drehzahlgeregelten Betrieb, der ASM treibt diesen mit 1500 U/min an. Zu Beginn des Versuchs wird die dreiphasige Last mit 3 x 15 W zugeschaltet, im Anschluss daran wird der 1-polige Erdkurzschluss bei $t=0,1$ s eingelegt.

Die Abbildung 3.13 zeigt den systematischen Aufbau dieses Versuchs. An der Fehlerstelle F fließt der Kurzschlussstrom der fehlerbehafteten Phase $I_{L3-MG-Slack}$ über den starr geerdeten Sternpunkt des Transformators zurück über den PEN-Leiter zum herausgeführten Sternpunkt des Microgrid-Slackgenerators (MG-Slack). Entscheidend hierbei ist, dass der Betriebserder des Transformators (Netz) erhalten bleibt. Als Sicherungselemente werden Diazed DII 2 A Schmelzsicherungen verwendet.

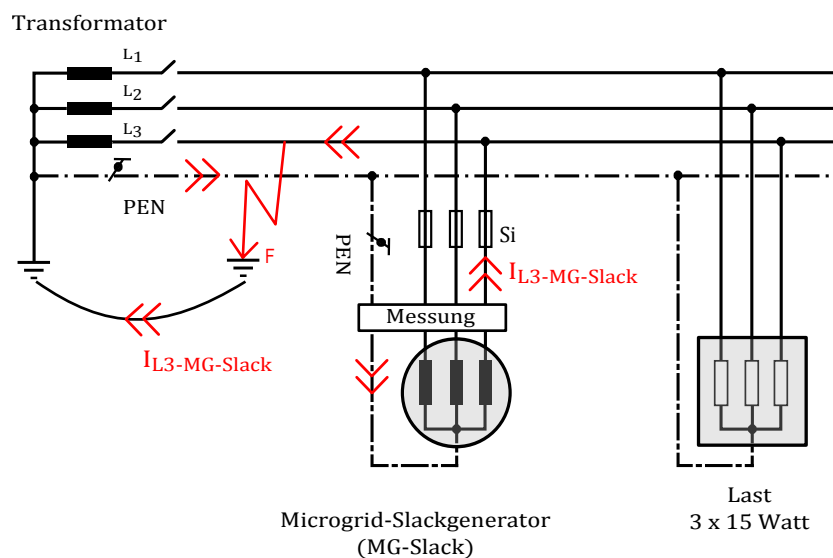


Abbildung 3.13: Versuchsaufbau mit herausgeführtem und geerdeten Sternpunkt des Microgrid-Slackgenerators (MG-Slack) mit dreiphasiger ungeerdeter Last

In Abbildung 3.14 a) ist der Kurzschlussstromverlauf $i_{L3-MG-Slack}(t)$ der fehlerbehafteten Phase L3 und in b) der berechnete Effektivwert $I_{eff,L3-MG-Slack}$ der kurzschlussbehafteten Phase L_3 dargestellt. Die auftretenden Stromspitzen gehen aufgrund der subtransienten Reaktanz X_d'' und der transienten Reaktanz X_d' durch die geringen Zeitkon-

stanten (T_d'' und T_d') nach einer Exponentialfunktion sehr schnell auf den stationären Kurzschlussstrom zurück.

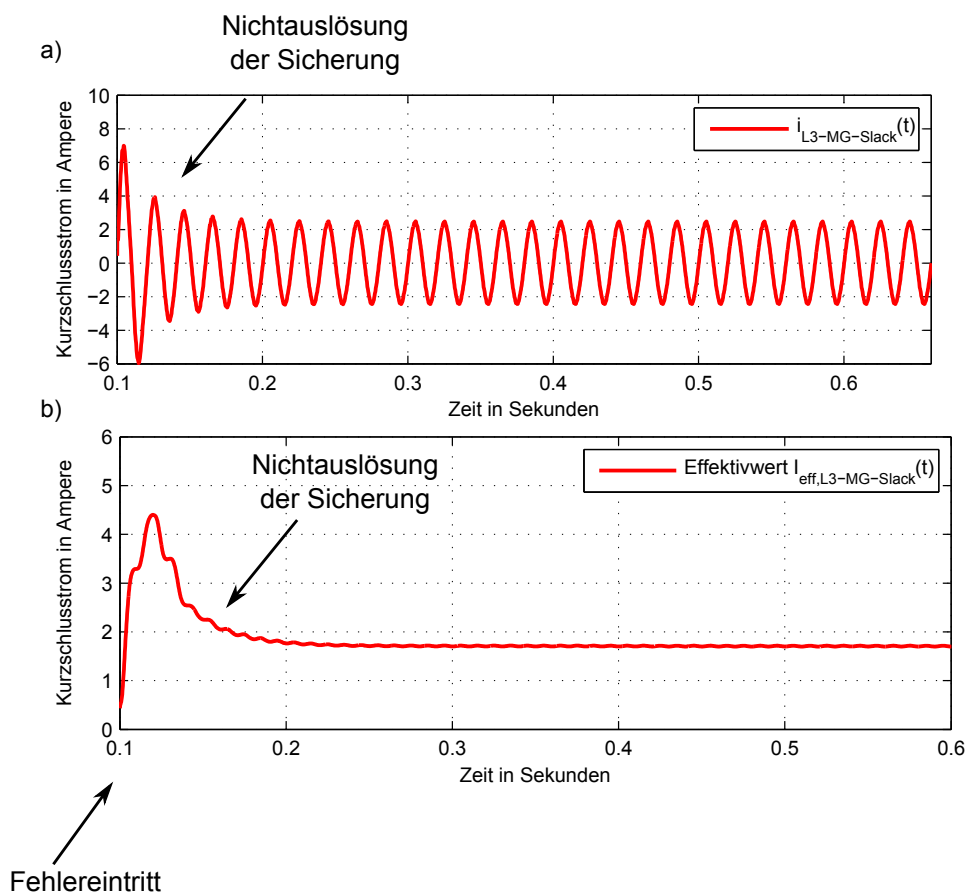


Abbildung 3.14: a) Kurzschlussstromverlauf (Momentanwerte) des Microgrid-Slackgenerators (MG-Slack) $i_{L3-MG-Slack}$
 b) Kurzschlussstromverlauf (Effektivwert) des Microgrid-Slackgenerators (MG-Slack) $I_{eff,L3-MG-Slack}(t)$

Zu Beginn des Kurzschlusses bei $t=0,1$ s beträgt der Effektivwert 4,4 A. Bei $t=0,2$ s ist der Effektivwert $I_{eff,L3-MG-Slack}$ bereits auf den stationären Wert von 1,7 A abgeklungen.

Die verwendete Diazed DII 2 A Schmelzsicherung wurde nicht ausgelöst. Dies lässt sich dadurch erklären, dass zu Beginn des Kurzschlusses die erzeugte Wärmemenge Q_s der Schmelzsicherung nicht ausreicht, um den Schmelzleiter durchzuschmelzen. Der Fehler musste von Hand wieder gelöst werden.

Der Synchrongenerator ($I_n = 1,50 A$) müsste mit einer Schmelzsicherung mit einem Nennstrom $I_{Si,n} < 2 A$ abgesichert werden, um eine Abschaltung im Erdkurzschlussfall aufgrund der sehr kleinen Zeitkonstanten dieses Synchrongenerators zu erreichen. Somit wäre es möglich, dass der Erdkurzschlussstrom bei einem 1-poligen Erdkurzschluss die Sicherung zum Schmelzen bringt.

3.4.3 Microgrid-Slackgenerator (MG-Slack) - Sternpunkt herausgeführt und geerdet - abgeschalteter Transformator

Der Asynchronmotor (ASM) treibt den Microgrid-Slackgenerator (MG-Slack) konstant mit 1500 U/min im drehzahlgeregelten Modus an. Es folgt eine Zuschaltung einer symmetrischen dreiphasigen Last mit 3 x 15 Watt. Da sich der Microgrid-Slackgenerator (MG-Slack) im drehzahlgeregelten Modus befindet, erhöht sich das anliegende Moment bei gleichbleibender Frequenz und es wird mehr Wirkleistung abgegeben.

Als Schutzelemente des Microgrid-Slackgenerators (MG-Slack) werden Diazed DII 2 A Schmelzsicherungen verwendet.

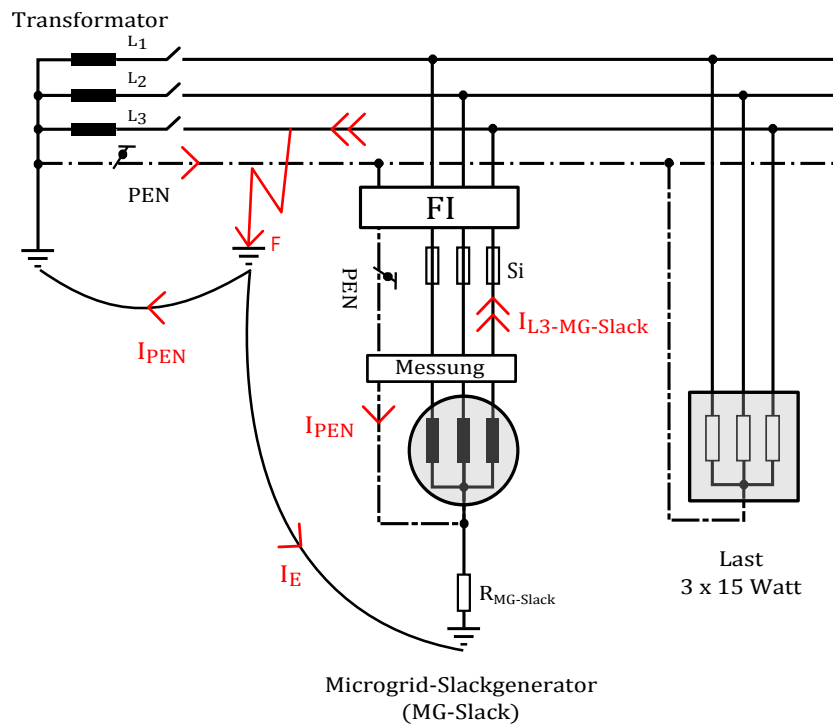


Abbildung 3.15: Microgrid-Slackgenerator (MG-Slack) mit herausgeführtem und geerdeten Sternpunkt mit dreiphasiger ungeerdeter Last, 3 x 15 Watt, bei einem 1-poligen Erdkurzschluss

Der Transformator in Abbildung 3.15 ist sekundärseitig vom Microgrid getrennt. Der Sternpunkt des Synchrongenerators ist herausgeführt und über einen Erdungswiderstand $R_{MG-Slack}$ geerdet.

Bei einem 1-poligen Fehler gegen Erde findet eine Stromaufteilung an der Fehlerstelle F in einen PEN-Leiterstrom I_{PEN} und dem Erdstrom I_E statt. Die Erdverbindungen werden im konkreten Versuch durch Kabelstrippen nachgebildet. Der eingebaute Fehlerstromschutzschalter (FI) detektiert die von Null abweichende Stromsumme und trennt den Generator vom Microgrid.

Folgende Fehlerstromschutzschalter kommen zum Einsatz:

- Typ - AC, Auslösestrom 30 mA
- Typ - B, Auslösestrom 30 mA, allstromsensitiv

Der Versuch wird durch folgende Erdungswiderstände $R_{MG-Slack}$ mittels Schiebewiderstände an dem Microgrid-Slackgenerator (MG-Slack) durchgeführt:

- Erdungswiderstand $R_{MG-Slack}$ 2,6 Ω
- Erdungswiderstand $R_{MG-Slack}$ 5,5 Ω
- Erdungswiderstand $R_{MG-Slack}$ 7,5 Ω
- Erdungswiderstand $R_{MG-Slack}$ 100 Ω

Wie aus der Tabelle 3.3 ersichtlich ist, erfolgt eine Auslösung des Fehlerstromschutzschalters (FI) bei Verwendung des Erdungswiderstands $R_{MG-Slack}$ von 2,6 Ω bis 7,5 Ω und eine Trennung des Generators vom Microgrid. Bei einem Erdungswiderstand $R_{MG-Slack}$ von 100 Ω erfolgt keine Auslösung durch den Fehlerstromschutzschalter (FI).

Messung	FI-Typ	$R_{MG-Slack}$	Ort	Auslösung	I_E	I_{PEN}
Nr.	-	Ω	-	Ja/Nein	A	A
1.	B-Typ	2,6	MG-Slack	JA	0,589	1,969
2.	AC-Typ	5,5	MG-Slack	JA	0,206	2,25
3.	B-Typ	7,5	MG-Slack	JA	0,0831	2,56
4.	AC-Typ	7,5	MG-Slack	JA	0,1183	2,05
5.	AC-Typ	100	MG-Slack	NEIN	0,01	2,62
6.	B-Typ	100	MG-Slack	NEIN	0,011	2,92

Tabelle 3.3: Fehlerstromschutzschalterauslösung durch Variation des Erdungswiderstands

Diese Erdungswiderstände $R_{MG-Slack}$ repräsentieren mögliche Hauserdungswiderstände. An diesen Hauserdungswiderständen wäre es möglich, den Synchrongenerator zu erden. Die ÖVE/ÖNORM EN 62305 [36][S.21] schreibt für den Erdungswiderstand der vorhandenen Blitzschutzanlage maximal 10Ω vor. Die ÖVE/ÖNORM E 8001-1 hingegen schreibt einen Erdungswiderstand von $\leq 100 \Omega$ vor [31].

Bei Verwendung des 100Ω Erdungswiderstands ist der auftretende Differenzstrom zu gering, um eine Auslösung des Fehlerstromschutzschalter zu erreichen.

Fehlerstromauslösung bei Erdungswiderstand $R_{SG-Slack}$ von $7,5 \Omega$

Durch die dreiphasige symmetrische Last fließt vor dem 1-poligen Fehler kein Ausgleichsstrom $i_{PEN}(t)$ im PEN-Leiter. Zum Zeitpunkt $t=0,32$ s wird der 1-polige Erdkurzschluss eingelegt - siehe Abbildung 3.16.

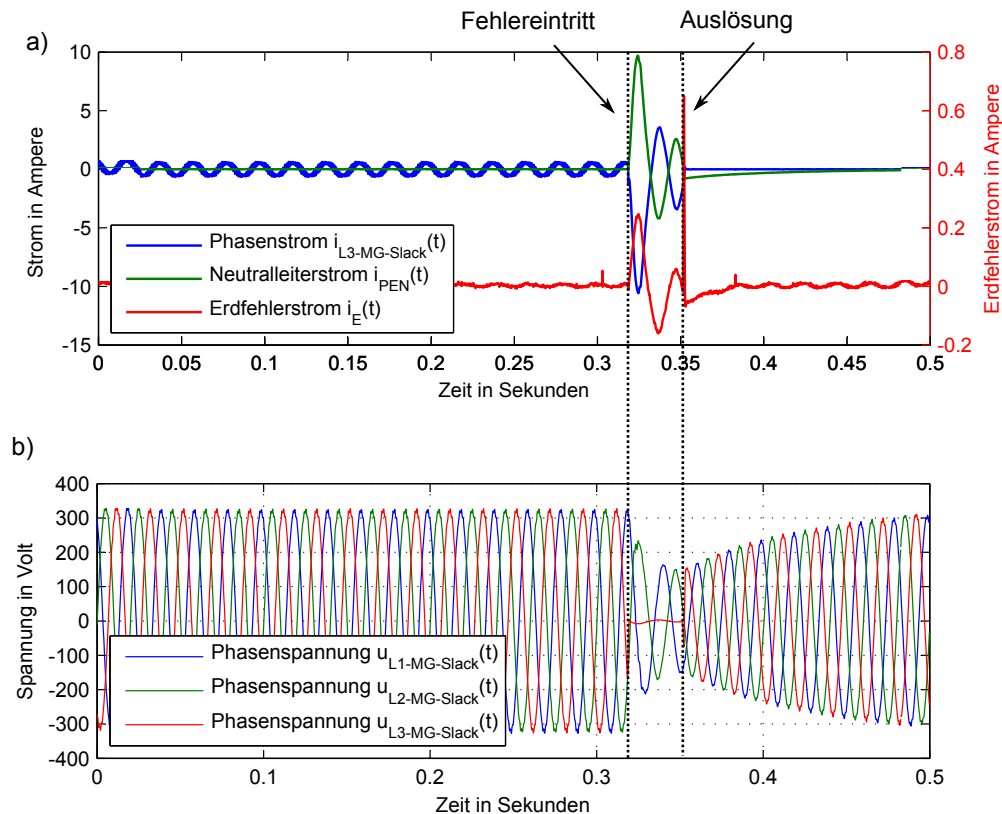


Abbildung 3.16: a) Phasenstromverlauf $i_{L3-MG-Slack}(t)$ des Microgrid-Slackgenerator (MG-Slack), des Neutralleiterstroms $i_{PEN}(t)$ und des Erdfehlerstroms $i_E(t)$ bei einem Erdungswiderstand $R_{MG-Slack}$ von $7,5 \Omega$

b) Spannungsverläufe $u_{MG-Slack}(t)$ des Microgrid-Slackgenerators (MG-Slack) bei einem Erdungswiderstand $R_{MG-Slack}$ von $7,5 \Omega$

Die Abbildung 3.16 a) zeigt den Verlauf des Phasenstroms $i_{L3-MG-Slack}(t)$ des Microgrid-Slackgenerators (MG-Slack), des Neutralleiterstroms $i_{PEN}(t)$ und des Erdfehlerstroms $i_E(t)$. Die Differenz zwischen dem Phasenstrom $i_{L3-MG-Slack}(t)$ und dem Neutralleiterstrom $i_{PEN}(t)$ ergibt den Erdfehlerstrom $i_E(t)$ während der Dauer des Erdkurzschlusses.

Bei Erreichung des Schwellenwerts des Fehlerstromschalters, erfolgt drei Halbwellen später nahe dem Nulldurchgang des Phasenstroms $I_{L3-MG-Slack}$ bei $t=0,35$ s die Trennung des Generators vom Microgrid.

In Abbildung 3.16 b) sind die drei Phasenspannungen des Microgrid-Slackgenerators (MG-Slack) wiedergegeben. Aufgrund des Kurzschlusses beträgt die fehlerbehaftete Phasenspannung $u_{L3-MG-Slack}(t)$ während der Dauer des Fehlers 0 Volt. Die beiden nicht betroffenen Spannungen $u_{L1-MG-Slack}(t)$ und $u_{L2-MG-Slack}(t)$ gehen ebenfalls zurück.

Aufgrund des Erdungswiderstands $R_{MG-Slack}$ von $7,5 \Omega$ ist es möglich, eine Stromaufteilung zu erreichen, damit der Fehlerstromschutzschalter anspricht und den Generator vom Microgrid trennt.

Microgrid-Slackgenerator (MG-Slack) mit Erdungswiderstand $R_{MG-Slack}$ von 100Ω

Der Drehzahlverlauf $n_{MG-Slack}(t)$ und die Spannungsverläufe $u_{MG-Slack}(t)$ des Microgrid-Slackgenerators (MG-Slack) bei einem Erdungswiderstand $R_{MG-Slack}$ von 100Ω sind in Abbildung 3.17 dargestellt.

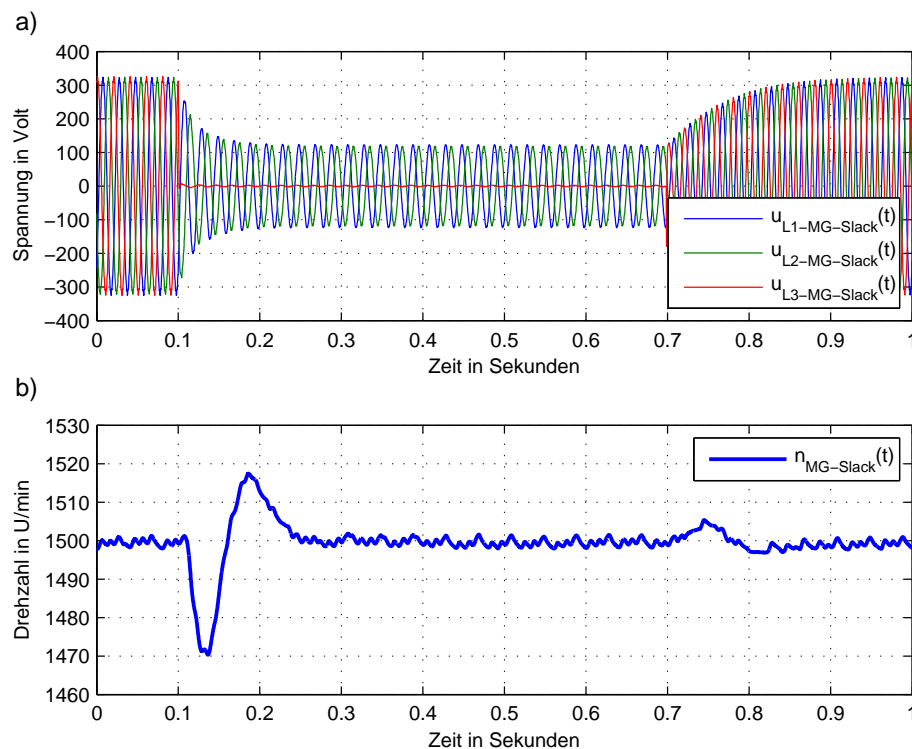


Abbildung 3.17: a) Spannungsverläufe $u_{MG-Slack}(t)$ des Microgrid-Slackgenerators (MG-Slack) bei einem 1-poligen Erdkurzschluss

b) Drehzahlverlauf $n_{MG-Slack}(t)$ des Microgrid-Slackgenerators (MG-Slack) bei einem 1-poligen Erdkurzschluss ohne Fehlerstromschutz auslösung bei einem Erdungswiderstand $R_{MG-Slack}$ von 100Ω

Der 1-polige Erdkurzschluss tritt bei $t=0,1$ s ein. Die Spannung der kurzschlussbehafteten Phase L_3 beträgt, für die Dauer des Erdkurzschlusses, Null Volt. In den beiden Phasen L_1 und L_2 beträgt der Spitzenwert $\hat{u}_{L1-MG-Slack}$ und $\hat{u}_{L2-MG-Slack}$ 123 V. Durch den geringen Erdfehlerstrom löst der Fehlerstromschutzschalter nicht aus, es folgt eine

manuelle Aufhebung des Fehlers bei $t=0,7$ s, da keine Trennung des Generators durch den Fehlerstromschutzschalter (FI) erfolgt. Die drei Phasenspannungen kehren wieder auf ihren Nennwert zurück, siehe Abbildung 3.17 a).

Die Drehzahl $n_{MG-Slack}(t)$ in Abbildung 3.17 b) fällt beim Eintritt des 1-poligen Erdkurzschlusses bei $t=0,1$ s auf 1471 U/min ab, danach versucht die Antriebsmaschine den Generator wieder auf die Nenndrehzahl von 1500 U/min zu beschleunigen.

Aufgrund der kleinen Trägheitsmasse des Generators wird die Nenndrehzahl sehr schnell erreicht, jedoch mit einem entsprechenden Überschwingen über die Nenndrehzahl. Während des Kurzschlusses bleibt die Drehzahl des Microgrid-Slackgenerators (MG-Slack) bis zur Beendigung des Kurzschlusses konstant. Nach Aufhebung des Kurzschlusses zum Zeitpunkt $t=0,7$ s steigt die Drehzahl erneut an und schwingt sich in Folge wieder auf 1500 U/min ein.

