

Dimensionierung von Erdungs-und Potentialausgleichsleitern

Diplomarbeit



Institut für Elektrische Anlagen
TU Graz

Betreuer:

Dipl.-Ing. Dr. techn. Ernst Schmautzer
Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Lothar Fickert
ao. Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Stephan Pack

Autor:

Tobias Haring

Institutsvorstand: Univ.-Prof. Dipl.-Ing. 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 / März - 2010



EIDESSTATTLICHE 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 entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Graz, am

.....

(Tobias Haring)

Danksagung

Diese Diplomarbeit wurde im (Studien-)Jahr 2009/2010 am Institut für Elektrische Anlagen an der Technischen Universität Graz durchgeführt.

Mein Dank gilt den Betreuern dieser Arbeit, Dipl.-Ing. Dr.techn. Ernst Schmautzer, Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. Fickert und ao. Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. Pack für die umfangreiche Unterstützung. Mein Dank gilt auch allen hier nicht namentlich genannten Mitarbeitern des Instituts für Elektrische Anlagen für Ihre Unterstützung.

Besonderer Dank gilt meiner Familie, allen voran meinen Eltern, welche mir immer mit Rat und Tat zur Seite gestanden, sowie den in den vergangenen Jahren gewonnenen Freundinnen und Freunden für ihre Unterstützung und Verständnis.

Graz, im März 2010

Tobias Haring

Kurzfassung

Moderne Erdungs- und Potentialausgleichskonzepte müssen neben den wachsenden Forderungen durch zunehmende Vermaschung und Belastung der Anlagen, auch Anforderungen auf Grund von informationstechnischen Einrichtungen erfüllen.

Diese Arbeit beschäftigt sich unter anderem mit der Problematik einer ausreichenden Dimensionierung von Erdungs- und Potentialausgleichsleitern unter dem Aspekt der thermischen Belastbarkeit mit Rücksicht auf wirtschaftliche Rahmenbedingungen. Schwerpunkt hierbei liegt auf der Erdungsleiterdimensionierung in Verteilstationen, welche in der Praxis zahlreich zur Spannungstransformation vom Mittel- in den Niederspannungsbereich anzutreffen sind. Grundlage für die Dimensionierung von stationsinternen Erdungs- und Potentialausgleichsleitern bildet das Szenario eines einpoligen Erdkurzschlusses innerhalb der Anlage. Zusätzlich zu den entsprechenden Berechnungen für eine sichere Dimensionierung wird auch auf die bestehenden normativen Vorgaben Rücksicht genommen, womit diese Arbeit eine Ergänzung der normativen Richtlinien unter Berücksichtigung der gegebenen Szenarien darstellt. Zusätzlich wurde in weiterer Folge die Möglichkeit untersucht, den Schutz von solchen Verteilstationen über Sicherungen in einem mathematischen Modell zu erfassen um einen weiteren grundlegenden Baustein für eine spätere umfassende Simulation im Bereich der Niederspannungsnetze zu schaffen. Im Rahmen einer einfachen Risikoanalyse wird hinsichtlich Berührungsspannungen auf mögliche Gefahrenquellen hingewiesen.

Abstract

Modern Earthing- and equipotential bonding concepts are confronted with an increasing intermeshing and loading of electric assets. Further they face requirements due to data processing equipment. This thesis deals with the problem of a sufficient dimensioning of earthing and equipotential conductors, with respect to thermal capacity and economic conditions. This happened with main focus on stations in distribution grids, which occur often in praxis to transform voltage from the medium voltage level to low voltage level. Basis of the dimensioning process was the single phase to earth or double fault within a station. In addition to the calculations an investigation of normative rules took place. Therefore, this paper represents a supplement to existing norms. Hence, this thesis deals with the possibility to provide characteristic curves of fuses for further implementation into simulations at low voltage level. Closing, a simple risk analysis regarding dangerous contact voltages took place.

Inhaltsverzeichnis

1	Berechnung von Kurzschlussströmen	9
1.1	Einleitung	9
1.2	Theoretische Einführung in die Kurzschlussrechnung	9
1.2.1	Methode der symmetrischen Komponenten	9
1.2.2	Abhängigkeit des Kurzschlussstromes vom Fehlerort	11
1.2.3	Zeitlicher Verlauf von Kurzschlussströmen	12
1.2.4	Berechnungsmöglichkeiten für Kurzschlussvorgänge	16
1.2.5	Bestimmende Größen für Kurzschlussvorgänge	16
1.2.6	Stosskurzschlussströme	17
1.2.7	Berechnung eines einpoligen sekundärseitigen Erdkurzschlusses mit Hilfe der symmetrischen Komponenten	19
1.2.8	Berechnung von Schleifenimpedanzen	21
1.3	Berechnung von einpoligen Erdkurzschlussströmen bei Verteiltransformatoren mit passiver Lastsituation	28
1.3.1	Einleitung	28
1.3.2	Ersatzschaltbild und Berechnung	30
1.3.3	Ergebnisse	33
1.4	Berechnung eines einpoligen sekundärseitigen Erdkurzschlusses bei Verteiltransformatoren mit nicht passiver Lastsituation	38
1.4.1	Allgemein	38
1.4.2	Ergebnisse	38
1.5	Kurzschlussströme bei aktiven Netzelementen	39
1.5.1	Berechnung der zeitlichen Verläufe von einpoligen Erdkurzschlussströmen bei Synchrongeneratoren	39
1.5.2	Implikation von unterschiedlichen Sternpunktserdungen	41
1.5.3	Kurzschlussversuch für einen Niederspannungsgenerator im Inselnetzbetrieb	43