Die Abbildung 3.18 zeigt den kurzschlussbehafteten Strom $i_{L3-MG-Slack}(t)$.

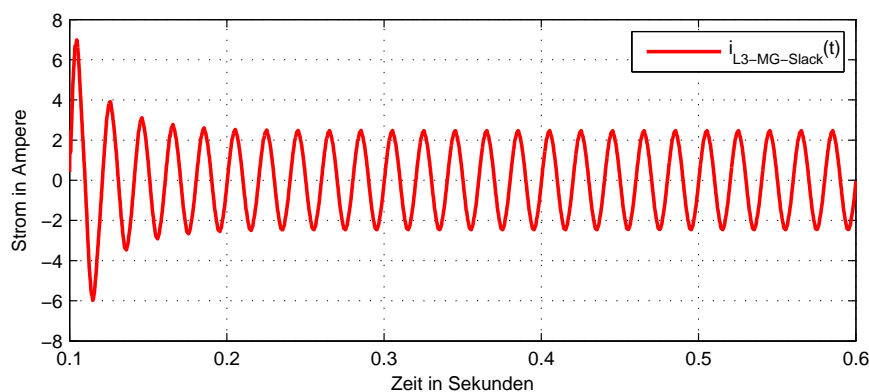


Abbildung 3.18: Kurzschlussbehafteter Phasenstrom $i_{L3-MG-Slack}(t)$ bei einem 1-poligen Erdkurzschluss ohne Fehlerstromschutzauslösung mit einem Erdungswiderstand $R_{MG-Slack}$ von 100Ω

4 Simulation

4.1 NEPLAN[®]

Das Softwareprogramm NEPLAN[®] bietet die Möglichkeit, Problemstellungen mittels GUI¹ über vordefinierte Elemente (Transformatoren, Leitungen, elektrische Maschinen usw.) zu modellieren. Somit ist es möglich:

- Lastflussberechnungen mittels Iterationsverfahren z.B. Newton Rapson und weiteren durchzuführen.
- Kurzschlussberechnungen (für 1-poligen-, 2-poligen- und 3-poligen Kurzschluss) durchzuführen.
- Niederspannungsberechnungen in einem 4-Leitermodell dienen zur Überprüfung der Selektivitätsbedingungen der in Reihe geschalteten Schutzelemente. Zusätzlich können die Abschaltbedingungen der vorgeschalteten Sicherungen am Fehlerort überprüft werden.
- Stabilitätsuntersuchungen (Spannungsstabilität, transiente Stabilität, Kleinsignalstabilität) einzelner Maschinen durchzuführen.

Im Niederspannungsmodul erfolgt die Ausgabe des minimalen 1-poligen Erdkurzschlussstroms und des maximalen 3-poligen Kurzschlussstroms. Diese Berechnungen werden zwar für ein 4-Leiternetz durchgeführt, jedoch ist es nicht möglich, den dynamischen Verlauf des Stroms zu berechnen und darzustellen [37].

Da der Verlauf des Kurzschlussstroms in Echtzeit (keine Effektivwerte) für die Beantwortung der Fragestellung von Bedeutung ist, kann dieses Softwarepaket nicht verwendet

¹Graphical User Interface

werden. Um die geforderten Aufgabenstellungen zu erfüllen, wird zur dynamischen Berechnung MATLAB/Simulink[®] verwendet.

4.2 MATLAB/Simulink[®]

MATLAB/Simulink[®] ist eine Erweiterung von MATLAB[®] und in dieses integriert. Die Umgebung Simulink[®] besitzt ein GUI, dieses ermöglicht die Modellierung, Simulation und Analyse realer dynamischer Modelle. Die Modellierung erfolgt mittels Blockschaltbildern; durch die Verkopplung der einzelnen Blöcke ist es möglich, Signale mittels Graphen darzustellen bzw. diese Daten zu speichern. Die Aufbereitung bzw. Weiterverarbeitung der Daten kann ebenfalls in MATLAB[®] erfolgen. Die Unabhängigkeit der einzelnen Blöcke ermöglicht die Verifizierung einzelner Teilbereiche bzw. des gesamten Modells.

4.2.1 SimPowerSystems[™]-Toolbox

Die physikalische Modellierung in der Softwareumgebung von MATLAB/Simulink[®] mittels der SimPowerSystems[™]-Toolbox ermöglicht die Modellierung des elektrischen- bzw. mechanischen Systems, unter Einbeziehung des regelungstechnischen Verhaltens der einzelnen Komponenten. Die SimPowerSystems[™]-Toolbox beinhaltet unter anderem Transformatoren, Leitungen, Generatoren, Motoren und Leistungselektronik [20].

4.2.2 Modellbeschreibung

Das Modell in Abbildung 4.1 besteht aus folgenden Elementen, die auch im praktischen Versuchsaufbau im Smart-Grid-Labor verwendet werden:

- Labornetz
- Transformator, Schaltgruppe Dyn5
- Zwei Synchrongeneratoren (SG1 und MG-Slack) inkl. Antriebsmaschinen
- Sternpunktbildner (ZN)
- Sammelschiene SS_1
- Leitungen (R_L)
- Last (dreiphasig)
- Fehlermodul zur Erzeugung des Erdkurzschlusses

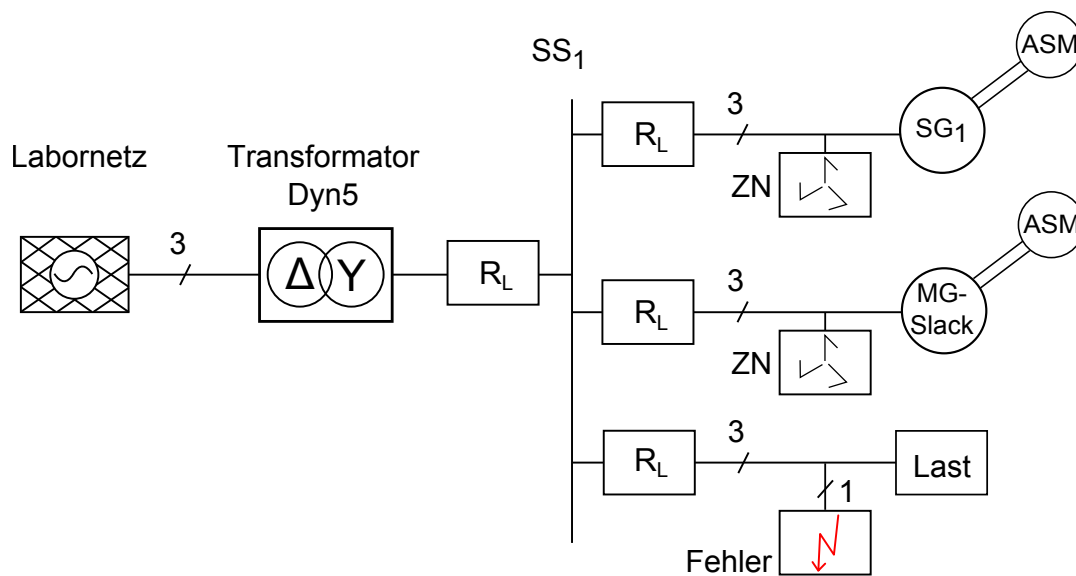


Abbildung 4.1: Blockschaltbild der verwendeten Komponenten der Simulation

Folgende Simulationen werden durchgeführt:

- Netzbetrieb - Verhalten des Transformators bei sekundärseitigem 1-poligen Erdkurzschluss
- Microgrid-Betrieb im Fehlerfall - Microgrid-Slackgenerator (MG-Slack) - Sternpunkt herausgeführt und geerdet - abgeschalteter Transformator
- Vergleich zwischen den Simulationsergebnissen und den Ergebnissen des praktischen Versuchs

4.2.3 Synchrongenerator, Sternpunktbildner

Als Synchrongenerator wird ein vorgefertigtes Modell aus der SimPowerSystemsTM-Toolbox verwendet. Bei diesem ist der Sternpunkt jedoch nicht herausgeführt. Aus diesem Grund wird nach den beiden Synchrongeneratoren jeweils ein Sternpunktbildner eingesetzt, um den Neutralleiter bzw. bei einem Erdschluss ein Nullsystem nachzubilden. Die Voraussetzung zur Verwendung dieses Sternpunktbildners ist, dass die Mitimpedanz $Z_{MG-Slack}^1$ des Synchrongenerators nicht beeinflusst wird. Aufgrund der hinreichend großen Mitimpedanz des Sternpunktbildners ist dies gewährleistet. Das Nullsystem des Sternpunktbildners bildet jenes des Synchrongenerators nach. Die detaillierte Beschreibung dieses Sternpunktbildners ist im Kapitel 2.4.4 zu finden.

4.2.4 Last

Die Last wird durch eine äquivalente symmetrische ohmsche Last 3 x 15 W nachgebildet. Den Innenwiderstand R_{Last} einer 15 W Glühbirne zeigt Gleichung 4.1 und dieser wird für die Simulation herangezogen.

$$R_{Last} = \frac{U^2}{P} = \frac{(230 \text{ V})^2}{15 \text{ W}} = 3527 \Omega \quad (4.1)$$

4.2.5 Leitungen

Die im Versuchsaufbau des Smart-Grid-Labors verwendeten Messleitungen besitzen einen Querschnitt von $2,5 \text{ mm}^2$ und werden mit einer Länge von 5 m angenommen. Der Leitungswiderstand $R_{Leitung}$ errechnet sich gemäß Gleichung 4.2:

$$R_{Leitung} = \frac{l}{\gamma \cdot A} = \frac{5 \text{ m}}{56 \frac{\text{Am}}{\text{Vmm}^2} \cdot 2,5 \text{ mm}^2} = 0,036 \Omega \quad (4.2)$$

Zu diesem Leitungswiderstand addieren sich die Übergangswiderstände der einzelnen Module, bestehend aus den Anschlussbuchsen des Synchrongenerators, dem Sicherungsmodul, der Synchronisationseinrichtung und dem Fehlermodul. Somit wird der Leitungswiderstand, unter Berücksichtigung der Übergangswiderstände und der Sicherungswiderstände mit $R_{Leitung} = 0,2 \Omega$ pro Phase angenommen. Der Leitungswiderstand $R_{Leitung}$ zum Lastwiderstand R_{Last} entspricht $0,0057 \%$. Daraus folgt, dass der Leitungswiderstand in der Simulation vernachlässigt werden kann.

4.2.6 Transformator

Die vorab bestimmten Parameter des Transformators in Kapitel 5.1 werden hier nochmals aufgelistet. In Tabelle 4.1 sind jene Parameter dargestellt, die für die Simulation erforderlich sind. Die Sättigung des Transformators wird nicht modelliert.

Parameter	Zeichen	Größe	Einheit	Ermittelt
Nennleistung	S_n	8622	VA	berechnet
Primärnennspannung verkettet	$U_{n,prim}$	190	V	berechnet
Verwendete Laborspannung verkettet	$U_{Labor,verk}$	195	V	berechnet
Sekundäre-Soll-Phasenspannung	$U_{Sek,Soll,Phase}$	225	V	berechnet
Sekundäre-Soll Spannung verkettet	$U_{Sek,Soll,verk}$	390	V	berechnet
Wicklungswiderstand, primär	R_1	75	$m\Omega$	berechnet
Wicklungswiderstand, sekundär	R_2	114	$m\Omega$	berechnet
Streureaktanz, primär	$X_{1,\sigma}$	9,75	$m\Omega$	berechnet
Streureaktanz, sekundär	$X_{2,\sigma}$	9,75	$m\Omega$	berechnet
Eisenwiderstand	R_{Fe}	777,7	Ω	berechnet
Hauptinduktivität	L_h	2,01	H	berechnet
Nullimpedanz	Z_{Tr}^0	0,54	Ω	berechnet
Mitimpedanz	Z_{Tr}^1	0,459	Ω	berechnet

Tabelle 4.1: Nenndaten des Transformators für die Simulation

4.2.7 Synchrongenerator

Die Tabelle 4.2 zeigt die ermittelten Parameter, die für die Simulation benötigt werden.

Parameter	Zeichen	Größe	Einheit	Ermittelt
Scheinleistung	S_n	1035	VA	Typenschild
Schaltungsart	Y	Sternschaltung	-	Typenschild
Nennspannung	U_n	230	V	Typenschild
Nennstrom	I_n	1,50	A	Typenschild
Polpaarzahl	p	2	-	Typenschild
Nenndrehzahl	n_n	1500	U/min	Typenschild
Ständerwiderstand	R_s	0,067	p.u.	berechnet
stationäre gesättigte Reaktanz	$X_{d,sat}$	2,07	p.u.	berechnet
transiente Reaktanz	x'_d	0,28	p.u.	berechnet
subtransiente Längsreaktanz	x''_d	0,22	p.u.	berechnet
transiente Zeitkonstante	T'_d	0,010	s	berechnet
subtransiente Zeitkonstante	T''_d	0,0015	s	berechnet
Nullsystem-Widerstand	R^0	19	Ω	berechnet
Nullsystem-Reaktanz	X^0	44	Ω	berechnet
Trägheitskonstante	H	0,12	s	berechnet

Tabelle 4.2: Nenndaten des 1-kVA-Synchrongenerators für die Simulation

4.3 Verhalten des Transformators bei sekundärseitigem 1-poligen Erdkurzschluss

Der Betrieb des öffentlichen Netzes ohne dezentrale Einspeiser ist in Abbildung 4.2 dargestellt. Es befindet sich eine dreiphasige symmetrische Last, bestehend aus $3 \times 15 \text{ W}$, im Netz. Diese ist aus simulationstechnischen Gründen erforderlich. Der Leitungswiderstand R_L wurde vernachlässigt - siehe Kapitel 4.2.5. Die verwendeten Parameter zur Modellierung des Transformators sind in Tabelle 4.1 ersichtlich.

Das Ziel dieses Versuchs ist es, den Kurzschlussstromverlauf des Transformators mittels einer dynamischen Simulation zu ermitteln und die Ergebnisse aus diesem mit den Ergebnissen aus dem praktischen Versuch gegenüberzustellen.

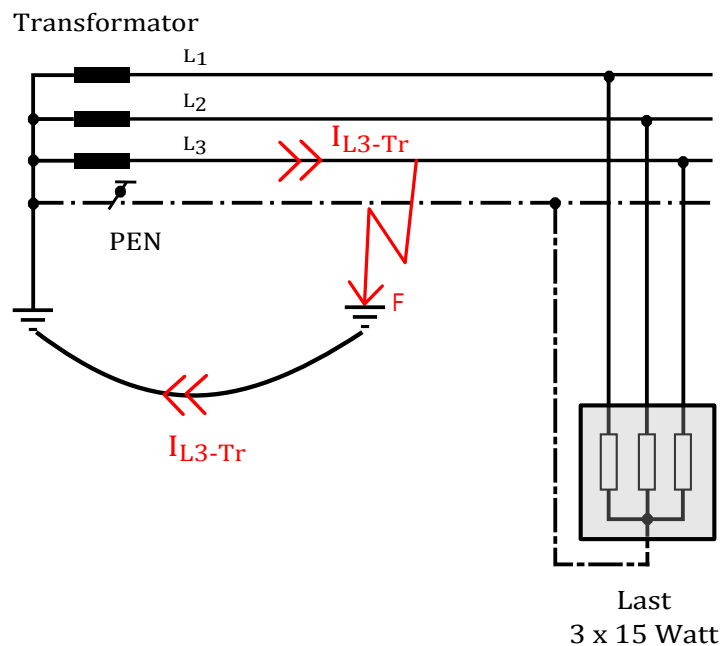


Abbildung 4.2: Schaltbild des öffentlichen Netzes mit symmetrischer dreiphasiger Last, $3 \times 15 \text{ W}$, ohne dezentrale Einspeisung bei einem 1-poligen Erdkurzschluss

4.3.0.1 Ergebnisse der Simulation

Abbildung 4.3 zeigt die Spannungen ($u_{L1-Tr}(t), u_{L2-Tr}(t), u_{L3-Tr}(t)$) bei einem 1-poligen Erdkurzschluss. Bei $t=0,5$ s tritt der 1-polige Erdkurzschluss ein. Bis zur Aufhebung des Erdkurzschlusses bei $t=0,79$ s, besitzt die fehlerbehaftete Spannung $u_{L3-Tr}(t) = 0$ V und geht im Anschluss wieder auf ihren Effektivwert von 225 V zurück. Die nicht fehlerbehafteten Spannungen der Phasen L2 und L3 bleiben auf ihrem Spitzenwert von $\hat{u}_{L1-Tr, L3-Tr} = 318$ V.

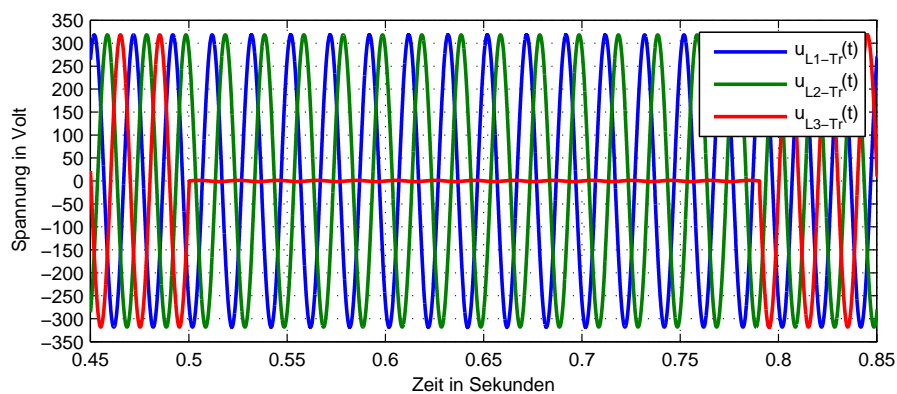


Abbildung 4.3: Dreiphasiger Spannungsverlauf $u_{Tr}(t)$ bei einem 1-poligen Erdkurzschluss

Abbildung 4.4 zeigt den Stromverlauf bei einem 1-poligen Erdkurzschluss, dieser tritt bei $t=0,5$ s ein. Der Spitzenwert des Erdkurzschlussstroms beträgt $\hat{i}_{L3-Tr} = 714$ A. Dies entspricht einem Effektivwert von $I_{eff, L3-Tr} = 505$ A.

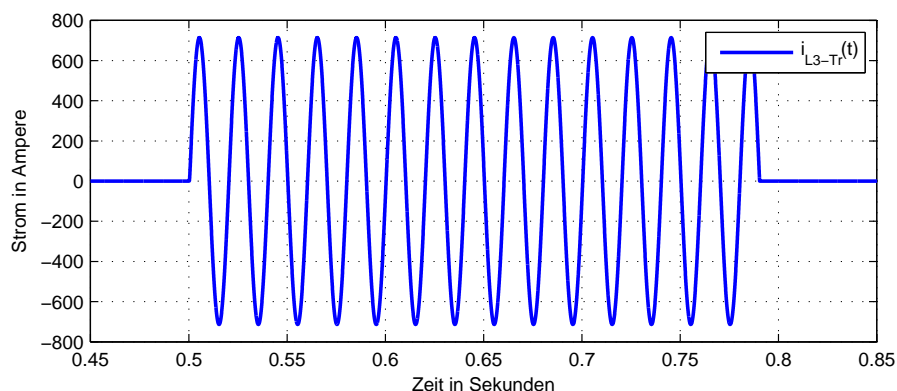


Abbildung 4.4: Kurzschlussstromverlauf der fehlerbehafteten Phase $i_{L3-Tr}(t)$ bei einem 1-poligen Erdkurzschluss

Die Abbildung 4.5 zeigt die nicht fehlerbehafteten Phasen $i_{L1-Tr}(t)$ und $i_{L2-Tr}(t)$ des Transformators, diese werden nicht beeinflusst.

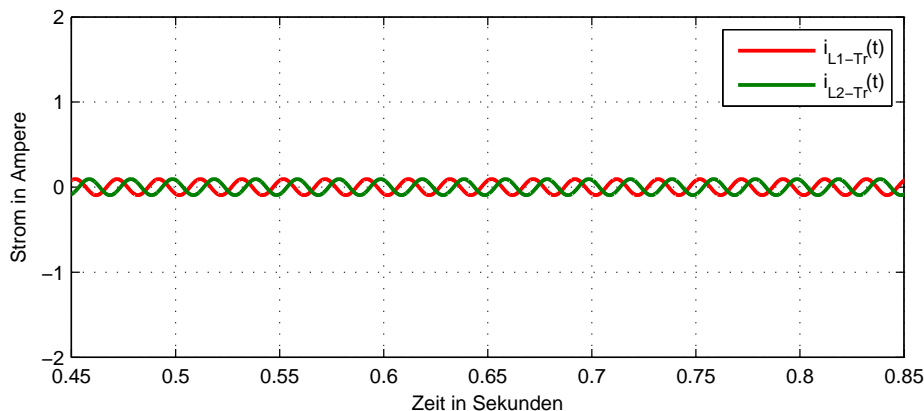


Abbildung 4.5: Stromverlauf der nicht fehlerbehafteten Phasen $i_{L1-Tr}(t)$ und $i_{L2-Tr}(t)$ bei einem 1-poligen Erdkurzschluss

4.3.1 Vergleich zwischen Simulation und Berechnung

Der in Kapitel 3.2.2 berechnete 1-polige Erdkurzschlussstrom bei Vernachlässigung der Leitungsimpedanz Z_L beträgt:

$$\underline{I}_{L3-Tr} = \frac{3 \cdot U_{Sek,Soll,Phase}}{j(2 \cdot Z_{Tr}^1 + Z_{Tr}^0 + Z_L)} = \frac{3 \cdot 225 \text{ V}}{j(2 \cdot 0,459 \Omega + 0,54 \Omega)} \quad (4.3)$$

$$\underline{I}_{L3-Tr} = 463 e^{-j90^\circ} \text{ A} \quad (4.4)$$

In der Simulation ergibt sich ein Effektivwert des Erdkurzschlussstroms $I_{eff,L3-Tr} = 505 \text{ A}$. Im Vergleich zur Berechnung ergibt sich eine Abweichung von $\approx 9\%$. Diese ist auf die Ermittlung der einzelnen charakteristischen Parameter des Transformators zurückzuführen.

Es ist zu erwarten, dass dieser Erdkurzschlussstrom $i_{L3-Tr}(t)$ des Transformators ausreicht, um die vorgeschaltete Sicherung auf der Niederspannungsseite, bei richtiger Dimensionierung auszulösen und den fehlerbehafteten Teil vom Netz zu trennen.

4.4 Microgrid-Betrieb im Fehlerfall - Microgrid-Slackgenerator (MG-Slack) - Sternpunkt herausgeführt und nicht geerdet - abgeschalteter Transformator

Der Synchrongenerator - Microgrid-Slack-Generator (MG-Slack) - befindet sich im drehzahlregulierten Betrieb und hält seine synchrone Drehzahl n_s konstant auf 1500 U/min. Die symmetrische dreiphasige Last, bestehend aus 3 x 15 W, dient als Belastung. Der Schalter S_1 ist geöffnet, somit ist das Microgrid nicht mit dem öffentlichen Netz verbunden.

Der Synchrongenerator in der SimPowerSystemsTM-Toolbox besitzt keinen ausgeführten Sternpunkt, somit muss ein Sternpunktbildner (ZN) eingesetzt werden, um den Neutralleiter und das Nullsystem bei einem 1-poligen Erdkurzschluss zu erzeugen. Der Sternpunktbildner darf die Mitimpedanz $Z_{MG-Slack}^1$ des Synchrongenerators nicht beeinflussen - siehe Kapitel 2.4.4.

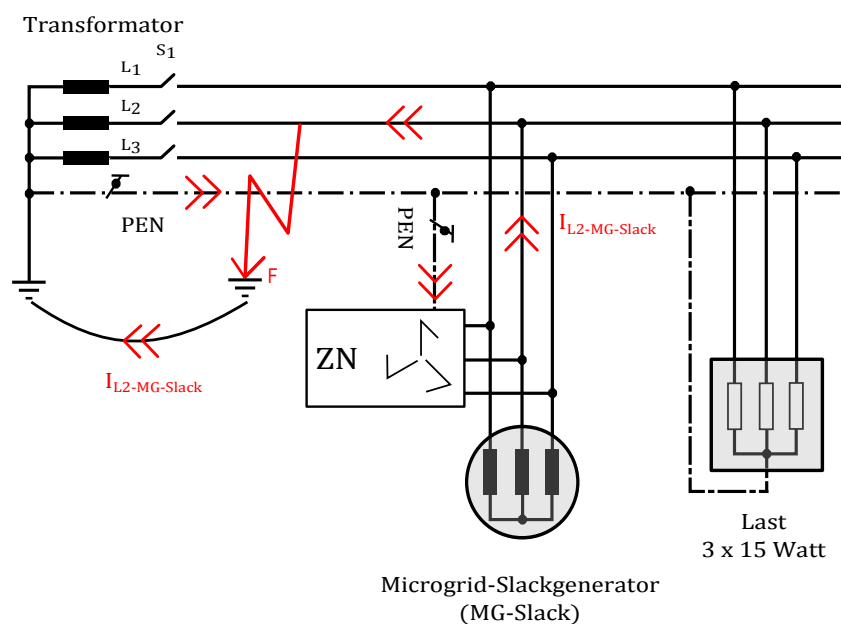


Abbildung 4.6: Schaltbild des Microgrids bei einem 1-poligen Erdkurzschluss

Das Ziel dieser Simulation ist es, den dynamischen Verlauf des 1-poligen Erdkurzschlussstroms mit den charakteristischen Parametern des Synchrongenerators (1 kVA) darzustellen und mit den Verläufen des praktischen Versuchs zu vergleichen.

Zu Beginn der Simulation speist der Synchrongenerator die dreiphasige symmetrische Last, bestehend aus $3 \times 15 \text{ W}$. Vor dem Eintritt des Fehlers fließt im Neutralleiter kein Ausgleichsstrom.

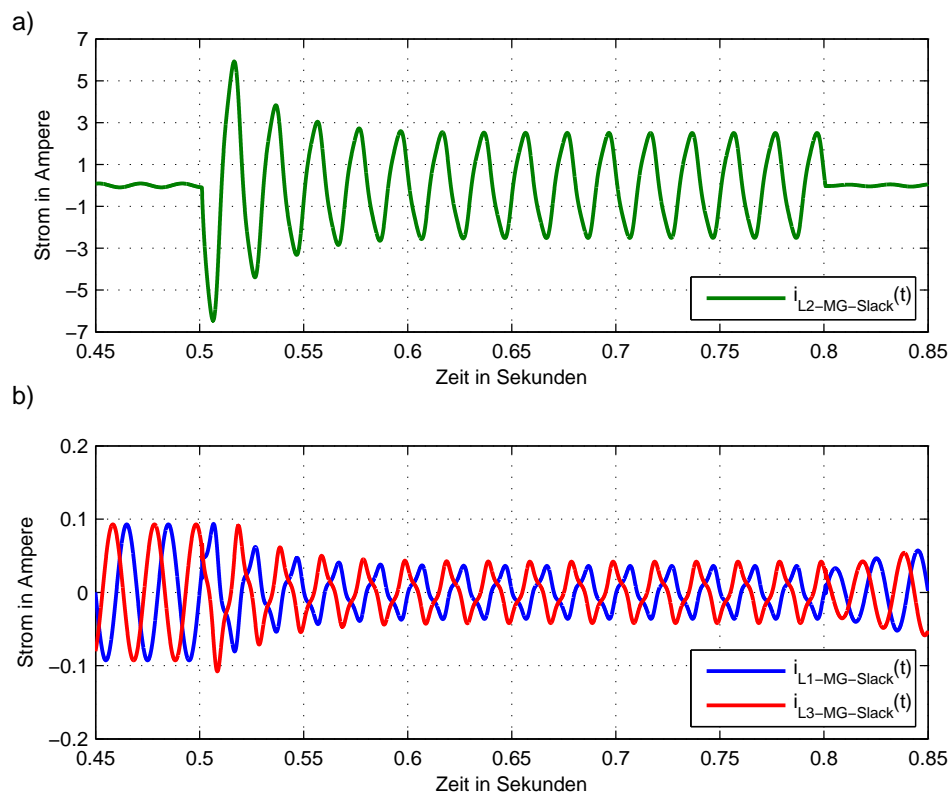


Abbildung 4.7: a) Kurzschlussstromverlauf der fehlerbehafteten Phase $i_{L2-MG-Slack}(t)$ bei einem 1-poligen Erdkurzschluss
 b) Stromverlauf der nicht fehlerbehafteten Phasen $i_{L1-MG-Slack}(t)$ und $i_{L3-MG-Slack}(t)$ bei einem 1-poligen Erdkurzschluss

In Abbildung 4.7 a) ist der Erdkurzschlussstromverlauf $i_{L2-MG-Slack}(t)$ der fehlerbehafteten Phase bei einem 1-poligen Erdkurzschluss dargestellt. Der 1-polige Erdkurzschluss tritt bei $t=0,5 \text{ s}$ ein. Die auftretende Stromspitze geht aufgrund der subtransienten Reaktanz X_d'' und der transienten Reaktanz X_d' , durch die geringen Zeitkonstanten (T_d'' und

T'_d), nach einer Exponentialfunktion sehr schnell auf den stationären Kurzschlussstrom über. In Abbildung 4.7 b) sind die nicht fehlerbehafteten Phasenströme $i_{L1-MG-Slack}(t)$ und $i_{L3-MG-Slack}(t)$ dargestellt.

Abbildung 4.8 zeigt den Verlauf der drei Phasenspannungen des Synchrongenerators. Zum Zeitpunkt $t=0,5$ s geht die fehlerbehaftete Spannung $u_{L2-MG-Slack}(t)$ auf Null Volt zurück. Die beiden anderen Phasenspannungen $u_{L1-MG-Slack}(t)$ und $u_{L3-MG-Slack}(t)$ gehen auf einen Spitzenwert von 127 V bzw. 150 V zurück. Die leicht unsymmetrischen Spannungen $u_{L1-MG-Slack}(t)$ und $u_{L3-MG-Slack}(t)$ lassen sich aufgrund der Nullsystem-Reaktanz X^0 erklären. Diese ist für die Unsymmetrie der Spannungen verantwortlich und sollte so klein wie möglich gewählt werden [20].

Nachdem der Fehler abgeschaltet wurde, zum Zeitpunkt $t=0,8$ s, gehen die Spannungen wieder auf ihren ursprünglichen Wert vor dem Fehler zurück.

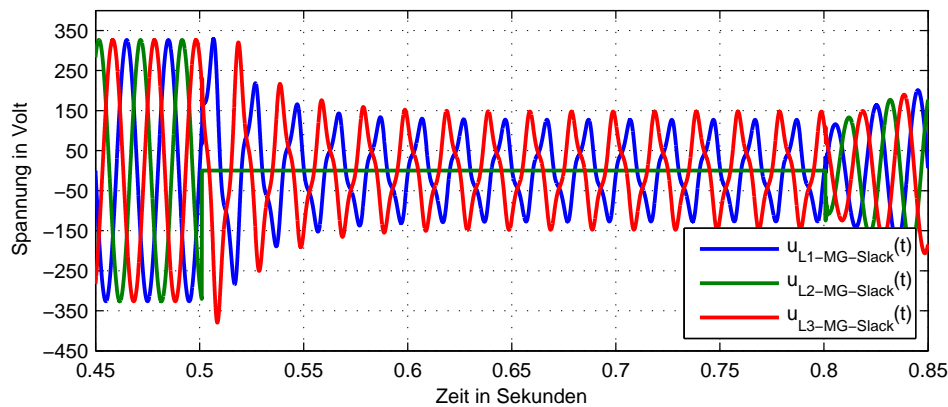


Abbildung 4.8: Dreiphasige Phasenspannungen $u_{MG-Slack}(t)$ bei einem 1-poligen Erdkurzschluss

In Abbildung 4.9 ist der Drehzahlverlauf $n_{MG-Slack}(t)$ des Synchrongenerators dargestellt. In der Simulation wird der Synchrongenerator im drehzahlgeregelten Modus betrieben. Dies bedeutet, dass der Synchrongenerator die Drehzahl $n_{MG-Slack}$ konstant auf 1500 U/min hält, auch während der Dauer des 1-poligen Erdkurzschlusses - siehe Abbildung 4.9.

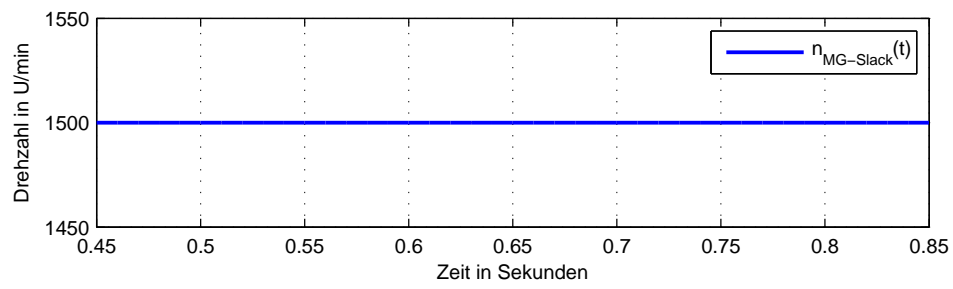


Abbildung 4.9: Drehzahlverlauf des Synchrongenerators $n_{MG-Slack}(t)$ bei einem 1-poligen Erdkurzschluss

4.4.1 Vergleich zwischen den Ergebnissen der Simulation und den Versuchen im Smart-Grid-Labor

Die Gegenüberstellung des 1-poligen Erdkurzschlussverlaufs der Simulation (siehe Abbildung 4.7) und des praktischen Versuchs (siehe Abbildung 3.14) zeigt die Abbildung 4.10. Aus dem Stosskurzschlussversuch des Synchrongenerators, siehe Kapitel 5.2.6, wurde festgestellt, dass die transiente Zeitkonstante T_d' zwischen 10-20 ms liegt. Für die Simulation wurde die transiente Zeitkonstante T_d' auf 10 ms festgelegt. In der Simulation sowie in den praktischen Versuchen wurde jeweils eine symmetrische dreiphasige Last, 3 x 15 W, verwendet.

Die Abbildung 4.10 zeigt den Verlauf aus MATLAB/Simulink[®] des fehlerbehafteten Erdkurzschlussstroms $i_{Simulation}$ (grüner Verlauf) und den fehlerbehafteten 1-poligen Erdkurzschlussstrom aus dem praktischen Versuch $i_{praktischer\ Versuch}$ (blauer Verlauf).

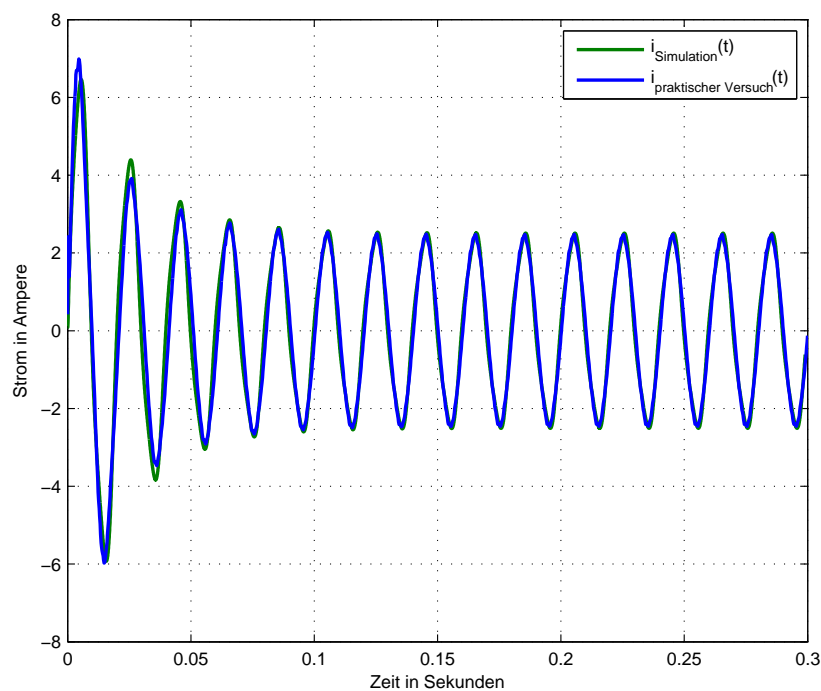


Abbildung 4.10: Gegenüberstellung des 1-poligen Erdkurzschlussstroms aus der Simulation und aus dem praktischen Versuch

Der Erdkurzschlussstrom $i_{Simulation}$ aus MATLAB/Simulink[®] wurde invertiert, um diesen mit dem Erdkurzschlussstromverlauf des praktischen Versuchs vergleichen zu können.

Der Fehler tritt bei $t=0,05$ s ein. Zu Beginn des Fehlers unterscheiden sich die beiden Kurven im Spitzenwert in der 1. Halbwelle. Der Stromverlauf beider Synchrongeneratoren geht aufgrund der sehr kleinen subtransienten Zeitkonstante (T_d'') und der transienten Zeitkonstante (T_d') sehr rasch auf den stationären Wert zurück. Der stationäre Erdkurzschlussstrom der Simulation beträgt 2,52 A, der stationäre Erdkurzschlussstrom des praktischen Versuchs 2,49 A. Dies entspricht einer Abweichung von 1,2 % bzw. von 0,03 A.

Daraus folgt, dass der in MATLAB/Simulink[®] modellierte Synchrongenerator, unter Berücksichtigung der ermittelten Parameter, dem realen Synchrongenerator entspricht.

5 Ermitteln der Transformator- und Maschinen-Daten

5.1 Bestimmung der Transformator-Kenngrößen

Parameter	Zeichen	Größe	Einheit
Scheinleistung	$S_{n,Tr}$	8622	VA
Primärnennspannung verkettet	$U_{n,prim}$	190	V
Verwendete Laborspannung verkettet	$U_{Labor,verk}$	195	V
Sekundäre-Soll-Phasenspannung	$U_{Sek,Soll,Phase}$	225	V
Sekundäre-Soll Spannung verkettet	$U_{Sek,Soll,verk}$	390	V
Übersetzungsverhältnis	\ddot{u}	1,15	-
Schaltungsart	Δ/Y	-	-
Frequenz	f_n	50	Hz
Nennstrom, primär	$I_{n,prim}$	15,1	A
Nennstrom, sekundär	$I_{n,sek}$	13,15	A
relative Kurzschlussspannung	u_k	2,6	%
Wicklungswiderstand, primär	R_1	75	m Ω
Wicklungswiderstand, sekundär	R_2	114	m Ω
Nullimpedanz	Z_{Tr}^0	0,54	Ω
Mitimpedanz	Z_{Tr}^1	0,459	Ω

Tabelle 5.1: Nenndaten des Transformators

Folgende Versuche zur Bestimmung der Transformator-Daten werden durchgeführt:

- Messung der einzelnen Wicklungswiderstände
- Leerlaufkennlinie
 - Anfang Primärwicklung (AP) - Ende Primärwicklung (EP)
 - Anfang Primärwicklung (AP) - Anzapfung Primärwicklung (AnzP)
- Neuberechnung der Scheinleistung des Transformators
- Kurzschlussversuch
- Polaritätsbestimmung
- Nullimpedanz

Die Leerlaufkennlinie zwischen dem Anfang (AP) und dem Ende (EP) der Primärwicklung sollen die nicht nachvollziehbaren Angaben am Typenschild bestätigen bzw. widerlegen.

Aufgrund dieser nicht nachvollziehbaren Angaben des Typenschildes wird die Scheinleistung des Transformators neu berechnet. Da die weiterführenden Versuche auf der Sekundärseite des Transformators durchgeführt werden, ist es notwendig, die Parameter der Primärseite auf die Sekundärseite zu übersetzen.

Die Abbildung 5.1 zeigt die physikalische Darstellung des Dreischenkeltransformators. Ein Schenkel besteht aus einer Primärwicklung (AP - AnzP - EP) und einer unterteilten Sekundärwicklung (A Sek1 - Anz Sek1 - E Sek1 und A Sek2 - Anz Sek2 - E Sek2). Es ist möglich, die Sekundärwicklung in Serie zu verschalten.

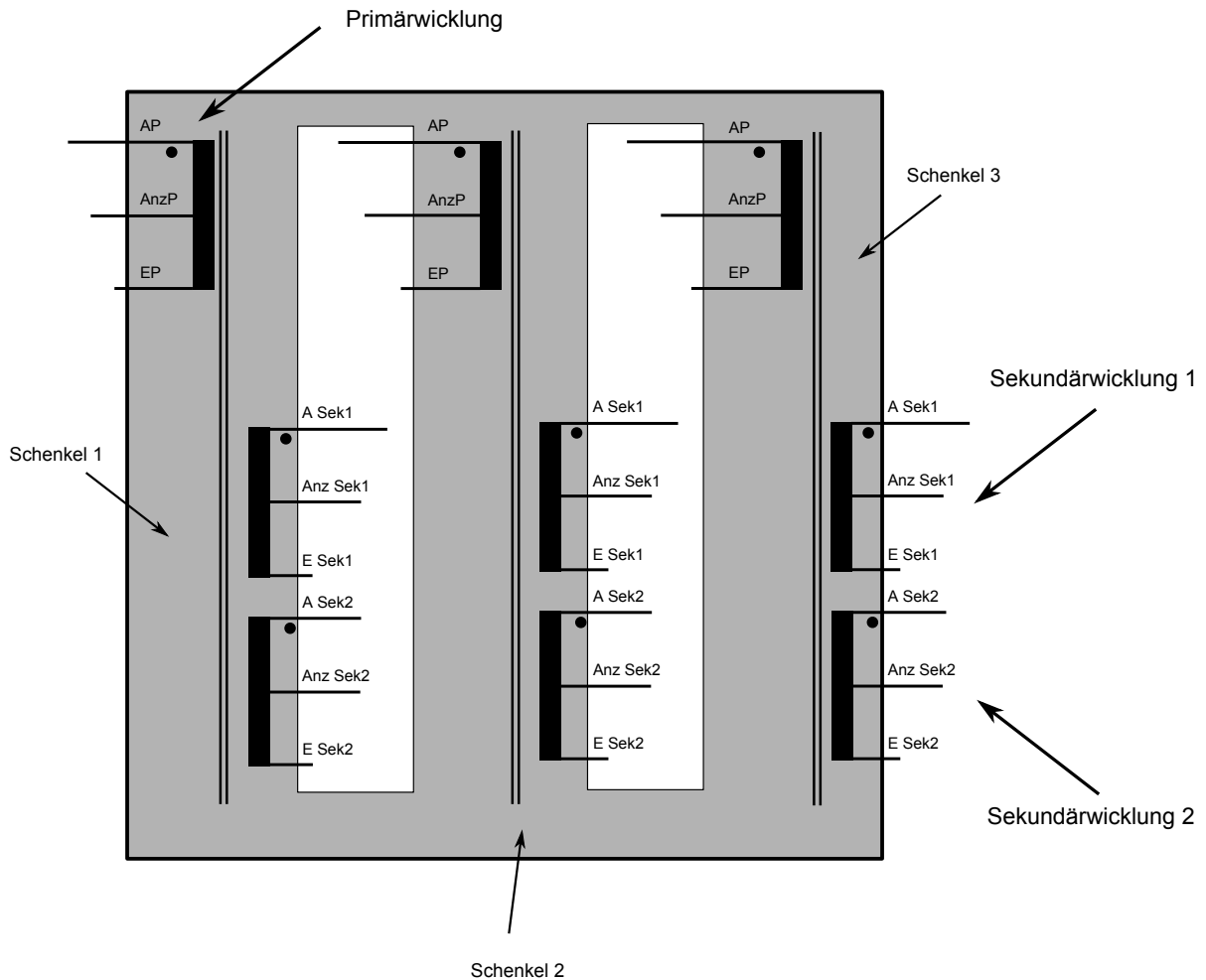


Abbildung 5.1: Physikalische Darstellung des Transformators mit der unterteilten Primärwicklung (AP - AnzP - EP), der Sekundärwicklung 1 (A Sek1 - Anz Sek1 - E Sek1) und der Sekundärwicklung 2 (A Sek2 - Anz Sek2 - E Sek2)

5.1.1 Wicklungswiderstände

Angesichts der relativ kleinen Wicklungswiderstände wird zur Strombegrenzung bei der Strom-/Spannungsmessung ein Vorwiderstand mit $21\ \Omega$ verwendet. Die Abbildung 5.2 zeigt die zur Messung verwendete spannungsrichtige Schaltung, exemplarisch dargestellt für den Anfang (AP) und die Anzapfung (AnzP) der Primärwicklung. Bei sehr kleinen Widerständen bietet die Messschaltung den Vorteil, den Messfehler möglichst gering zu halten.

Als Quelle wird eine regelbare Gleichspannungsquelle mit vorhandener Strombegrenzung verwendet. Die Tabelle 5.2 zeigt einen Auszug der gemessenen Wicklungswiderstände des Transformators für die benötigte Verschaltung des Transformators. Die vollständige Tabelle 5.2 befindet sich im Anhang 7.2.

5.1.1.1 Messschaltung

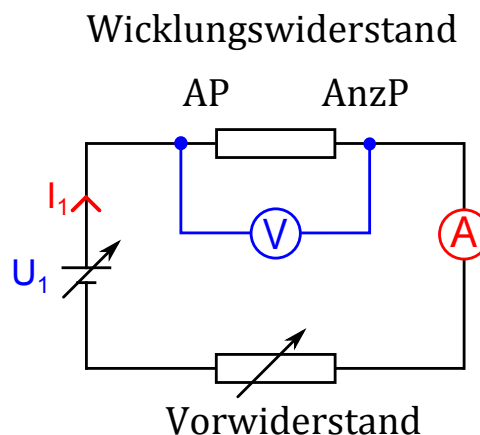


Abbildung 5.2: Messschaltung zur Ermittlung der Wicklungswiderstände, exemplarisch dargestellt für den Anfang (AP) und der Anzapfung (AnzP) der Primärwicklung

Um die geforderte sekundäre Phasenspannung mit der Dyn5-Schaltung zu realisieren, wird die Primärseite und die Sekundärseite folgendermaßen verschalten:

- Primärseite: AP¹ - AnzP²
- Sekundärseite: A Sek1³ - E Sek1⁴ - A Sek2 - E Sek2

5.1.1.2 Messergebnisse

Messung		<i>Schenkel 1</i>			<i>Schenkel 2</i>			<i>Schenkel 3</i>		
Nr.	Anfang - Ende	U	I	R	U	I	R	U	I	R
-	-	mV	A	mΩ	mV	A	mΩ	mV	A	mΩ
1.	AP - AnzP	75,2	1	75,2	75	1	75	74,8	1	74,8
2.	A Sek 1 - E Sek 1	56	1	56	56,7	1	56,7	57	1	57
3.	A Sek2 - E Sek 2	56,3	1	56,3	57,9	1	57,9	58,6	1	58,6

Tabelle 5.2: Messdaten der einzelnen Wicklungswiderstände des Transformators

Die geteilten Spulen der Sekundärwicklung 1 und 2 sind in Serie zu schalten. Für die Durchführung der Simulation werden die Wicklungswiderstände der Primärseite und der Sekundärseite benötigt.

Der mittlere Wicklungswiderstand $\bar{R}_{1,\Delta}$ der Dreickschaltung an der Primärseite, errechnet sich aus der Summe der einzelnen Primärwicklungswiderstände, siehe Gleichung 5.1

$$\bar{R}_{1,\Delta} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n R_{i,\Delta} = \frac{1}{3} (75,2 \text{ m}\Omega + 75 \text{ m}\Omega + 74,8 \text{ m}\Omega)$$

$$\bar{R}_{1,\Delta} = 75 \text{ m}\Omega \quad (5.1)$$

¹Anfang Primärwicklung

²Anzapfung Primärwicklung

³Anfang 1. Sekundärwicklung

⁴Ende 1. Sekundärwicklung

Da sich die experimentellen Untersuchungen auf die Sekundärseite des Transformators beziehen, wird die vorhandene Dreieckschaltung in eine äquivalente Sternschaltung umgewandelt (siehe Abbildung 5.3).

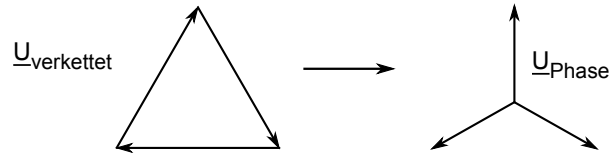


Abbildung 5.3: Graphische Darstellung der Umwandlung von einer Dreieckschaltung in eine äquivalente Sternschaltung

Die Leistungsberechnung der Dreieckschaltung und der Sternschaltung in allgemeiner Form:

$$P_{\Delta} = \frac{(U_{verkettet})^2}{R_{\Delta}} \qquad P_Y = \frac{(U_{Phase})^2}{R_Y} \qquad (5.2)$$

Das Leistungsgleichgewicht zwischen der Dreieckschaltung und der äquivalenten Sternschaltung muss für die folgenden Untersuchungen erfüllt sein, siehe Gleichung 5.3:

$$P_{\Delta} = P_Y \qquad (5.3)$$

$$R_Y = \frac{(U_{Phase})^2}{(U_{verkettet})^2} \cdot R_{\Delta} = \frac{(U_{Labor,Phase})^2}{(U_{Labor,verk})^2} \cdot R_{\Delta} = \frac{(195V/\sqrt{3})^2}{(195V)^2} \cdot R_{\Delta} = \frac{1}{3} \cdot R_{\Delta} \qquad (5.4)$$

Die Umrechnung des Primärwiderstands der Dreieckwicklung in eine äquivalente Sternschaltung zeigt folgende Gleichung:

$$\bar{R}_{1,Y} = \frac{1}{3} \cdot \bar{R}_{1,\Delta} = \frac{1}{3} \cdot 75m\Omega = 25m\Omega \qquad (5.5)$$

Das Übersetzungsverhältnis \ddot{u} der Sekundär- zur Primärseite des Transformators ergibt sich aus der gewünschten sekundären Phasenspannung $U_{Sek,Soll,Phase} = 225 \text{ V}$ zur verketteten Laborspannung $U_{Labor,verk} = 195 \text{ V}$ an der Primärseite, siehe Gleichung 5.6.

$$\ddot{u} = \frac{U_{Sek,Soll,Phase}}{U_{Labor,verk}} = \frac{225 \text{ V}}{195 \text{ V}} = 1,15 \quad (5.6)$$

Der Wicklungswiderstand der äquivalenten Sternschaltung der Primärseite $R_{1,Y}$ wird über das Quadrat des Übersetzungsverhältnisses \ddot{u} auf die Sekundärseite bezogen:

$$\overline{R}'_{1,Y} = \overline{R}_{1,Y} \cdot \left(\frac{U_{Sek,Soll,Phase}}{U_{Labor,verk}} \right)^2 = 25 \text{ m}\Omega \cdot \left(\frac{225 \text{ V}}{195 \text{ V}} \right)^2 = 33,3 \text{ m}\Omega \quad (5.7)$$

Die Umrechnung des auf die Sekundärseite bezogenen Wicklungswiderstands der Primärseite $\overline{R}'_{1,Y}$ in per Unit folgt gemäß Gleichung 5.8.

$$\overline{R}'_{1,Y,pu} = \overline{R}'_{1,Y} \cdot \frac{S_n}{(U_{Sek,Soll,verk})^2} = 33,3 \text{ m}\Omega \cdot \frac{8622 \text{ VA}}{(390 \text{ V})^2} = 0,00189 \text{ p.u.} \quad (5.8)$$

Die Sekundärwicklung 1 (A Sek1 - E Sek1) und die Sekundärwicklung 2 (A Sek2 - E Sek2) eines Schenkels werden in Serie verschalten. Der mittlere Wicklungswiderstand eines Schenkels $\overline{R}_{2,Y}$, wurden aus Tabelle 5.2 entnommen und beträgt:

$$\begin{aligned} \overline{R}_{2,Y} &= \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n R_{i,Y} = \\ &= \frac{1}{3} (56,0 \text{ m}\Omega + 56,7 \text{ m}\Omega + 57,0 \text{ m}\Omega + 56,3 \text{ m}\Omega + 57,9 \text{ m}\Omega + 58,6 \text{ m}\Omega) \\ &= 114 \text{ m}\Omega \end{aligned} \quad (5.9)$$

Zusätzlich wird der Wicklungswiderstand der Sekundärseite für die Simulation in per Unit Werte $\bar{R}_{2,pu}$ angegeben - siehe Gleichung 5.10.

$$\bar{R}_{2,Y,pu} = \bar{R}_{2,Y} \cdot \frac{S_n}{(U_{Sek,Soll,verk})^2} = 114 \text{ m}\Omega \cdot \frac{8622 \text{ VA}}{(390 \text{ V})^2} = 0,0065 \text{ p.u.} \quad (5.10)$$

Das in Abbildung 5.4 angegebene einphasige Ersatzschaltbild des Transformators stellt den auf die Sekundärseite bezogenen Wicklungswiderstand $R'_{1,Y}$ der Primärseite und den Wicklungswiderstand $R_{2,Y}$ der Sekundärseite dar.

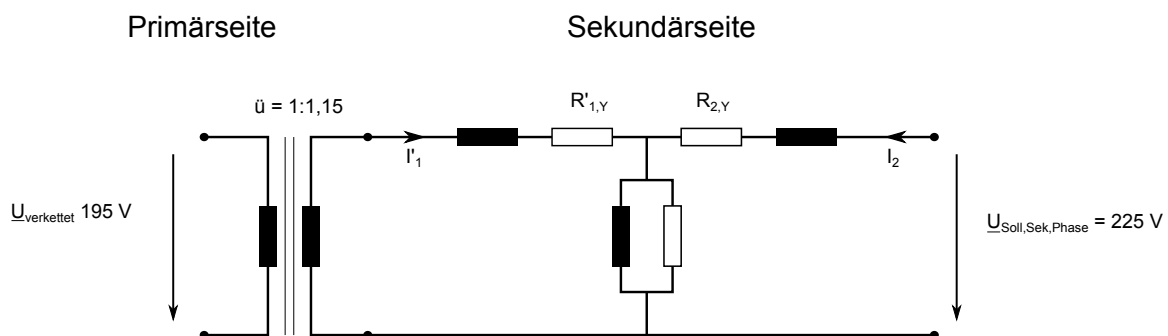


Abbildung 5.4: Einphasiges Transformatorersatzschaltbild mit den auf die Sekundärseite bezogenen Wicklungswiderständen $R'_{1,Y}$ der Primärseite und den Wicklungswiderständen $R_{2,Y}$ der Sekundärseite

5.1.2 Leerlaufversuch zwischen AP-EP

Die Abbildung 5.5 zeigt die aufgebaute Messschaltung für den Leerlaufversuch zwischen dem Anfang der Primärwicklung (AP) und dem Ende der Primärwicklung (EP).

Mittels einem dreiphasigen Stelltransformators wird die Spannung von Null an erhöht. Bei der Aufnahme der Leerlaufkennlinie zwischen Anfang der Primärwicklung (AP) und dem Ende der Primärwicklung (EP) treten ab einer verketteten Spannung von > 180 V Brummgeräusche auf.

Die Leerlaufkennlinie ist in Abbildung 5.7 zu sehen. Der relativ hohe Leerlaufstrom des Transformators beträgt im Mittel bei 290 V bereits 0,79 A und ist ein Hinweis auf die Sättigung.

5.1.2.1 Messschaltung

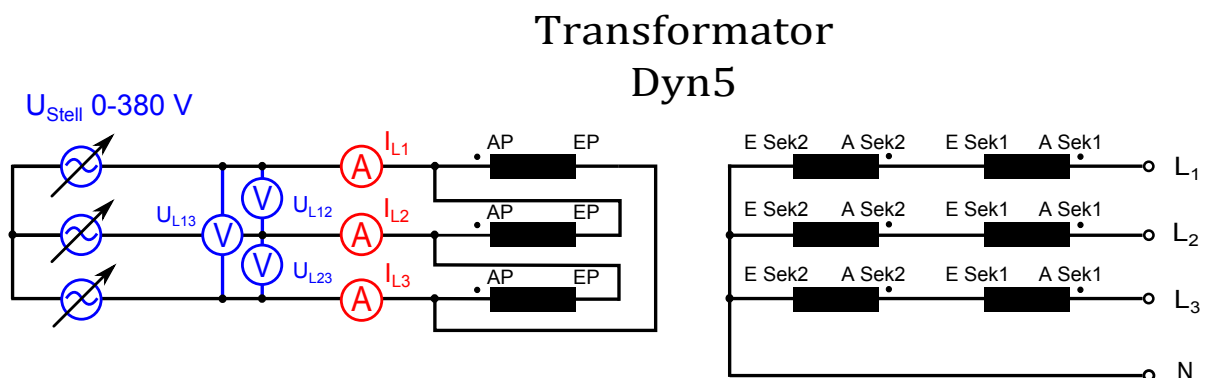


Abbildung 5.5: Messschaltung des Leerlaufversuchs zwischen dem Anfang (AP) und dem Ende der Primärwicklung (EP) mit variabler Spannungsquelle

Die Abbildung 5.6 zeigt die physikalische Darstellung des Transformators des Leerlaufversuchs zwischen dem Anfang (AP) und dem Ende (EP) der Primärwicklung.

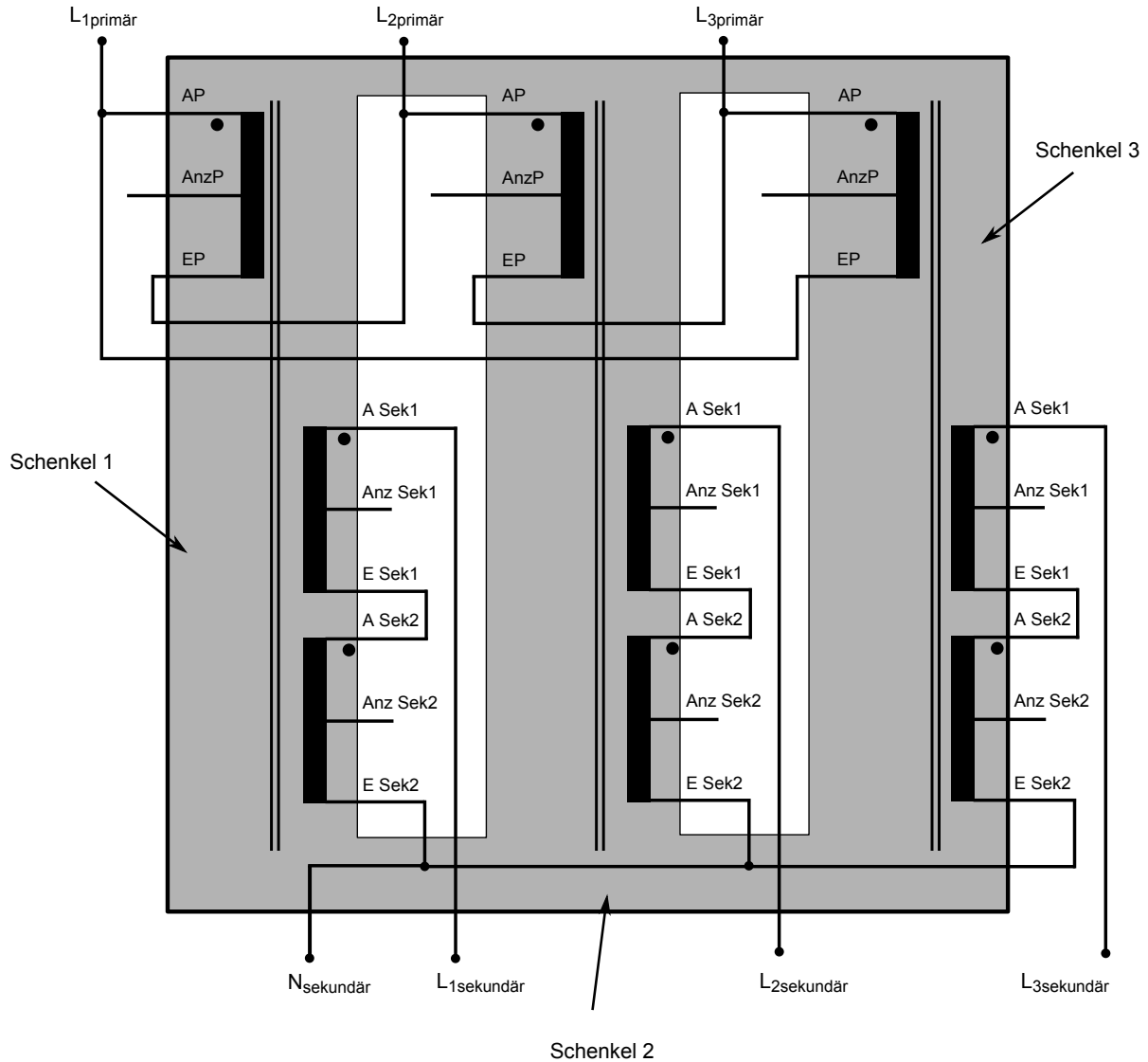


Abbildung 5.6: Physikalische Darstellung des Transformators in Dyn5-Verschaltung für die Aufnahme der Leerlaufkennlinie zwischen dem Anfang (AP) und dem Ende (EP) der Primärwicklung

5.1.2.2 Messwerte

Tabelle 5.3 zeigt die aufgenommenen Messwerte zwischen dem Anfang (AP) und dem Ende (EP) der Primärwicklung.

Eingestellt				Gemessen			
Primärspannung				Primärstrom			Leerlaufleistung
Messung	U_{12}	U_{23}	U_{31}	I_1	I_2	I_3	P_0
Nr.	V	V	V	A	A	A	W
1.	61,2	62,5	61,2	0,056	0,042	0,040	3,9
2.	101,2	103,3	100,3	0,082	0,061	0,058	9,9
3.	121,7	124,2	120,0	0,095	0,071	0,067	13,7
4.	150,8	153,0	149,5	0,116	0,087	0,081	20,6
5.	194,6	197,0	193,4	0,161	0,120	0,110	34,1
6.	213,1	216,2	212,4	0,194	0,146	0,132	41,7
7.	231,6	234,7	231,1	0,253	0,204	0,176	50,0
8.	251,8	254,8	251,6	0,392	0,358	0,300	63,9
9.	261,1	264,1	261,5	0,492	0,458	0,387	71,4
10.	281,1	283,1	280,8	0,719	0,686	0,590	91,2
11.	290,5	292,8	289,8	0,845	0,814	0,705	103,4

Tabelle 5.3: Aufnahme der Leerlaufkennlinie zwischen dem Anfang (AP) und dem Ende (EP) der Primärwicklung

5.1.2.3 Kennlinie

In Abbildung 5.7 ist der dreiphasige Leerlaufversuch des Transformators wiedergegeben. Die aufgenommene Leerlaufkennlinie wurde zwischen dem Anfang der Primärwicklung (AP) und dem Ende der Primärwicklung (EP) durchgeführt. Somit wurde die ganze Primärwicklung verwendet.

Die maximal anzulegende Spannung der Primärwicklung ist mit 230 V festgelegt. In der Abbildung 5.7 ist das Spannungsband von $\pm 10\%$ für die verkettete Primärspannung von 230 V eingezeichnet. Der Versuch wurde bei der verketteten Spannung von 290 V beendet. Der Leerlaufstrom I_0 bei 290 V beträgt bereits 0,78 A. Eine weitere Erhöhung hätte am Kurvenverlauf nichts geändert, jedoch wäre der Leerlaufstrom weiter angestiegen.

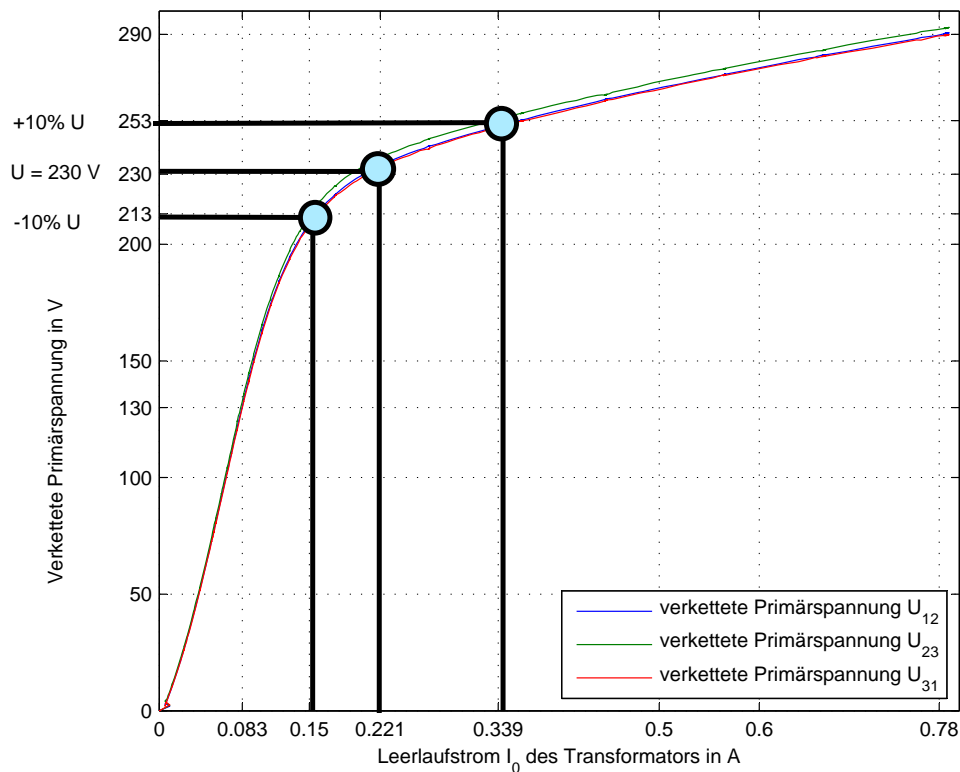


Abbildung 5.7: Leerlaufkennlinie des Transformators mit eingezeichnetem Spannungsband von $\pm 10\%$ der verketteten Primärspannung zwischen dem Anfang (AP) und dem Ende (EP) der Primärwicklung

Das angegebene Typenschild des Transformators ist irreführend, da die verkettete Primärspannung des Transformators mit 380 V angegeben ist. Bei dieser Spannung ist jedoch ein sehr großer Leerlaufstrom zu erwarten. Der Nennpunkt eines Transformators liegt definitionsgemäß bei der Kniespannung, diese Spannung kann aus der Leerlaufkennlinie in Abbildung 5.7 ermittelt werden.

Die Definition der Kniespannung lautet, dass bei einer Erhöhung von 10 % der Spannung ein Anstieg des Leerlaufstroms von 50 % erreicht wird. Bei einer Spannung von 230 V ergibt sich ein Leerlaufstrom I_0 von 0,221 A. Bei 253 V, dies entspricht einer Erhöhung von 10 % der Spannung, ergibt sich ein Leerlaufstrom von 0,339 A. Somit ist die maximal anzulegende verkettete Spannung an der Primärwicklung mit 230 V festgelegt.

5.1.3 Leerlaufversuch zwischen AP-AnzP

Mittels einem dreiphasigen Stelltransformator wird die Leerlaufkennlinie zwischen dem Anfang der unterteilten Primärspule (AP) und der Anzapfung der Primärspule (AnzP) des Transformators aufgenommen. Die Abbildung 5.8 zeigt die Messschaltung des Leerlaufversuchs.

Die Spannung des Stelltransformators wird von Null bis zu einer verketteten Primärspannung von 260 V erhöht. Abbildung 5.10 zeigt, dass der Leerlaufstrom des Transformators bei 260 V bereits 1,1 A beträgt. Aus der Leerlaufkennlinie des Transformators in Abbildung 5.10 ist die Sättigung des Eisens ersichtlich. Eine weitere Erhöhung der Spannung hätte an der Charakteristik des Verlaufs nichts verändert.

Bei der verketteten Laborspannung $U_{Labor,verk}$ von 195 V nimmt der Transformator einen Leerlaufstrom von 0,228 A auf. Dies entspricht 0,87 % des verketteten Nennstroms ($I_{1,n} = \sqrt{3} \cdot 15,1 A$). Zusätzlich zu den aufgenommenen Spannungen und Strömen wird die Leistung mit dem Dewetron-Messgerät aufgezeichnet und berechnet.

5.1.3.1 Messschaltung

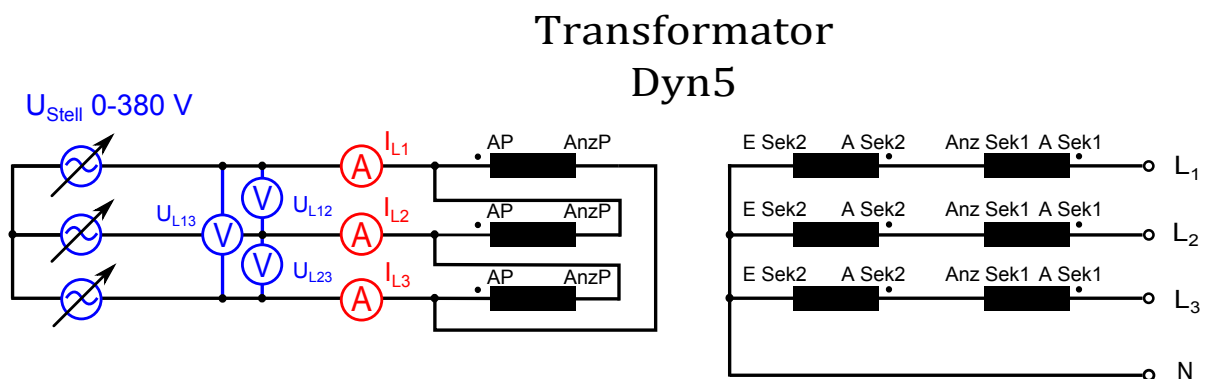


Abbildung 5.8: Messschaltung des Leerlaufversuchs zwischen dem Anfang (AP) und der Anzapfung (AnzP) der Primärwicklung mit variabler Spannungsquelle

5.1.3.2 Messwerte

Eingestellte Werte				Gemessene Werte			
Primärspannung			Primärstrom			Leerlaufleistung	
Messung	U_{12}	U_{23}	U_{31}	I_{L1}	I_{L2}	I_{L3}	P_0
Nr.	V	V	V	A	A	A	W
1.	62,2	63,4	62,3	0,078	0,056	0,055	5,38
2.	92,2	93,5	92,1	0,103	0,074	0,073	11,13
3.	123,1	125,2	123,2	0,131	0,094	0,093	19,07
4.	133,3	135,7	133,6	0,142	0,102	0,100	22,12
5.	151,7	154,3	151,5	0,164	0,118	0,115	28,41
6.	174,4	176,4	174,6	0,205	0,149	0,143	37,61
7.	194,6	197,1	195,0	0,276	0,210	0,197	48,3
8.	202,4	205,4	202,7	0,324	0,265	0,239	52,82
9.	230,5	233,8	230,7	0,662	0,611	0,552	73,19
10.	260,8	263,6	261,9	1,256	1,152	1,080	103,64

Tabelle 5.4: Messdaten des Leerlaufversuchs zwischen dem Anfang (AP) und der Anzapfung (AnzP) der Primärwicklung

5.1.3.3 Kennlinien

In Abbildung 5.10 ist die Leerlaufkennlinie des Transformators zu sehen. Der Transformator ist in Dreieck verschalten, diese beginnt beim Anfang der Primärwicklung (AP) und endet bei der Anzapfung der Primärwicklung (AnzP).

Die verwendete Laborspannung $U_{Labor,verk}$ beträgt 195 V verkettet, bei dieser Spannungshöhe nimmt der Transformator einen Leerlaufstrom von 0,228 A auf (siehe Gleichung 5.11).

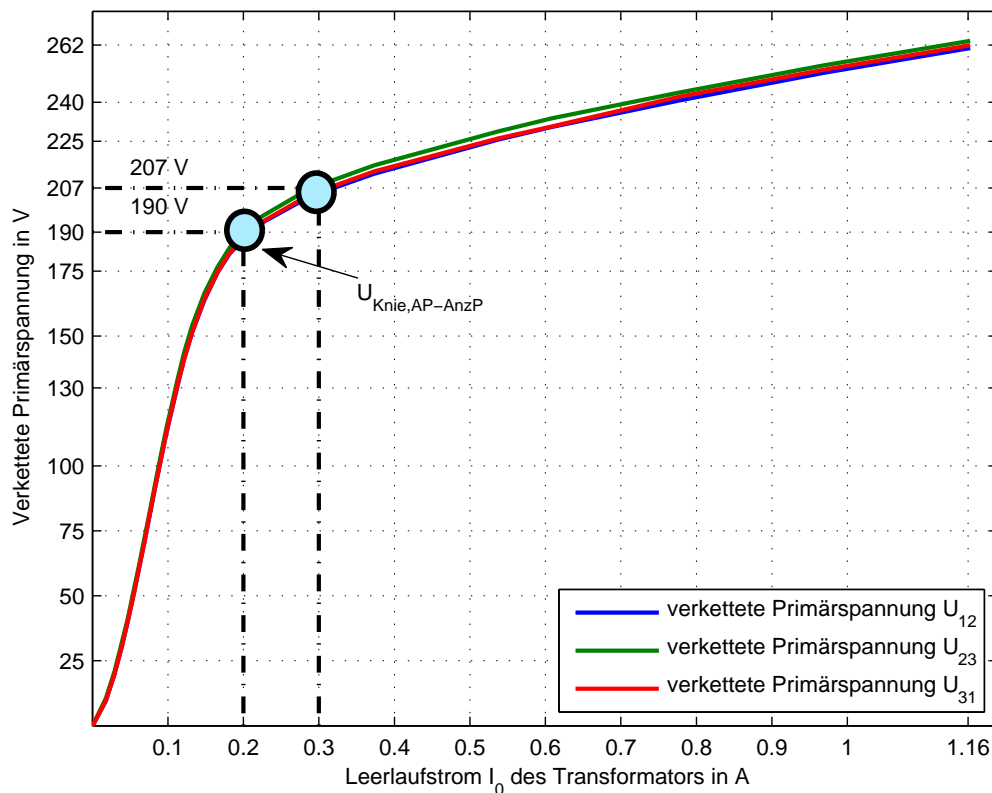


Abbildung 5.10: Leerlaufkennlinie des Transformators bei Dreieckverschaltung mit Anfang (AP) bis Anzapfung (AnzP) der Primärwicklung

Bei einer Kniespannung $U_{Knie,AP-AnzP} = 190$ V nimmt der Transformator einen Leerlaufstrom I_0 von 0,2 A auf. Durch Erhöhung der Spannung um ≈ 10 % auf 207 V steigt der Leerlaufstrom I_0 des Transformators um 50 % auf 0,30 A.

Die Abbildung 5.11 zeigt, dass der Transformator bei der verketteten Laborspannung $U_{Labor,verk} = 195 \text{ V}$ eine Leerlaufleistung P_0 von $\sim 48,3 \text{ W}$ aufnimmt, bei der Kniespannung $U_{Knie,AP-AnzP}$ von 190 V eine Leerlaufleistung P_0 von $\sim 36,1 \text{ W}$.

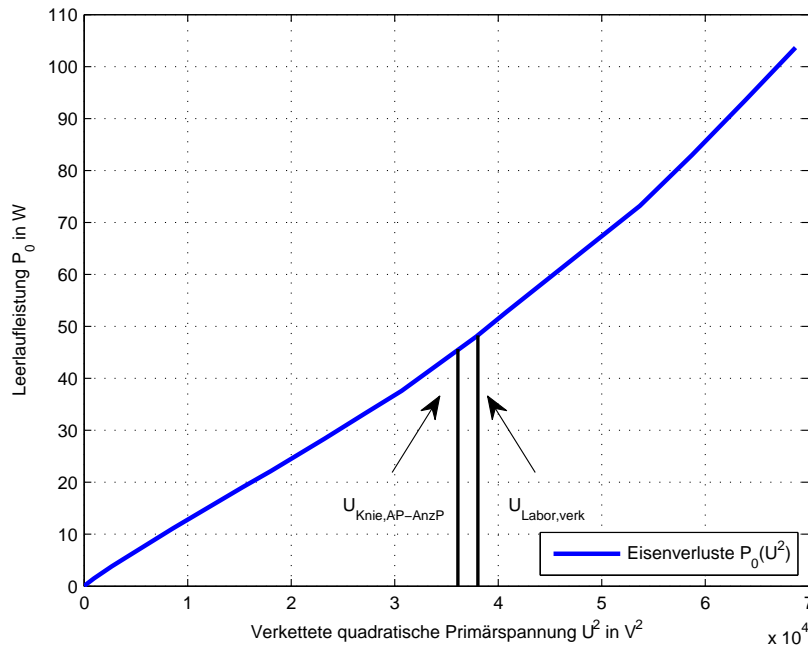


Abbildung 5.11: Leerlaufleistung P_0 über dem Quadrat der verketteten Primärspannung U^2

5.1.3.4 Berechnung

Der Leerlaufstrom I_0 des Transformators bei der verwendeten verketteten Laborspannung $U_{Labor,verk}$ 195 V errechnet sich aus dem Mittelwert der gemessenen drei Ströme I_{L1} , I_{L2} und I_{L3} (siehe 7. Messung, Tabelle 5.4).

$$\bar{I}_0 = \frac{1}{N} \sum_{(n=1)}^N I_{0,n} = \frac{1}{3} (0,276 \text{ A} + 0,210 \text{ A} + 0,197 \text{ A}) = 0,228 \text{ A} \quad (5.11)$$

Der Eisenverluststrom I_{Fe} bei der verketteten Laborspannung $U_{Labor,verk}$ von 195 V errechnet sich aus der aufgenommenen Leerlaufleistung P_0 , dies ist in Gleichung 5.12 ersichtlich. Die verkettete Laborspannung $U_{Labor,verk}$ von 195 V entspricht einer Laborphasenspannung $U_{Labor,Phase} = 112$ V.

Aufgrund der geometrischen Beziehung zwischen dem Eisenverluststrom I_{Fe} und dem Leerlaufstrom I_0 ergibt sich der Magnetisierungsstrom I_μ in Gleichung 5.13.

$$I_{Fe} = \frac{P_0}{3} \cdot \frac{1}{U_{Labor,Phase}} = \frac{48,3 \text{ W}}{3} \cdot \frac{1}{112 \text{ V}} = 0,144 \text{ A} \quad (5.12)$$

$$I_\mu = \sqrt{I_0^2 - I_{Fe}^2} = \sqrt{0,228^2 - 0,144^2} = 0,177 \text{ A} \quad (5.13)$$

Der Eisenverluststrom deckt die Eisenverluste des Transformators, der Eisenwiderstand R_{Fe} ergibt sich wie folgt:

$$R_{Fe} = \frac{U_{Labor,Phase}}{I_{Fe}} = \frac{112 \text{ V}}{0,144 \text{ A}} = 777,7 \Omega \quad (5.14)$$

Der Eisenwiderstand wird nun auf die Sekundärseite des Transformators bezogen und anschließend in per Unit angegeben:

$$R'_{Fe} = R_{Fe} \cdot (\frac{U}{U_{Soll}})^2 = 777,7 \Omega \cdot \left(\frac{225 \text{ V}}{195 \text{ V}}\right)^2 = 1035,4 \Omega \quad (5.15)$$

$$R'_{Fe,pu} = R'_{Fe} \cdot \frac{S_n}{(U_{Sek,Soll,verk})^2} = 1035,4 \Omega \cdot \frac{8622 \text{ VA}}{(390 \text{ V})^2} = 58,7 \text{ p.u.} \quad (5.16)$$

Mit Hilfe der Hauptreaktanz X_h kann die Induktivität L_h des Transformators berechnet werden:

$$X_h = \frac{U_{Labor,Phase}}{I_\mu} = \frac{112 \text{ V}}{0,177 \text{ A}} = 632,7 \Omega \quad (5.17)$$

$$X_h = \omega_n \cdot L_h = 2 \cdot \pi \cdot f_n \cdot L_h \quad (5.18)$$

$$L_h = \frac{X_h}{2 \cdot \pi \cdot f_n} = \frac{632,7 \Omega}{2 \cdot \pi \cdot 50 \text{ s}^{-1}} = 2,01 \text{ H} \quad (5.19)$$

$$(5.20)$$

Die Hauptreaktanz X_h wird nun auf die Sekundärseite des Transformators bezogen, zusätzlich wird die Induktivität L'_h berechnet:

$$X'_h = X_h \cdot \ddot{u}^2 = 632,7 \Omega \cdot \left(\frac{225 \text{ V}}{195 \text{ V}} \right)^2 = 842,4 \Omega \quad (5.21)$$

$$X'_{h,pu} = X'_h \cdot \frac{S_n}{(U_{Sek,Soll,verk})^2} = 842,4 \Omega \cdot \frac{8622 \text{ VA}}{(390 \text{ V})^2} = 47,76 \text{ p.u.} \quad (5.22)$$

$$L'_h = \frac{X'_h}{2 \cdot \pi \cdot f_n} = \frac{842,4 \Omega}{2 \cdot \pi \cdot 50 \text{ s}^{-1}} = 2,68 \text{ H} \quad (5.23)$$

Die Abbildung 5.12 zeigt die zusätzlich bestimmten Parameter des einphasigen Ersatzschaltbildes des Transformators.

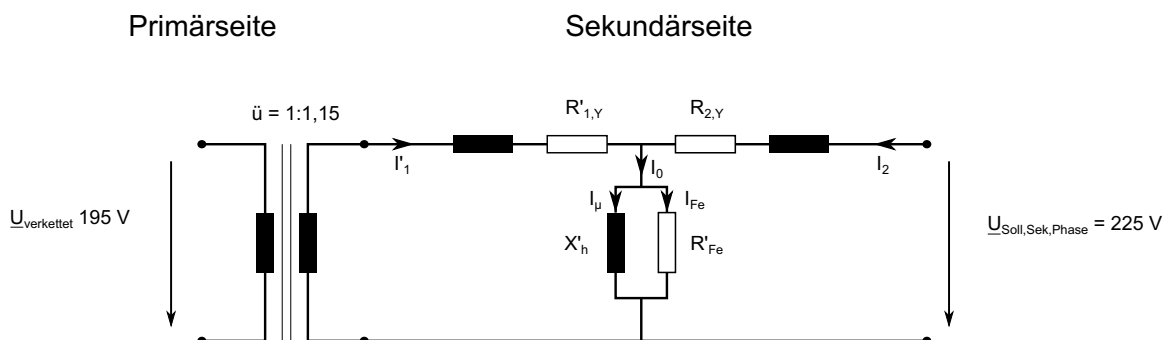


Abbildung 5.12: Einphasiges Transformatorersatzschaltbild mit den auf die Sekundärseite bezogenen Wicklungswiderständen $R'_{1,Y}$ der Primärseite, Hauptinduktivität X'_h , Eisenverlustwiderstand R'_{Fe} und den Wicklungswiderständen $R_{2,Y}$ der Sekundärseite

5.1.4 Berechnung der Scheinleistung des Transformators

Die Scheinleistung des Transformators wird aufgrund der nicht Nachvollziehbarkeit des Typenschildes neu berechnet. Die berechnete Scheinleistung errechnet sich aus der Knie-
spannung des Transformators, ermittelt aus dem Leerlaufversuch zwischen dem Anfang
(AP) und der Anzapfung (AnzP) der Primärwicklung, siehe Kapitel 5.1.3.

Der Nennstrom der Spule $I_{1,n}$ ist aufgrund der thermischen Belastung des Transformators
laut Typenschild mit 15,1 A angegeben.⁵

Die verkettete Nennspannung $U_{1,n}$ wird gemäß der Kniespannung des Transformators auf
190 V festgelegt. Aufgrund dieser Daten lässt sich die Scheinleistung des Transformators
bei Dyn5-Schaltung berechnen, siehe Gleichung 5.24.

$$\begin{aligned} S_{n,Tr} &= \sqrt{3} \cdot U_{1,n} \cdot I_{1,n} \\ S_{n,Tr} &= \sqrt{3} \cdot 190 \text{ V} \cdot 26,2 \text{ A} = 8622 \text{ VA} \end{aligned} \quad (5.24)$$

Das Übersetzungsverhältnis \ddot{u} zwischen der verketteten Laborspannung $U_{Labor,verk}$ und
der Soll-Sekundär-Phasenspannung $U_{Sek,Soll,Phase}$ entspricht:

$$\ddot{u} = \frac{U_{Sek,Soll,Phase}}{U_{Labor,verk}} = \frac{225 \text{ V}}{195 \text{ V}} = 1,15 \quad (5.25)$$

Die Ströme der Primärseite werden mit dem inversen Übersetzungsverhältnis auf die
Sekundärseite übertragen:

$$I_{2,n} = \frac{1}{\ddot{u}} \cdot I_{1,n} = \frac{1}{1,15} \cdot \frac{26,2 \text{ A}}{\sqrt{3}} = 13,15 \text{ A} \quad (5.26)$$

⁵Laut Typenschild des Transformators ist der Nennstrom $I_{1,n}=15,1$ A. Hierbei handelt es sich um den
Phasenstrom. Der verkettete Strom ist um den Faktor $\sqrt{3}$ größer und beträgt 26,2 A.

5.1.5 Kurzschlussversuch

Der Kurzschlussversuch wird in Dyn5-Schaltung durchgeführt. Der Kurzschluss befindet sich auf der Sekundärseite des Transformators. Die relative Kurzschlussspannung u_k ist jene Spannung, die an der Primärwicklung anliegt bis an der Sekundärseite Nennstrom fließt [38].

Als variable Spannungsquelle U_{Stell} dient ein dreiphasiger Stelltransformator. Die Spannung an der Primärseite wird solange erhöht, bis der sekundärseitige Strom dem Nennstrom entspricht. Durch den verwendeten Stelltransformator ist jedoch der Kurzschlussstrom pro Phase auf 6 A begrenzt.

5.1.5.1 Messschaltung

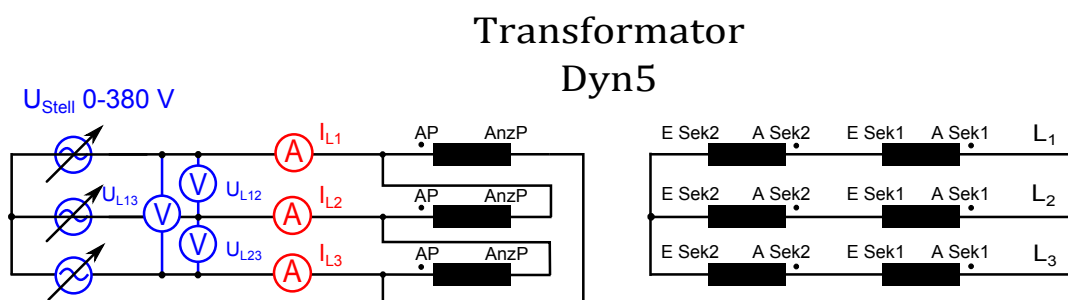


Abbildung 5.13: Messschaltung des Kurzschlussversuchs

5.1.5.2 Messwerte

Die Tabelle 5.5 zeigt die Messdaten zur Berechnung der rel. Kurzschlussspannung. Die gemessenen Ströme der Primärseite werden gemittelt $I_{Mittel,verkettet} = (I_{L1} + I_{L2} + I_{L3})/3$

Eingestellte Werte				Gemessene u. gemittelte Werte	
Messung	Primärspannung			Primärspannung	Primärstrom
Nr.	U_{12}	U_{23}	U_{31}	$U_{Mittel,verkettet}$	$I_{Mittel,verkettet}$
-	V	V	V	V	A
1.	1,0	0,9	1,0	0,95	4,99

Tabelle 5.5: Messdaten des Kurzschlussversuchs

5.1.5.3 Berechnung

Der Nennstrom der Primärseite konnte nicht erreicht werden, da der dreiphasige Stelltransformator für den Nennstrom dieses Transformators nicht ausgelegt ist. Das Verhältnis des gemessenen mittleren Kurzschlussstroms der Primärseite $I_{Mittel,verkettet}$ zum Nennstrom $I_{1,n}$ der Primärseite beträgt:

$$\frac{I_{Mittel,verkettet}}{I_{1,n}} = \frac{4,99 A}{26,2 A} = 0,19 \quad (5.27)$$

Die gemessene Primärspannung multipliziert mit dem zuvor berechneten inversen Verhältnis, aus Gleichung 5.27 ergibt die anzulegende Spannung an der Primärseite, um an der Sekundärseite den Sekundärnennstrom $I_{2,n}$ zu erhalten:

$$U = U_{Mittel,verkettet} \cdot \frac{I_{1,n}}{I_{Mittel,verkettet}} = 0,95 V \cdot \frac{1}{0,19} = 5 V \quad (5.28)$$

Durch die berechnete Primärspannung U , aus Gleichung 5.28, ergibt sich die relative Kurzschlussspannung u_k zu:

$$u_k = \frac{U}{U_{1,n}} = \frac{5 V}{190 V} \cdot 100 \% = 2,6 \% \quad (5.29)$$

Die Kurzschlussimpedanz Z_k ergibt sich aus der gemessenen Spannung $U_{Mittel,verkettet}$ und dem gemittelten Primärstrom $I_{Mittel,verkettet}$:

$$Z_k = \frac{U_{Mittel,verkettet}}{I_{Mittel,verkettet}} = \frac{0,95 V}{4,99 A} = 0,190 \Omega \quad (5.30)$$

Die Berechnung der Kurzschlussresistanz R_k erfolgt durch die mitaufgezeichnete Wirkleistung P_k und des mittleren Primärstroms $I_{Mittel,verkettet}$ und zeigt Gleichung 5.31:

$$R_k = \frac{P_k}{(I_{Mittel,verkettet})^2} = \frac{4,71 W}{(4,99^2 A)^2} = 0,189 \Omega \quad (5.31)$$

Aufgrund des Zusammenhangs in Gleichung 5.32 kann die Kurzschlussreaktanz X_k berechnet werden:

$$Z_k = \sqrt{X_k^2 + R_k^2} \quad (5.32)$$

$$X_k = \sqrt{Z_k^2 - R_k^2} = 0,0195 \Omega \quad (5.33)$$

Die Streureaktanzen $X'_{1,\sigma,Y}$ und $X_{2,\sigma,Y}$ werden standardmäßig im Verhältnis 1:1 aufgeteilt - siehe Gleichung 5.34 und 5.35

$$X'_{1,\sigma,Y} = \frac{0,0195 \Omega}{2} = 0,00975 \Omega \quad (5.34)$$

$$X_{2,\sigma,Y} = \frac{0,0195 \Omega}{2} = 0,00975 \Omega \quad (5.35)$$

Die Streuinduktivitäten der Primärseite $L'_{1,\sigma,Y}$ und der Sekundärseite $L_{2,\sigma,Y}$ des Transformators zeigt Gleichung 5.36

$$L'_{1,\sigma,Y} = \frac{X'_{1,\sigma,Y}}{2 \cdot \pi \cdot f_n} = \frac{0,00975 \Omega}{2 \cdot \pi \cdot 50 \text{ s}^{-1}} = 3,1 \cdot 10^{-5} \text{ H} \quad (5.36)$$

$$L_{2,\sigma,Y} = \frac{X_{2,\sigma,Y}}{2 \cdot \pi \cdot f_n} = \frac{0,00975 \Omega}{2 \cdot \pi \cdot 50 \text{ s}^{-1}} = 3,1 \cdot 10^{-5} \text{ H} \quad (5.37)$$

Die Streureaktanzen auf die Scheinleistung des Transformators bezogen ergibt:

$$X'_{1,\sigma,Y,pu} = X'_{1,\sigma,Y} \cdot \frac{S_n}{(U_{Sek,Soll,verk})^2} = 0,00975 \Omega \cdot \frac{8622 \text{ VA}}{(390 \text{ V})^2} = 0,00553 \text{ p.u.} \quad (5.38)$$

$$X'_{2,\sigma,Y,pu} = X_{2,\sigma,Y} \cdot \frac{S_n}{(U_{Sek,Soll,verk})^2} = 0,00975 \Omega \cdot \frac{8622 \text{ VA}}{(390 \text{ V})^2} = 0,00553 \text{ p.u.} \quad (5.39)$$

Die Mitimpedanz des Transformators zeigt Gleichung 5.40:

$$Z_{Tr}^{1'} = \frac{u_k}{100\%} \cdot \frac{(U_{Sek,Soll,verk})^2}{S_n} = \frac{2,6\%}{100\%} \cdot \frac{(390\text{ V})^2}{8622\text{ VA}} = 0,459\ \Omega \quad (5.40)$$

$$Z_{Tr,pu}^{1'} = Z_{Tr}^{1'} \cdot \frac{S_n}{(U_{Sek,Soll,verk})^2} = 0,459\ \Omega \cdot \frac{8622\text{ VA}}{(390\text{ V})^2} = 0,026\text{ p.u.} \quad (5.41)$$

Die Abbildung 5.14 zeigt das vollständige einphasige Ersatzschaltbild des Transformators.

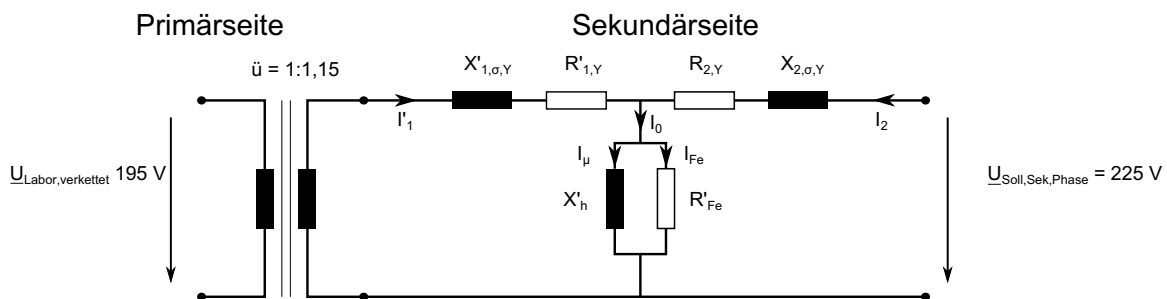


Abbildung 5.14: Einphasiges Transformatorersatzschaltbild mit den auf die Sekundärseite bezogenen Wicklungswiderständen $R'_{1,Y}$ der Primärseite, Hauptinduktivität X'_h , Eisenverlustwiderstand R'_{Fe} , Streureaktanz $X'_{1,\sigma,Y}$, Streureaktanz $X'_{2,\sigma,Y}$ und den Wicklungswiderständen $R_{2,Y}$ der Sekundärseite

5.1.6 Polaritätsbestimmung

Der Transformator besteht aus mehreren Teilwicklungen an der Primär- und an der Sekundärseite. Die Polaritätsbestimmung der Primär- und Sekundärwicklung wird für alle drei Schenkel des Transformators durchgeführt, so dass die gewünschte Schaltgruppe aufgebaut werden kann.

5.1.6.1 Messschaltung

An der Primärseite wird eine Gleichspannungsquelle mittels einer handelsüblichen Batterie des Typs D (1,5 V) angeschlossen.

In Abbildung 5.15 a) fließt durch Schließung des Schalters S_1 zum Zeitpunkt $t=0$ der Strom i_1 , hervorgerufen durch die Gleichspannung U_B der Batterie, in die Wicklung. Der Punkt an der Wicklung repräsentiert den Spulenanzfang.

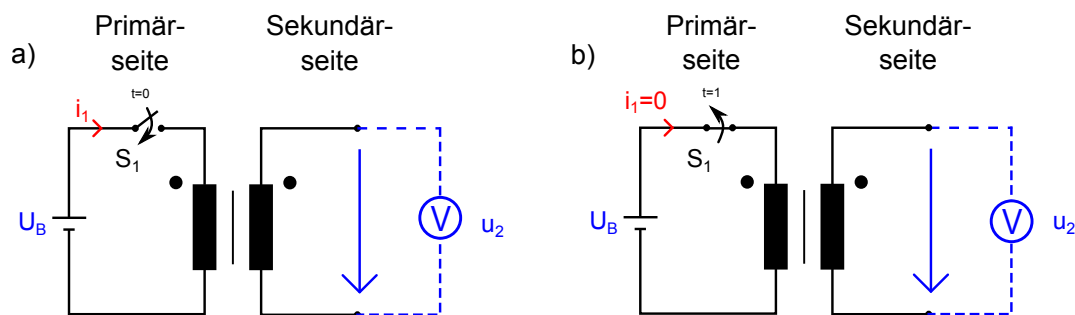


Abbildung 5.15: Messschaltung zur Polaritätsbestimmung der Primär- und Sekundärwicklung

- a) Zuschalten der Quelle durch den Schalter S_1 (Zeitpunkt $t=0$)
- b) Trennung der Quelle durch Schalter S_1 (Zeitpunkt $t=1$)

Der Strom i_1 ruft mittels Rechter-Hand-Regel einen elektrischen Fluss ϕ_1 hervor. Der Fluss ϕ_2 der Sekundärwicklung ist laut der Lenz'schen Regel dem Fluss ϕ_1 entgegengerichtet. Es ist an den Klemmen der Sekundärseite des Transformators eine Spannung U_2 zu messen. Der positive bzw. negative Ausschlag am Voltmeter gibt Auskunft über den Wicklungssinn. Bei einer positiven Änderung ergibt sich ein gleicher Wicklungssinn, bei negativer Änderung ein entgegengesetzter Wicklungssinn, von der Primär- zur Sekundärseite.

Durch das Öffnen des Schalters S_1 zum Zeitpunkt $t = 1$ wird die Batterie an der Primärseite getrennt, der Stromfluss i_1 geht gegen 0, auch hierbei ist an der Sekundärseite ein Ausschlag des Voltmeters zu erkennen. Die Gleichungen 5.42 und 5.43 und die Abbildung 5.16 stellt diesen Zusammenhang nochmals dar.

$$u_1 = +\ddot{u} \cdot u_2 \quad (5.42)$$

$$i_1 = \frac{1}{\ddot{u}} \cdot i_2 \quad (5.43)$$

5.1.6.2 Messergebnisse

Messung	Schenkel	Primär	Sekundär	Ausschlag
Nr.	-	Anfang - Ende	Anfang - Ende	+/-
1.	1	AP - EP	A Sek 1 - E Sek 1	+
2.	1	AP - EP	A Sek 2 - E Sek 2	+
3.	2	AP - EP	A Sek 1 - E Sek 1	+
4.	2	AP - EP	A Sek 2 - E Sek 2	+
5.	3	AP - EP	A Sek 1 - E Sek 1	+
6.	3	AP - EP	A Sek 2 - E Sek 2	+

Tabelle 5.6: Messergebnisse der Polaritätsbestimmung der einzelnen Schenkel

Die Ergebnisse aus der Tabelle 5.6 ergeben durch den positiven Ausschlag des Voltmeters einen gleichen Wicklungssinn der beiden Spulen.

Der zuvor beschriebene Zusammenhang ist in Abbildung 5.16, bei positiver Spannung an der Primär- und Sekundärseite, dargestellt.

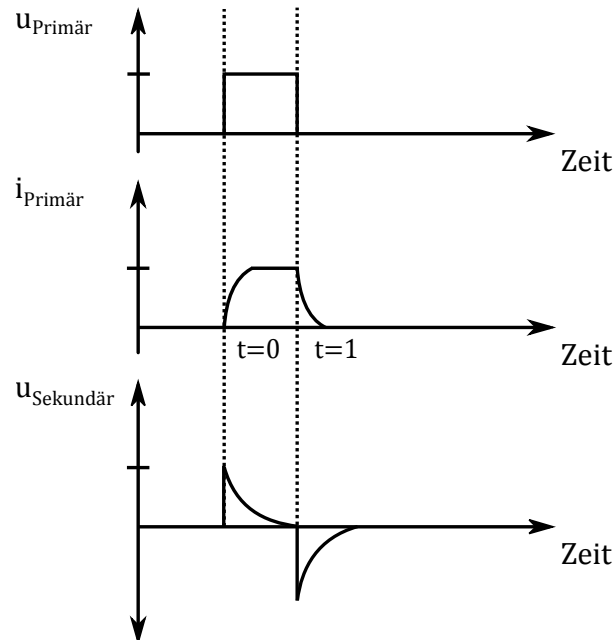


Abbildung 5.16: Prinzip der Polaritätsprüfung bei gleichem Wicklungssinn

5.1.7 Nullimpedanz Z^0

Bei Dyn5-Schaltung kann das Nullsystem nur an der Sekundärseite des Transformators gemessen werden. Dies bedeutet, dass das vorgelagerte Nullsystem über diesen Transformator nicht übertragen wird.

Für diesen Versuch wird ein einphasiger Stelltransformator zwischen L_1 und dem Neutralleiter angeschlossen. Die Leiter L_2 und L_3 werden mit L_1 verbunden - siehe Abbildung 5.17.

Somit sind alle drei Schenkel mit der Spannungsquelle verbunden und der Strom teilt sich in den einzelnen Leitern aufgrund ihrer Impedanz auf.

5.1.7.1 Messschaltung

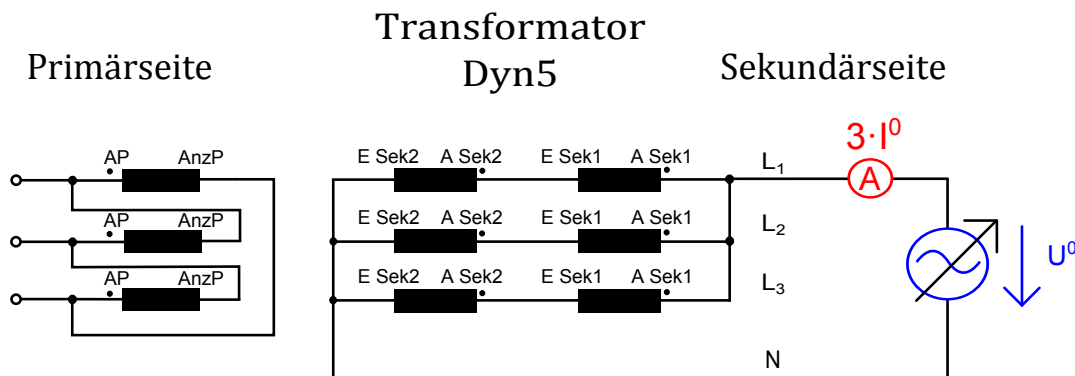


Abbildung 5.17: Aufbau zur Messung der Nullimpedanz Z_{Tr}^0 des Transformators

5.1.7.2 Ergebnisse

Eingestellte Werte		Gemessene Werte	Berechnete Werte
Messung	U^0	$3 \cdot I^0$	Nullimpedanz Z_{Tr}^0
Nr.	V	A	Ω
1.	0,44	2,44	0,54
2.	1,10	6,11	0,54

Tabelle 5.7: Messergebnisse der Nullimpedanzmessung des Transformators

5.1.7.3 Berechnung

Durch die Parallelschaltung der drei Schenkel ergibt sich die vorliegende Impedanz zu $Z_{Tr}^0/3$. Die eingestellte Nullspannung U^0 treibt somit den dreifachen Nullstrom I^0 . Die gesamte Nullimpedanz des Transformators errechnet sich aus [15]:

$$U^0 = I^0 \cdot Z_{Tr}^0 \quad (5.44)$$

$$Z_{Tr}^0 = \frac{1,10 \text{ V}}{6,11 \text{ A}/3} = 0,54 \Omega \quad (5.45)$$

$$Z_{Tr,pu}^0 = Z_{Tr}^0 \cdot \frac{S_n}{(U_{Sek,Soll,verk})^2} = 0,54 \Omega \cdot \frac{8622 \text{ VA}}{(390 \text{ V})^2} = 0,0306 \text{ p.u.} \quad (5.46)$$

5.2 Bestimmung der Synchrongenerator-Parameter

Parameter	Zeichen	Größe	Einheit	Ermittelt
Scheinleistung	S_n	1035	VA	Typenschild
Spannung Δ/Y	U_n	230 / 400	V	Typenschild
Leistungsfaktor	$\cos \varphi$	0,8 - 1 - 0,8	-	Typenschild
Strom Δ/Y	I_n	2,6 / 1,5	A	Typenschild
Polpaarzahl	p	2	-	Typenschild
Nenn Drehzahl	n_n	1500	U/min	Typenschild
Ständerwiderstand	R_s	0,067	p.u.	berechnet
stationäre gesättigte Reaktanz	$X_{d,sat}$	2,07	p.u.	berechnet
transiente Reaktanz	X'_d	0,28	p.u.	berechnet
subtransiente Längsreaktanz	X''_d	0,22	p.u.	berechnet
Nullimpedanz	Z_{SG}^0	0,31	p.u.	berechnet
transiente Zeitkonstante	T'_d	0,01	s	berechnet
subtransiente Zeitkonstante	T''_d	0,0015	s	berechnet
Trägheitskonstante	H	0,12	s	berechnet

Tabelle 5.8: Nenndaten des Synchrongenerators

Folgende Versuche werden zur Bestimmung der Synchrongenerator-Daten durchgeführt:

- Berechnung der Scheinleistung
- Messung der einzelnen Wicklungswiderstände
- Leerlaufversuch
- Kurzschlussversuch
- Berechnung der synchronen Längsreaktanz X_d
- Bestimmung der subtransienten Längsreaktanz X''_d und Querreaktanz X''_q
- Stosskurzschluss
- Nullimpedanz Z_0

5.2.1 Berechnung der Scheinleistung des Synchrongenerators

Die Scheinleistung des Synchrongenerators (SG) berechnet sich wie folgt:

$$S_n = 3 \cdot U_n \cdot I_n = 3 \cdot 230 \text{ V} \cdot 1,5 \text{ A} = 1035 \text{ VA} \quad (5.47)$$

5.2.2 Wicklungswiderstände

Zur Messung der Wicklungswiderstände der Ständerwicklung und der Erregerwicklung eignet sich die spannungsrichtige Schaltung. Als Quelle dient die in Kapitel 5.1 verwendete Gleichspannungsquelle (U_{Stell}) mit Strombegrenzung. Die Messschaltung ist in Abbildung 5.18 zu sehen, der Index 1 zeigt den Anfang und der Index 2 das Ende der Wicklung.

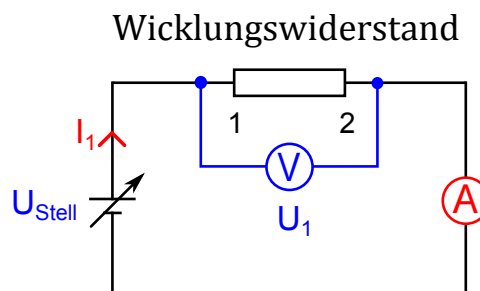


Abbildung 5.18: Messschaltung zur Ermittlung der Wicklungswiderstände des SG

5.2.2.1 Messergebnisse

Eingestellte Werte			Gemessene Werte	Berechnete Werte
Messung	Wicklung	Spannung	Strom	Widerstand
Nr.	Anfang - Ende	U_1	I_1	R
-	-	V_{DC}	A_{DC}	Ω
1.	$U_1 - U_2$	10,33	1,0	10,33
2.	$V_1 - V_2$	10,30	1,0	10,30
3.	$W_1 - W_2$	10,27	1,0	10,27
4.	$F_1 - F_2$	74,40	1,0	74,40

Tabelle 5.9: Aufgenommene Messwerte zur Ermittlung der Widerstandswerte der Ständerwicklung (U,V,W) und der Erregerwicklung (F) des Synchrongenerators

5.2.2.2 Berechnung

Die Umrechnung der einzelnen Wicklungswiderstände (U,V,W) bezogen auf die Scheinleistung des Generators ergeben per Unit Werte. Für die Simulation wird der Mittelwert der Ständerwiderstände \overline{R}_s in per Unit berechnet.

$$\overline{R}_s = \frac{1}{3} (10,33 \Omega + 10,3 \Omega + 10,27 \Omega) = 10,3 \Omega \quad (5.48)$$

$$\overline{R}_{s,pu} = \overline{R}_s \cdot \frac{S_n}{(U_{verkettet})^2} = 10,3 \Omega \cdot \frac{1035 VA}{(400 V)^2} = 0,067 p.u. \quad (5.49)$$

5.2.3 Leerlaufversuch

Die Drehzahl des Synchrongenerators wird während des Versuchs von dem drehzahl-geregelten Asynchronmotor (ASM) auf der Nenndrehzahl n_n 1500 U/min (konstant) gehalten. Die Erregerspannung U_{Fe} des Synchrongenerators wird von Null an erhöht, bis die Phasenspannung U_{1n} über 20 % der Nennspannung liegt.

Aufgrund der Hysterese ist es erforderlich, dass die Erregerspannung nur in eine Richtung verändert wird. Der Versuch entspricht dem generatorischen Leerlauf, da der Asynchronmotor (ASM) die Verluste des Synchrongenerators deckt.

Die Leerlaufverluste bestehen aus den Reibungsverlusten $P_{Reibung}$ und den Eisenverlusten P_{Fe} .

5.2.3.1 Messschaltung

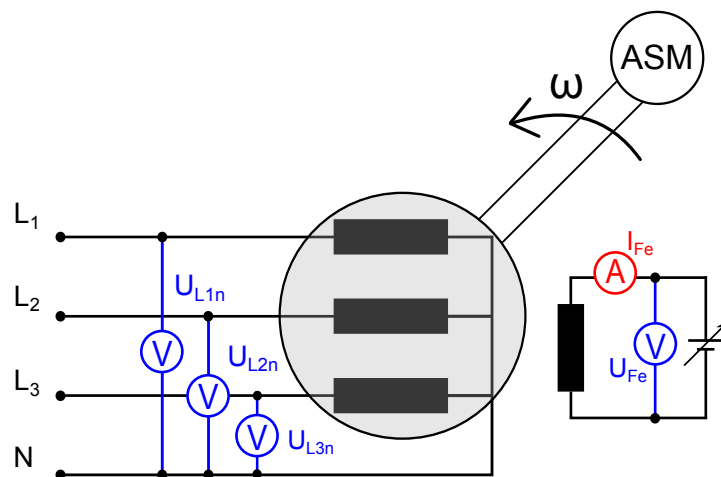


Abbildung 5.19: Messschaltung des Leerlaufversuchs des Synchrongenerators

5.2.3.2 Messergebnisse

Die aufgezeichneten Messwerte des Leerlaufversuchs, bei der Nenndrehzahl n_n von 1500 U/min, befinden sich in Tabelle 5.10. Die gemessene Ständerspannung bei einem Erregerstrom I_{Fe} von 0 A weist auf die vorhandene Remanenzspannung des Synchrongenerators hin.

Eingestellte Werte		Gemessene Werte			
Messung	Erregerspannung	Erregerstrom	Ständerspannung		
Nr.	U_{Fe}	I_{Fe}	U_{1n}	U_{2n}	U_{3n}
-	V_{DC}	A_{DC}	V	V	V
1.	0,00	0,00	3,70	3,71	3,70
2.	1,53	0,02	10,26	10,28	10,26
3.	2,79	0,03	17,30	17,32	17,29
4.	5,51	0,07	33,69	33,72	33,66
5.	7,10	0,09	44,99	45,04	44,95
6.	9,62	0,12	63,08	63,16	63,01
7.	10,78	0,14	71,44	71,53	71,35
8.	12,31	0,16	81,90	82,01	81,79
9.	15,26	0,20	101,93	102,09	101,77
10.	17,13	0,22	114,20	114,39	114,00
11.	18,32	0,24	121,82	122,04	121,60
12.	21,36	0,28	140,33	140,61	140,06
13.	24,69	0,32	159,49	159,86	159,15
14.	29,11	0,38	182,14	182,63	181,72
15.	33,19	0,44	200,71	201,36	200,24
16.	35,64	0,47	210,69	211,43	210,23
17.	41,63	0,55	230,77	231,80	230,44
18.	44,13	0,59	238,01	239,25	237,82
19.	49,43	0,66	250,43	252,05	250,55
20.	55,37	0,73	261,35	263,41	261,87
21.	59,37	0,79	267,24	269,59	268,05

Tabelle 5.10: Vollständige Tabelle des generatorischen Leerlaufversuchs des Synchrongenerators bei Nenndrehzahl n_n

5.2.4 Kurzschlussversuch

Der Kurzschlussversuch ist theoretisch bei jeder beliebigen Drehzahl möglich, da die induzierte Polradspannung \underline{U}_p und die stationäre Kurzschlussreaktanz X_d bei sehr kleinen Ständerwiderständen R_s drehzahlunabhängig sind (siehe Gleichung 5.50).

$$\underline{U}_p = k \cdot \Phi \cdot \omega \quad (5.50)$$

$$I_{KS} = \frac{\underline{U}_p}{X_L} = \frac{k \cdot \Phi \cdot \omega}{\omega \cdot L} = \frac{k \cdot \Phi}{L} \quad (5.51)$$

Der Faktor k fasst alle Geometriefaktoren des Synchrongenerators zusammen [39]. Dieser Versuch wird bei Nenndrehzahl $n_n = 1500 \text{ U/min}$ durchgeführt. Um eine Überlastung des Generators im Kurzschlussversuch zu vermeiden, wird die Erregerspannung U_{Fe} bis höchstens 66 % des Ständernennstroms I_n des Generators erhöht. Der Ständernennstrom I_n des Generators beträgt $I_n = 1,50 \text{ A}$.

$$I_{Grenze} = I_n \cdot 0,66 = 1,50 \text{ A} \cdot 0,66 \approx 1 \text{ A} \quad (5.52)$$

Daraus folgt, dass der Versuch bei ca. 1 A Kurzschlussstrom beendet wird. Die benötigte Erregerspannung U_{Fe} , um den Nennstrom zu erreichen, wird durch Extrapolation ermittelt.

5.2.4.1 Messschaltung

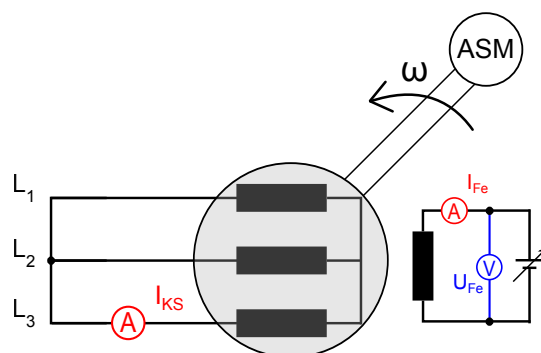


Abbildung 5.20: Messschaltung des 3-poligen Kurzschlussversuchs

5.2.4.2 Messwerte

Eingestellte Werte		Gemessene Werte	
Messung	Erregerspannung	Erregerstrom	Kurzschlussstrom
Nr.	U_f	I_f	I_{KS}
-	V_{DC}	A_{DC}	A
1.	26,27	0,351	0,4
2.	40	0,54	0,66
3.	60	0,8	1

Tabelle 5.11: Messwerte des ständerseitigen 3-poligen Kurzschlussversuchs bei Nenndrehzahl n_n

Mit Hilfe der zuvor aufgenommenen Messwerte des dreipoligen Kurzschlussversuchs aus Tabelle 5.11 werden nun die folgenden fehlenden Messwerte durch Extrapolation in Tabelle 5.12 ermittelt.

Extrapolierte Werte			
Extrapolation	Erregerspannung	Erregerstrom	Kurzschlussstrom
Nr.	U_f	I_f	I_{KS}
-	V_{DC}	A_{DC}	A
4.	67,5	0,9	1,125
5.	75	1	1,25
6.	82,5	1,1	1,375
7.	90	1,2	1,5

Tabelle 5.12: Extrapolation des Kurzschlussstroms I_{KS} und der Erregerspannung U_{Fe} des 3-poligen Kurzschlussversuchs

Durch Gleichung 5.53 lässt sich die ungesättigte Reaktanz $X_{d,unsat,pu}$ durch das Verhältnis der beiden herausgemessenen Leerlaufströme (I_{2k} und $I_{20\delta'}$) berechnen.

$$X_{d,unsat,pu} = \frac{I_{2k}}{I_{20\delta'}} = \frac{1,165 \text{ A}}{0,4555 \text{ A}} = 2,56 \text{ p.u.} \quad (5.53)$$

$$X_{d,unsat} = X_{d,unsat,pu} \cdot \frac{(U_{verkettet})^2}{S_n} = 2,56 \text{ p.u.} \cdot \frac{(400 \text{ V})^2}{1035 \text{ VA}} = 396 \Omega \quad (5.54)$$

$$(5.55)$$

Bei Kurzschlussrechnungen bzw. in Simulationsprogrammen wird meist die gesättigte, synchrone Reaktanz $X_{d,sat}$ herangezogen, da sich diese auf den Betriebspunkt bezieht. Die ungesättigte Reaktanz $X_{d,unsat}$ ist im unteren Bereich der Leerlaufkennlinie linear, weicht aber um den Betriebspunkt von der gesättigten Reaktanz $X_{d,sat}$ ab.

Die Berechnung der gesättigten Reaktanz $X_{d,sat,pu}$ zeigt Gleichung 5.56. Der benötigte Leerlaufstrom I_{20} ist aus der Leerlaufkennlinie bei Nennspannung zu entnehmen [40], [39].

$$X_{d,sat,pu} = \frac{I_{2k}}{I_{20}} = \frac{1,165 \text{ A}}{0,563 \text{ A}} = 2,07 \text{ p.u.} \quad (5.56)$$

$$X_{d,sat} = X_{d,sat,pu} \cdot \frac{(U_{verkettet})^2}{S_n} = 2,07 \text{ p.u.} \cdot \frac{(400 \text{ V})^2}{1035 \text{ VA}} = 320 \Omega \quad (5.57)$$

$$(5.58)$$

Der stationäre Kurzschlussstrom $I_{k,stationär}$ pro Phase ergibt sich zu:

$$I_{k,stationär} = \frac{U_{Phase}}{X_{d,unsat}} = \frac{230 \text{ V}}{396 \Omega} = 0,58 \text{ A} \quad (5.59)$$

$$I_{k,stationär} = \frac{U_{Phase}}{X_{d,sat}} = \frac{230 \text{ V}}{320 \Omega} = 0,72 \text{ A} \quad (5.60)$$

5.2.5 Bestimmung der subtransienten Längsreaktanz X_d'' und Querreaktanz X_q''

Die subtransiente Längsreaktanz X_d'' und die Querreaktanz X_q'' des Synchrongenerators treten bei plötzlichen Laständerungen in Erscheinung.

Der Aufbau der Messschaltung - in Abbildung 5.22 ersichtlich - wird bei Stillstand $\omega = 0$ durchgeführt. Die ermittelten Reaktanzen sind im Vergleich zum Stoßkurzschluss mäßig gesättigt, da beim Stoßkurzschluss ein Vielfaches des Nennstroms fließt.

Die einphasige Speisung des Synchrongenerators erfolgt über einen einphasigen Stelltransformator. Durch Verdrehen der Welle wird in der kurzgeschlossenen Erregerwicklung eine Spannung induziert. Der maximale Erregerstrom $I_{Fe} = \max$ ergibt die subtransiente Längsreaktanz X_d'' , der minimale Erregerstrom $I_{Fe} = \min$ die subtransiente Querreaktanz X_q'' .

5.2.5.1 Messschaltung

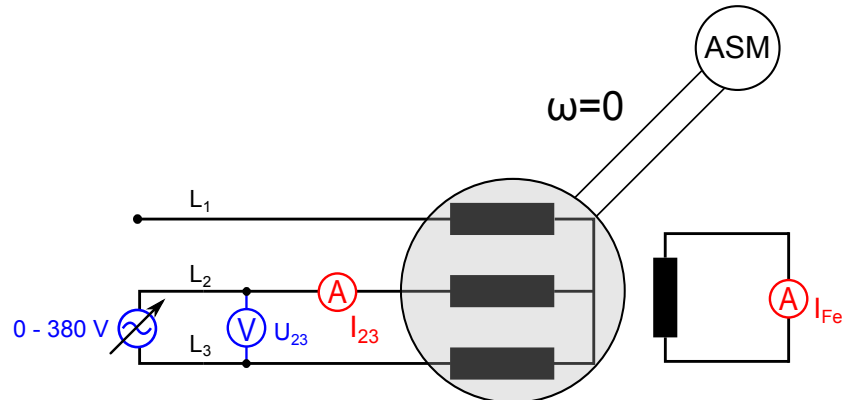


Abbildung 5.22: Messschaltung zur Ermittlung der subtransienten Längs- und Querreaktanz des Synchrongenerators

5.2.5.2 Messergebnisse

Eingestellte Werte		Gemessene Werte			Berechnete Werte
Messung	Spannung	Ständerstrom	induzierter Erregerstrom	Wirkleistung	Längsreaktanz
Nr.	U_{23}	I_{23}	I_{Fe}	P_{23}	X_d''
-	V	A	A	W	Ω
1.	5,90	0,060	0,027	0,1569	44,07
2.	8,20	0,081	0,038	0,2887	45,59
3.	10,30	0,102	0,048	0,4599	45,40
4.	15,40	0,148	0,070	1,0996	45,57

Tabelle 5.13: Berechnung der subtransienten Längsreaktanz X_d''

Eingestellte Werte		Gemessene Werte			Berechnete Werte
Messung	Spannung	Ständerstrom	induzierter Erregerstrom	Wirkleistung	Querreaktanz
Nr.	U_{23}	I_{23}	I_{Fe}	P_{23}	X_q''
-	V	A	A	W	Ω
5.	5,90	0,061	0,002	0,1537	43,73
6.	8,20	0,084	0,002	0,2903	44,26
7.	10,30	0,104	0,002	0,4528	44,88
8.	15,30	0,151	0,002	1,1074	44,46

Tabelle 5.14: Berechnung der subtransienten Querreaktanz X_q''

5.2.5.3 Berechnung

Aus der gemessenen Wirkleistung P_{23} errechnet sich der $\sin \varphi$ für die 1. Messung der subtransienten Querreaktanz X_d'' wie folgt:

$$\sin \varphi = \sqrt{1 - \left(\frac{P_{23}}{U_{23} \cdot I_{23}} \right)^2} \quad (5.61)$$

Der zuvor berechnete $\sin \varphi$ kann nun in Gleichung 5.62 eingesetzt werden:

$$X_d'' = \frac{U_{23} \cdot \sin \varphi}{2 \cdot I_{23}} = \frac{5,9 \text{ V} \cdot 0,8964}{2 \cdot 0,060 \text{ A}} = 44,07 \Omega \quad (5.62)$$

Aus dem Mittelwert der berechneten Längs- und Querreaktanzen der Tabellen 5.13 und 5.14 ergeben sich die beiden Reaktanzen in per Unit Werten.

$$X_q'' = \frac{1}{4} \cdot (44,07 \Omega + 45,59 \Omega + 45,40 \Omega + 45,57 \Omega) = 45,16 \Omega \quad (5.63)$$

$$X_q'' = X_q'' \cdot \frac{S_n}{(U_{verkettet})^2} = 45,16 \Omega \cdot \frac{1035 \text{ VA}}{(400 \text{ V})^2} = 0,292 \text{ p.u.} \quad (5.64)$$

$$X_d'' = \frac{1}{4} \cdot (43,73 \Omega + 44,26 \Omega + 44,88 \Omega + 44,46 \Omega) = 44,33 \Omega \quad (5.65)$$

$$X_d'' = X_d'' \cdot \frac{S_n}{(U_{verkettet})^2} = 44,33 \Omega \cdot \frac{1035 \text{ VA}}{(400 \text{ V})^2} = 0,287 \text{ p.u.} \quad (5.66)$$

Da es sich bei dem Synchrongenerator um einen Volltrommelläufer handelt, ist die subtransiente Längs- und Querreaktanz ungefähr gleich groß. Somit kann $X_d'' = X_q''$ gesetzt werden. Hierbei handelt es sich um mäßig gesättigte Reaktanzen. Für die Simulation wird die subtransiente Reaktanz X_d'' aus dem Stosskurzschluss verwendet.

5.2.6 Stoßkurzschluss

Der Stoßkurzschluss wird durchgeführt, um die subtransiente Reaktanz X_d'' und die transiente Reaktanz X_d' zu ermitteln. Zusätzlich können bei diesem Versuch die Zeitkonstanten dieser Reaktanzen bestimmt werden.

Die Abbildung 5.23 zeigt die Messschaltung des Stoßkurzschluss-Versuchs. Der Asynchronmotor (ASM) treibt den Synchrongenerator (SG) konstant mit der Nenndrehzahl n_n des Synchrongenerators an, der Erregerstrom wird solange erhöht, bis an den Ständerwicklungen die Nennspannung des Synchrongenerators anliegt. Die Verbindungsleitungen für den Kurzschluss müssen die gleiche Länge besitzen und so kurz wie möglich sein, um den Kurzschluss so nah wie möglich am Generator durchzuführen. Der 3-polige Kurzschluss wird bei $t=0$ s eingelegt.

Der oszillographisch aufgenommene Kurzschlussstrom lässt sich durch eine Hüllkurve einschließen, dies ermöglicht die Berechnung der einzelnen Reaktanzen und Zeitkonstanten. Zusätzlich zu den Strömen werden die Ständerspannungen des Generators mitaufgezeichnet - siehe Abbildung 5.23.

Bei Synchrongeneratoren geringer Leistung wird der stationäre Kurzschlussstrom, im Vergleich zu Generatoren der MVA-Klasse, nach wenigen Perioden erreicht. Dies erschwert die Auswertung der einzelnen Parameter. Wie in Kapitel 2.4.2 beschrieben, besteht der Verlauf des Kurzschlusses aus einer Stoßkurzschluss-Wechselstromkomponente und einer Stoßkurzschluss-Gleichstromkomponente. Letztere ist besonders groß, wenn der Kurzschluss im Spannungsmaximum erfolgt [38].

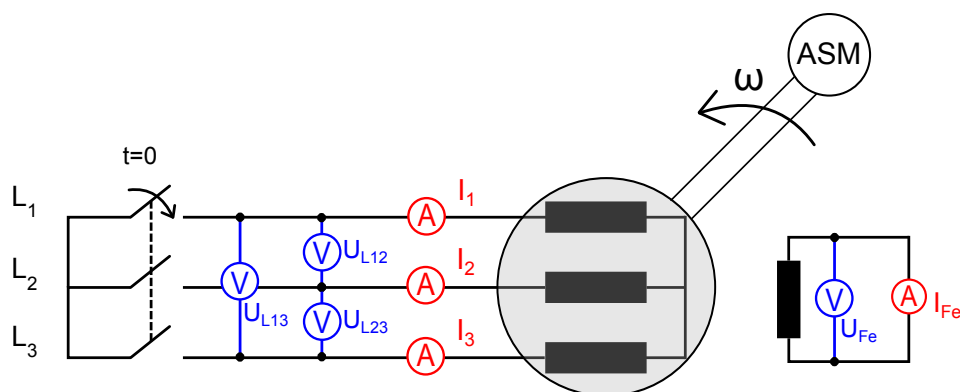


Abbildung 5.23: Messschaltung zur Ermittlung der subtransienten-, transienten Reaktanz und der jeweiligen Zeitkonstanten aus dem Stoßkurzschlussversuch

5.2.6.1 Auswertung

Der Wechselstromanteil des oszillographisch aufgenommenen Stosskurzschlusses der drei Phasen wird mittels arithmetischer Mittelwertbildung zwischen der oberen- und unteren Hüllkurve vom Gleichanteil befreit.

Der vorhandene Wechselstromanteil kann mittels halblogarithmischen Maßstab dargestellt werden. Der Wechselstromanteil subtrahiert vom transienten Anfangsstrom $I'(0)$ ergibt den Anfangswert des subtransienten Stroms $I''(0)$.

Der Effektivwert des Wechselanteil des abklingenden Stroms lässt sich durch folgende Gleichung beschreiben [12]:

$$I_k(t) = (I'' - I') \cdot e^{-t/T_d''} + (I' - I_d) \cdot e^{-t/T_d'} + I_d \quad (5.67)$$

Die transiente Reaktanz errechnet sich, wie in [41] und [42] nachzulesen ist, mittels Gleichung 5.68. Hierbei steht E für die Ständerspannung (p.u.) des Synchrongenerators vor Eintritt des Stosskurzschlusses. Der stationäre Kurzschlussstrom I_∞ wird bei dem untersuchten Synchrongenerator nach wenigen Perioden erreicht.

$$X_d' = \frac{E}{I'(0) + I_\infty} \quad (5.68)$$

$$X_d' = \frac{1 \text{ p.u.}}{2,94 \text{ p.u.} + 0,63 \text{ p.u.}} = 0,28 \text{ p.u.} \quad (5.69)$$

Da der Stromverlauf des Stosskurzschlusses sehr schnell abgeklungen ist, liegt die Zeitkonstante zwischen 10 - 15 ms. Die transiente Zeitkonstante wird mit 10 ms festgelegt.

$$T_d' = 0,01 \text{ s} \quad (5.70)$$

Die subtransiente Reaktanz X_d'' tritt zu Beginn des Kurzschlusses in Erscheinung.

$$X_d'' = \frac{E}{I''(0) + I'(0) + I_\infty} \quad (5.71)$$

$$X_d'' = \frac{1 \text{ p.u.}}{0,97 \text{ p.u.} + 2,94 \text{ p.u.} + 0,63 \text{ p.u.}} = 0,22 \text{ p.u.} \quad (5.72)$$

Die subtransiente Zeitkonstante ist jene Zeit, bis der Anfangswert des subtransienten Kurzschlussstroms $I''(0)$ den Wert $I''(0)/e^1$ erreicht, diese besitzt nun folgenden Wert:

$$T_d'' = 0,015 \text{ s} \quad (5.73)$$

5.2.7 Nullimpedanz Z^0

Bei einem 1-poligen Fehler tritt das Nullsystem Z_{SG}^0 des Synchrongenerators, bei herausgeführtem und geerdeten Sternpunkt in Erscheinung.

Die Nullimpedanz wird im Stillstand gemessen, die Erregerwicklung ist kurzzuschließen. Der Synchrongenerator wird einphasig mittels Reihenschaltung der Ständerwicklung betrieben, dabei wird der Strom I_{13} , die Spannung U_{13} zwischen den beiden Phasen gemessen und die Wirkleistung P mitaufgezeichnet. Der Schaltungsaufbau befindet sich in Abbildung 5.24 [38].

5.2.7.1 Messschaltung

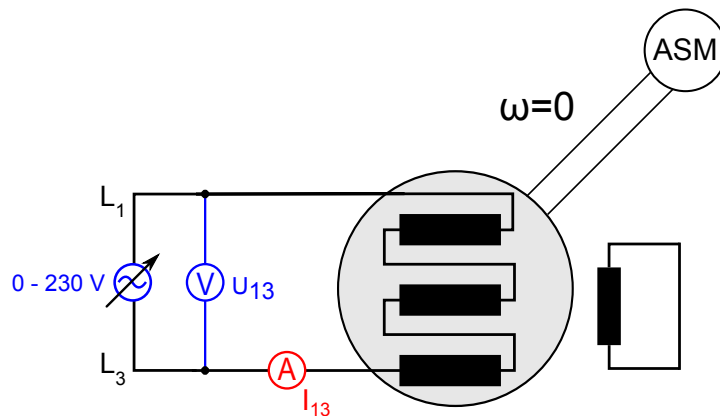


Abbildung 5.24: Messschaltung zur Ermittlung der Nullimpedanz Z_{SG}^0 des Synchrongenerators im Stillstand

5.2.7.2 Messwerte

Eingestellte Werte		Gemessene Werte		Berechnete Werte
Messung	Netzspannung	Phasenstrom	Wirkleistung	Nullimpedanz
Nr.	U_{13}	I_{13}	P	Z_{SG}^0
-	V	A	W	Ω
1	25,2	0,161	1,60	48

Tabelle 5.15: Messwert der Nullimpedanz Z_{SG}^0

5.2.7.3 Berechnung

Der $\sin \varphi$ errechnet sich aus der mitgemessenen Leistung - wie in Tabelle 5.15 ersichtlich ist - zu:

$$\sin \varphi = \sqrt{1 - \left(\frac{P}{U_{13} \cdot I_{13}} \right)^2} = \sqrt{1 - \left(\frac{1,6}{25,2 \text{ V} \cdot 0,162 \text{ A}} \right)^2} = 0,919 \quad (5.74)$$

Die Ständerwicklungen des Synchrongenerators sind in Serie geschaltet, die Impedanz berechnet sich gemäß in Gleichung 5.75:

$$Z_{SG}^0 = \frac{U_{13} \cdot \sin \varphi}{3 \cdot I_{13}} = \frac{25,2 \text{ V} \cdot 0,919}{3 \cdot 0,161 \text{ A}} = 48 \Omega \quad (5.75)$$

$$Z_{SG,pu}^0 = Z_{SG}^0 \cdot \frac{S_n}{(U_{verkettet})^2} = 48 \Omega \cdot \frac{1035 \text{ VA}}{(400 \text{ V})^2} = 0,31 \text{ p.u.} \quad (5.76)$$

Die Nullimpedanz Z_{SG}^0 des Synchrongenerators kann in einen Nullsystem-Widerstand R_{SG}^0 und in eine Nullsystem-Reaktanz X_{SG}^0 , aufgrund der herausgemessenen Phasenverschiebung von $66,7^\circ$ zwischen dem Strom I_{23} und der Spannung U_{23} , aufgeteilt werden:

$$R_{SG}^0 = Z_{SG}^0 \cdot \cos \varphi = 48 \Omega \cdot \cos (66,7^\circ) = 19 \Omega \quad (5.77)$$

$$X_{SG}^0 = Z_{SG}^0 \cdot \sin \varphi = 48 \Omega \cdot \sin (66,7^\circ) = 44 \Omega \quad (5.78)$$

5.3 Trägheitskonstante H des Generators und des Antriebsmotors

Wie in Kapitel 2.4.7 beschrieben, besteht die Gesamtträgheitskonstante H_{GES} aus der Trägheitskonstante des Synchrongenerators H_{SG} und jener des Asynchronmotors H_{ASM} , der als Antriebsmaschine dient. Die gesamte Trägheitskonstante kann rechnerisch bzw. messtechnisch ermittelt werden:

- Rechnerisch über die geometrischen Abmessungen des Antriebsstrangs
- Messtechnisch durch den Auslaufversuch

Der Auslaufversuch bei diesem Generator ist nur schwer möglich, da der Synchrongenerator bei einer Drehzahl von $n=1800$ U/min in vier Sekunden bereits stillsteht.

Aufgrund dieser Tatsache errechnet sich die Gesamtträgheitsmasse aus den geometrischen Abmessungen. Die Abbildung 5.25 zeigt die Form der Welle des Synchrongenerators (SG) und des Asynchronmotors (ASM). Die Welle besitzt die Form eines Zylinders, an den Enden befindet sich jeweils ein Flansch. Eine Kupplungsmanschette verbindet beiden Wellen miteinander - siehe Abbildung 5.25.

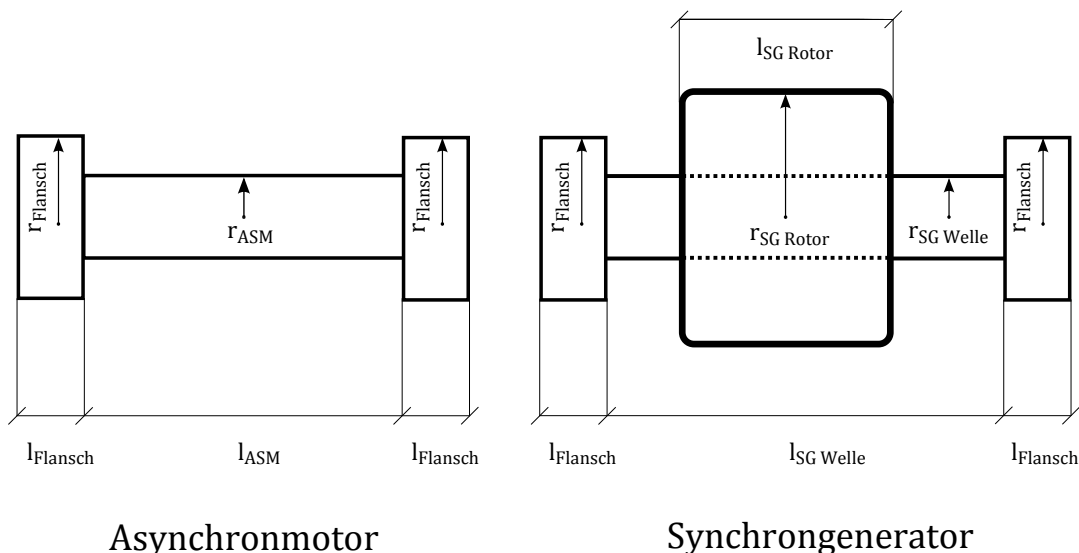


Abbildung 5.25: Wellenstruktur des Asynchronmotors (ASM) und des Synchrongenerators (SG)

5.3.0.4 Gemessene Parameter

In Tabelle 5.16 sind die benötigten Parameter zur Berechnung der Trägheitskonstante H_{Ges} aufgelistet:

Bezeichnung	Wert	Einheit
$r_{Flansch}$	2,6	cm
$l_{Flansch}$	1,52	cm
r_{ASM}	1,2	cm
l_{ASM}	36	cm
$r_{SG\ Rotor}$	4,475	cm
$l_{SG\ Rotor}$	18	cm
$r_{SG\ Welle}$	1,5	cm
$l_{SG\ Welle}$	43	cm

Tabelle 5.16: Abmessungen der einzelnen Maschinenteile des Asynchronmotors ASM und des Synchrongenerators SG

Aus den geometrischen Abmessungen des Datenblattes der Firma Lucas-Nülle errechnet sich das Verhältnis zwischen der Rotorfläche A_{Rotor} und der Gesamtfläche der Nuten $A_{GES,Nut}$ wie folgt.

$$A_{Rotor} = r_{SG\ Rotor}^2 \cdot \pi = (44,75\ mm)^2 \cdot \pi = 6291,2\ mm^2 \quad (5.79)$$

$$A_{Nut} = l_{Nut} \cdot b_{Nut} = 9,058\ mm \cdot 21,9\ mm = 198,4\ mm^2 \quad (5.80)$$

Die Rotorwicklung des Synchrongenerators befindet sich in den 18 Nuten des Rotors und füllt diese voll aus. Die Gesamtfläche der Nuten ergibt sich zu:

$$A_{GES,Nut} = 18 \cdot A_{Nut} = 18 \cdot 198,4\ mm^2 = 3571,2\ mm^2 \quad (5.81)$$

Das Verhältnis zwischen der Nut und dem Rotor gibt an, wie viel Kupfer bezogen auf Stahl verwendet wurde.

$$\text{Verhältnis} \left(\frac{\text{Nut}}{\text{Rotor}} \right) = \left(\frac{A_{\text{Nut GES}}}{A_{\text{GES}}} \right) = \frac{3571,2 \text{ mm}^2}{6291,2 \text{ mm}^2} = 0,57 \quad (5.82)$$

Aus diesem Verhältnis ergibt sich die Materialdichte ρ_{SM} der Synchrongeneratorwelle, diese kann gemäß 5.83 berechnet werden:

$$\begin{aligned} \rho_{SM} &= \rho_{\text{Stahl}} \cdot 0,43 + \rho_{\text{Kupfer}} \cdot 0,57 = 7,850 \text{ g/cm}^3 \cdot 0,43 + 8,920 \text{ g/cm}^3 \cdot 0,57 \\ \rho_{SM} &= 8,46 \text{ g/cm}^3 \end{aligned} \quad (5.83)$$

Die Welle des Asynchronmotors besteht aus reinem Stahl, der Flansch aus Gusseisen und die Kupplungsmanschette aus Kunststoff. Die Kupplungsmanschette wird aufgrund des geringen Gewichtes vernachlässigt.

$$\begin{aligned} m_{ASM} &= \rho \cdot V = \rho_{\text{Stahl}} \cdot r_{ASM}^2 \cdot \pi \cdot l_{ASM} \\ &= 7,850 \text{ g/cm}^3 \cdot (1,2 \text{ cm})^2 \cdot \pi \cdot 36 \text{ cm} \\ &= 1,28 \text{ kg} \end{aligned} \quad (5.84)$$

$$\begin{aligned} m_{SGRotor} &= \rho \cdot V = \rho_{SGRotor} \cdot r_{SGRotor}^2 \cdot \pi \cdot l_{SGRotor} \\ &= 8,46 \text{ g/cm}^3 \cdot (4,475 \text{ cm})^2 \cdot \pi \cdot 18 \text{ cm} \\ &= 9,58 \text{ kg} \end{aligned} \quad (5.85)$$

$$\begin{aligned} m_{SG} &= \rho \cdot V = \rho_{\text{Stahl}} \cdot r_{SGWelle}^2 \cdot \pi \cdot l_{SGWelle} \\ &= 7,850 \text{ g/cm}^3 \cdot (1,5 \text{ cm})^2 \cdot \pi \cdot 43 \text{ cm} \\ &= 2,39 \text{ kg} \end{aligned} \quad (5.86)$$

$$\begin{aligned} m_{Flansch} &= \rho \cdot V = \rho_{\text{Gusseisen}} \cdot r_{Flansch}^2 \cdot \pi \cdot l_{Flansch} \\ &= 7,200 \text{ g/cm}^3 \cdot (2,6 \text{ cm})^2 \cdot \pi \cdot 1,52 \text{ cm} \\ &= 0,23 \text{ kg} \end{aligned} \quad (5.87)$$

$$\begin{aligned} m_{GES} &= m_{ASM} + m_{SGRotor} + m_{SGWelle} + 4 \cdot m_{Flansch} \\ &= 1,28 \text{ kg} + 9,58 \text{ kg} + 2,39 \text{ kg} + 4 \cdot 0,23 = 14,17 \text{ kg} \end{aligned} \quad (5.88)$$

Das Trägheitsmoment eines Zylinders mit dem Radius r ergibt sich zu:

$$\Theta = \frac{m \cdot r^2}{2} \quad (5.89)$$

Das Trägheitsmoment des Synchrongenerators Θ_{SG} und des Asynchronmotors Θ_{ASM} besteht aus der Summe der zuvor beschriebenen Gleichungen 5.84, 5.85, 5.86 und 5.87.

$$\begin{aligned} \Theta_{SG} &= \frac{m_{SG \text{ Rotor}} \cdot r_{SG \text{ Rotor}}^2}{2} + \frac{m_{SG \text{ Welle}} \cdot r_{SG \text{ Welle}}^2}{2} + 2 \cdot \frac{m_{\text{Flansch}} \cdot r_{\text{Flansch}}^2}{2} \\ &= \frac{9,58 \text{ kg} \cdot (4,475 \text{ cm})^2}{2} + \frac{2,39 \text{ kg} \cdot (1,5 \text{ cm})^2}{2} + 2 \cdot \frac{0,23 \text{ kg} \cdot (2,6 \text{ cm})^2}{2} \\ &= 100,2 \text{ kgcm}^2 = 0,01002 \text{ kgm}^2 \end{aligned} \quad (5.90)$$

$$\begin{aligned} \Theta_{ASM} &= \frac{m_{ASM} \cdot r_{ASM}^2}{2} + 2 \cdot \frac{m_{\text{Flansch}} \cdot r_{\text{Flansch}}^2}{2} \\ &= \frac{1,28 \text{ kg} \cdot (1,2 \text{ cm})^2}{2} + 2 \cdot \frac{0,23 \text{ kg} \cdot (2,6 \text{ cm})^2}{2} \\ &= 2,48 \text{ kgcm}^2 = 0,000248 \text{ kgm}^2 \end{aligned} \quad (5.91)$$

Durch die in Gleichung 5.90 und 5.91 dargestellten Ergebnisse errechnet sich das Gesamtträgheitsmoment aus der Summe der angreifenden Momente:

$$\begin{aligned} \Theta_{GES} &= \sum_{i=1}^n \Theta_i = \Theta_{ASM} + \Theta_{SG} \\ \Theta_{GES} &= 0,01002 \text{ kgm}^2 + 0,000248 \text{ kgm}^2 = 0,0103 \text{ kgm}^2 \end{aligned} \quad (5.92)$$

Der Zusammenhang zwischen der Trägheitskonstanten H_{GES} und der Anlaufzeitkonstante T_J ist in Gleichung 5.93 dargestellt:

$$T_J = \frac{\Theta_{GES} \cdot \omega_{mech}^2}{S_n \cdot p^2} \quad H_{GES} = \frac{1}{2} \cdot T_J \quad (5.93)$$

In Anbetracht des Zusammenhangs in Gleichung 5.93 ergibt sich die Trägheitskonstante H_{GES} zu 0,12 s - siehe Gleichung 5.94 und 5.95 und

$$T_j = \frac{0,0103 \text{ kg m}^2 \cdot (2 \cdot \pi \cdot 50 \text{ s}^{-1})^2}{1035 \text{ VA} \cdot 2^2} = 0,246 \text{ s} \quad (5.94)$$

$$H_{GES} = \frac{1}{2} \cdot T_j = 0,12 \text{ s} \quad (5.95)$$

6 Schlussfolgerungen

Die zu Beginn dieser Arbeit gestellten Forschungsfragen werden hier diskutiert und zusammengefasst.

Ist der Erdkurzschlussstrom des Synchrongenerators im Microgrid-Betrieb ausreichend, um die vorgelagerte Sicherung auszulösen?

Der 1-polige Erdkurzschlussstrom der untersuchten Synchrongeneratoren (1-kVA) ist nicht ausreichend, um die vorgelagerte Schmelzsicherung auszulösen. Dies ist auf die sehr kleine subtransiente Zeitkonstante T_d'' (0,0015 s) und auf die transiente Zeitkonstante T_d' (0,01 s) dieses kleinen Synchrongenerators zurückzuführen.

Generatoren der MVA-Klasse besitzen subtransiente Zeitkonstanten T_d'' im Bereich von 0,03 s bis 0,12 s, die transiente Zeitkonstante T_d' liegt zwischen 0,4 s und 1,7 s [14]. Dies bedeutet, dass Generatoren der MVA-Klasse aufgrund der längeren Zeitkonstanten einen genügend hohen Kurzschlussstrom zur Verfügung stellen, so dass die vorgeschaltete Sicherung bei richtiger Dimensionierung auslöst. Da jedoch Synchrongeneratoren (geringer) Leistung als dezentrale Einspeiser im Smart-Grid vorgesehen sind, ist die Problematik der fehlenden Kurzschlussleistung im Falle eines Fehlers zu berücksichtigen.

Auch der stationäre Erdkurzschlussstrom der untersuchten Synchrongeneratoren ist zu gering, um eine Überlast-Auslösung der vorgelagerten Sicherung zu erreichen. Die Synchrongeneratoren ($I_{n,SG} = 1,50$ A) müssten mit einer Schmelzsicherung mit einem Nennstrom < 2 A abgesichert werden, um eine Abschaltung im Erdkurzschlussfall zu erreichen. Durch die Verwendung dieser Schmelzsicherung wäre es möglich, dass der Kurzschlussstrom bei einem 1-poligen Erdkurzschluss die Sicherung zum Schmelzen bringt.

Eine weitere Möglichkeit, um die Zeitkonstanten zu erhöhen und eine Auslösung der vorgelagerten Sicherung zu erreichen, besteht darin, die Maschine neu zu bewickeln sowie den Querschnitt der einzelnen Leiter zu vergrößern. Dadurch wird der ohmsche Widerstand verringert und durch diese Vorgangsweise eine Vergrößerung der Zeitkonstanten und eine Vergrößerung des Kurzschlussstroms erreicht.

Ist es möglich, ein Microgrid, das nur mit kleinen Synchrongeneratoren ausgerüstet ist, mit konventionell ausgelegten Schutzmaßnahmen sicher zu betreiben?

Das in der vorliegenden Diplomarbeit untersuchte Microgrid zeigt, dass dieses mit konventionellen Schutzsystemen (Schmelzsicherungen) nicht sicher bzw. mit der hinreichenden Zuverlässigkeit abzusichern ist.

Wie beeinflusst die Sternpunktterdung der Synchrongeneratoren die Fehlerklärung im Microgrid-Betrieb?

Die Untersuchungen haben gezeigt, dass es im Microgrid-Betrieb erforderlich ist, den Sternpunkt der Synchrongeneratoren herauszuführen, um bei einem 1-poligen Erdkurzschluss einen definierten Rückleiter für den Erdkurzschlussstrom zu erhalten. Der Erdungswiderstand $R_{MG-Slack}$ beeinflusst die Stromaufteilung an der Fehlerstelle F, dadurch können Fehlerstromschutzschalter die von Null abweichende Stromsumme detektieren und die Synchrongeneratoren rasch vom Microgrid trennen.

Ist es möglich, mittels der ermittelten charakteristischen Parameter des Transformators und des Synchrongenerators, diese anhand einer realitätskonformen dynamischen Simulation nachzubilden?

Die Simulationen bestätigen die Erkenntnisse aus den praktischen Versuchen. Dies bedeutet, dass das verwendete Modell in MATLAB/Simulink® dem realen 1-kVA-Synchrongenerator entspricht und ist daher für weitere Untersuchungen geeignet ist. Das verwendete Modell des Transformators zeigt bei einem 1-poligen Erdkurzschluss, dass der Erdkurzschlussstrom ausreicht, um die vorgelagerte Sicherung, bei richtiger Dimensionierung, durchzuschmelzen.

7 Anhang

7.1 Anhang A

In Abbildung 7.1 ist ein Teil des Laboraufbaus dargestellt. In dieser Abbildung befinden sich der Asynchronmotor (A), Synchrongenerator (B), Servo-Maschinenprüfstand (Fa. Lucas-Nülle) (C), Gleichstromquelle-Erregerspannung (D), Schutzlemente (E), Synchronisierereinrichtung (F) und Dewetron-Messgerät (G).

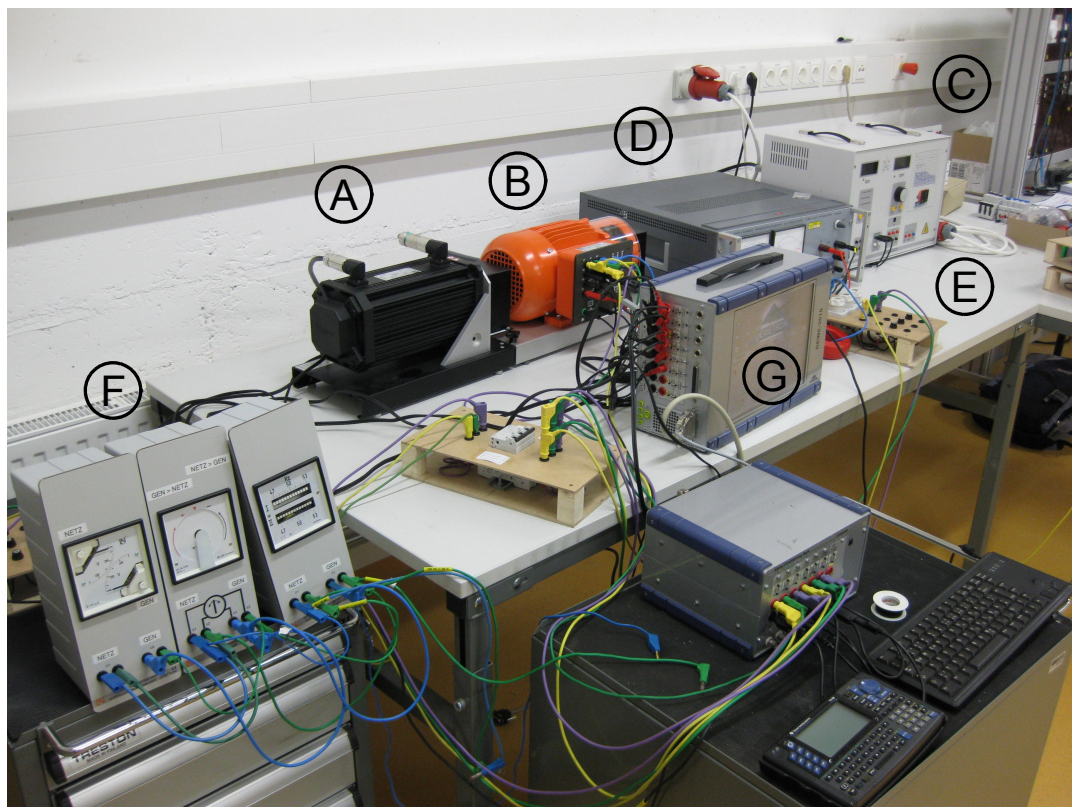


Abbildung 7.1: Teilaufbau des praktischen Versuchs

7.2 Anhang B

In Tabelle 7.1 befinden sich alle gemessenen Wicklungswiderstände des Transformators.

Messung	<i>Schenkel 1</i>			<i>Schenkel 2</i>			<i>Schenkel 3</i>		
Nr.	U	I	R	U	I	R	U	I	R
Anfang - Ende	mV	A	mΩ	mV	A	mΩ	mV	A	mΩ
AP - Anz P	75,2	1	75,2	75,0	1	75,0	74,8	1	74,8
Anz P - EP	16,8	1	16,8	17,2	1	17,2	17,4	1	17,4
AP - EP	87,5	1	87,5	85,7	1	85,7	86,4	1	86,4
A Sek1 - Anz. Sek 1	49,1	1	49,1	50,9	1	50,9	49,9	1	49,9
Anz. Sek 1 - E Sek	11,6	1	11,6	12,8	1	12,8	12,6	1	12,6
A Sek 1 - E Sek 1	56,0	1	56,0	56,7	1	56,7	57,0	1	57,0
A Sek 2 - Anz Sek 2	50,1	1	50,1	49,6	1	49,6	52,4	1	52,4
Anz Sek 2 - E Sek 2	12,2	1	12,2	12,0	1	12,0	15,9	1	15,9
A Sek2 - E Sek 2	56,3	1	56,3	57,9	1	57,9	58,6	1	58,6

Tabelle 7.1: Messergebnisse der Wicklungswiderstände des Transformators

Literaturverzeichnis

- [1] ENERGIE-CONTROL: *"Dezentrale Erzeugung in Österreich"*. 2005
- [2] FICKERT, L.: *Vorlesungsunterlagen "Dezentrale Energieerzeugung und Kraftwärmekopplung"*, Institut für Elektrische Anlagen, TU Graz. 2010
- [3] ENERGIE-CONTROL: *Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, Hauptabschnitt D4: "Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilernetzen"*. 2008
- [4] ÖVE/ÖNORM EN 50110-1: *"Betrieb von elektrischen Anlagen"*. 2007
- [5] BOLZ, W.: *"Smart Grids aus regulatorischer Sicht"*. http://www.e-control.at/en/econtrol_en/news/most-recent/smart-grid-event. – Besucht: 03.2011
- [6] *"NTP Smart Grids Austria"*. <http://www.smartgrids.at/smart-grids/>. – Besucht: 12.2010
- [7] GRIDS, European Technology Platform S.: *"Strategic Deployment Document for Europe's Electricity Networks of the Future"*. <http://www.smartgrids.eu>. – Besucht: 01.2011
- [8] INSTITUT FÜR ELEKTRISCHE ANLAGEN (Hrsg.): *Gefördertes Projekt des Klima- und Energiefond: "Personensicherheit als unabdingbare Voraussetzung für Smart Systems und verteilte Energiesysteme"*. TU Graz: Institut für elektrische Anlagen, 1. Ausschreibung, März 2008
- [9] EINFALT, A. ; LEITINGER, C. ; TIEFGRABER, D. ; GHAEMI, S.: *"ADRES Concept - Microgrid in Österreich"*. In: *Internationale Energiewirtschaftstagung - IEWT*. – 2009

- [10] ETG-TASKFORCE: *"VDE Studie Dezentrale Energieversorgung 2020"*. <http://www.vde.com/de/fg/ETG/Publicationen/Studien/Documents/MCMS/VDEStudieDezentraleEnergieversorgung2020gesamt.pdf>. – 2007
- [11] FORTESCUE, C. L.: "Method of Symmetrical Co-Ordinates Applied to the Solution of Polyphase Networks". In: *American Institute of Electrical Engineers, Transactions of the XXXVII*, Nr. 2, S. 1027 –1140. – ISSN 0096–3860. – 1918
- [12] FICKERT, L.: *Vorlesungsunterlagen "Elektrische Energiesysteme 2", Institut für Elektrische Anlagen, TU Graz*. 2004
- [13] HEUCK, K. ; DETTMANN, K.-D. ; SCHULZ, D.: *"Elektrische Energieversorgung Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis"*. Vieweg Verlag, 2007
- [14] MUCKENHUBER, R.: *Vorlesungsskript "Elektrische Anlagen 3", Institut für Elektrische Anlagen, TU Graz*. 1986
- [15] SCHWAB, A.: *"Elektroenergiesysteme"*. Springer-Verlag, 2006
- [16] HANDSCHIN, E.: *Vorlesungsskript "Elektrische Energietechnik - Gestörter Netzbetrieb" Universität Dortmund*. – 2006
- [17] TÜV-SÜDDEUTSCHLAND: *"Besonderheiten beim Einsatz von Stromerzeugungsaggregaten"*, 1999. – Besucht: 01.2011
- [18] *Pacific Crest Transformer: "Grounding transformer"*. <http://www.pacificcresttrans.com/resource-center/34/Grounding-Transformer-FAQs.html>. – Besucht: 11.2010
- [19] NELLES, D. ; TUTTAS, C.: *"Elektrische Energietechnik"*. B.G. Teubner Stuttgart, 1998
- [20] MATHWORKS: *"Matlab Dokumentation and Tutorial"*, 2010. <http://www.mathworks.com/help/techdoc/index.html>. – Besucht: 11.2010
- [21] SONG, Qipeng ; YIN, Zhongdong ; XUE, Jinhui ; ZHOU, Lixia: "Zero-sequence harmonics current minimization using zero-blocking reactor and Zig-Zag transformer". . – 2008

- [22] PARK, R. H.: "Two-reaction theory of synchronous machines generalized method of analysis-part I". In: *American Institute of Electrical Engineers, Transactions of the* 48, S. 716 –727. – ISSN 0096–3860. – 1929
- [23] BONFERT, K.: *"Betriebsverhalten der Synchronmaschine"*. Springer Verlag, 1962
- [24] LÖHLEIN, B.: *Laborunterlagen "Labor für Energie- und Automatisierungstechnik" Lehrstuhl für Mechatronik und Elektrische Antriebssysteme, Technische Universität Kaiserslautern*. http://www.eit.uni-kl.de/wcms/uploads/media/V2_Synchronmaschine_01.pdf. – Besucht: 02.2011
- [25] DOWRUEN, Arnuphap: Vorlesungsunterlagen "Elektrische Energietechnik", TU Claustal Institut für Elektrische Energietechnik. Version:1999. http://www.pes.ee.ethz.ch/fileadmin/user_upload/pes/education/fpelma/Kap5_SM.pdf. 1999. – Forschungsbericht
- [26] ÖVE/ÖNORM EN 50160: *"Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen "*. 2005
- [27] CRASTAN, V.: *"Elektrische Energieversorgung 1"*. Springer Verlag, 2009
- [28] RENNER, H.: *"Regelung und Stabilität elektrischer Energiesysteme"*. 2007
- [29] GOTTKEHASKAMP: *Vorlesungsunterlagen "Stosskurzschluss", Fachhochschule Düsseldorf*. 1999
- [30] GIESECKE, J.: *"Wasserkraftanlagen"*. Springer Verlag, 2005
- [31] ÖVE/ÖNORM E8001-1: *"Errichtung von elektrischen Anlagen mit Nennspannungen bis AC 1000 V und DC 1500 V"*. 2010
- [32] DIN VDE 0100-100: *"Errichten von Niederspannungsanlagen Teil 1 - Allgemeine Grundsätze, Bestimmungen allgemeiner Merkmale, Begriffe"*. 2009
- [33] SPRINGER, G.: *"Fachkunde Elektrotechnik"*. Verlag Europa - Lehrmittel, 1989
- [34] ÖVE/ÖNORM EN 60269-1: *"Niederspannungssicherungen"*. 2007
- [35] *Lucas Nülle Lehr- und Messgeräte GmbH: "Bedienungsanleitung Servo Maschinen-*

- prüfstand*". 2010
- [36] ÖVE/ÖNORM EN 62305-3: *"Blitzschutz Teil3 - Schutz von baulichen Anlagen und Personen"*. 2008
- [37] BCP-SWITZERLAND: *"NEPLAN Schulungsprogramm"*, www.neplan.ch/html/e/pdf_e/neplan_schulung_programm.pdf. – Besucht: 10.2010
- [38] NÜRNBERG, W. ; HANITSCH, R.: *"Die Prüfung elektrischer Maschinen"*. Springer Verlag, 2001
- [39] DANNERER, G.: *Vorlesungsunterlagen "Elektrische Maschinen und Antriebe Labor" Institut für Elektrische Antriebstechnik und Maschinen, TU Graz*. 2007. – Besucht: 12.2010
- [40] DIN EN 60034-4: *"Drehende elektrische Maschinen Teil 4 - Verfahren zur Ermittlung der Kenngrößen von Synchronmaschinen durch Messung"*. 2008
- [41] KAMWA, I. ; PILOTE, M. ; CARLE, H. ; VIAROUGE, P. ; MPANDA-MABWE, B. ; CRAPPE, M.: *"Computer software to automate the graphical analysis of sudden-short-circuit oscillograms of large synchronous machines"*. In: *Energy Conversion, IEEE Transactions on* 10, S. 399 –406. – 1995
- [42] HARRINGTON, D. ; WHITTLESEY, J. I.: *"The Analysis of Sudden-Short-Circuit Oscillograms of Steam-Turbine Generators"*. In: *Power Apparatus and Systems, Part III. Transactions of the American Institute of Electrical Engineers* 78, S. 551 –562. – 1959