2	Erwärmungsvorgänge bei Stromfluss in elektrischen Leitern	60
2.1	Einleitung	60
2.2	Adiabatische Erwärmung im Kurzschlussfall	60
2.3	Normativer Zugang bezüglich der Erwärmung von Leitern	63
2.3.1	ÖVE ÖNORM 8383	63
2.3.2	DIN VDE0100/540	64
2.3.3	Kommentar zu den normativ festgelegten max. Erwärmungstemperaturen	65
2.3.4	Ergebnisse der Erwärmungsberechnungen	67
3	Mechanische Belastung von Leitern bei Kurzschlussbeanspruchung	70
3.1	Einleitung	70
3.2	Mechanische Beanspruchungen von Leitern	70
3.2.1	Beidseitig eingespannter Schienen- oder Rundleiter	70
3.2.2	Kraftbeanspruchung auf Kontakte	73
3.3	Normative Bestimmungen	74
3.4	Berechnungen	74
3.4.1	Berechnung von parallelen Rundleitern mit entgegengesetzter Stromrichtung	75
3.4.2	Berechnung von parallelen Stromschienen mit entgegengesetzter Stromrichtung	75
3.4.3	Ergebnis	75
4	Auslegungsvorschlag für HH-Sicherungen	82
4.1	Einleitung	82
4.2	Nachbildung von HH-Sicherungskennlinien	83
4.2.1	Ansatz nach H.H. Johann	83
4.2.2	Erweiterter mathematischer Ansatz für HH-Sicherungen	84
4.3	Anforderungen an Sicherungen für die Verwendung in Verteilstationen	87
4.3.1	Einleitung	87
4.3.2	Bemessung für den sicheren Betrieb	88
4.3.3	Sonderfall der parallel geschalteten Transformatoren	89
4.4	Einsatzgrenzen von HH-Sicherungen in Verteilstationen	90
4.5	Resümee	91
5	Erdungsleiterdimensionierung für den Niederfrequenz-Bereich	92

5.1	Einleitung	92
5.2	Normativer Verweis	93
5.3	Abhängigkeit der Dimensionierungen von der Sternpunktserdung	93
5.4	Dimensionierungsvorschlag gemäß I^2t -Rechnung	95
5.4.1	Rechnung	95
5.4.2	Ergebnisse	97
5.5	Dimensionierungsvorschlag über die Verwendung von normspezifischen und empirischen Stromdichten	102
5.6	Vergleich der Ergebnisse und Resümee	104
6	Dimensionierung eines Potentialausgleichssystems	105
6.1	Einleitung	105
6.2	Richtlinien für die Dimensionierung des Potentialausgleichs	106
6.2.1	Allgemeine Anforderungen	106
6.2.2	Berücksichtigung transienter Ströme und Einbindung in den Blitzschutz	106
6.3	Abschätzung der Dimensionierungserfordernisse für Potentialausgleichssysteme	107
6.3.1	Beschreibung des implementierten Algorithmus	108
6.3.2	Ergebnisse	112
7	Risikoanalyse	113
7.1	Berührungsspannungen	114
7.2	Potentialverschleppung	118
7.3	Kombination von Erdungen im HS und NS-Bereich	119
8	Zusammenfassung	120
	Tabellenverzeichnis	122
	Abbildungsverzeichnis	123
	Literaturverzeichnis	129

1

Kapitel 1

Berechnung von Kurzschlussströmen

1.1 Einleitung

Elektrische Betriebsmittel müssen grundsätzlich den mechanischen und thermischen Beanspruchungen durch Kurzschlussströme standhalten. Diese Forderung begründet die Bedeutung der Berechnung der Kurzschlussströme und ihrer Wirkungen für die Bemessung aller Betriebsmittel im Netz. Die Kurzschlussfestigkeit gilt natürlich auch entsprechend für Erdungs- und Potentialausgleichsleiter, womit sich die Notwendigkeit ergibt, Szenarien zu modellieren und zu berechnen. Von größtem Interesse ist im Rahmen dieser Arbeit der einpolige Erdkurzschluss im (teil-)starr geerdeten Netzen und der Doppelerdschluss im gelöschten oder isolierten Netz.

1.2 Theoretische Einführung in die Kurzschlussrechnung

1.2.1 Methode der symmetrischen Komponenten

Ein äußerst effizientes Hilfsmittel um Kurzschlussberechnungen im Drehstrombereich durchzuführen bildet die Methode der symmetrischen Komponenten. Hierbei wird mittels Transformation aus einem dreiphasigen System ein System bestehend aus:

- Mitsystem
- Gegensystem
- Nullsystem

Die Transformationsvorschrift lautet:

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \underline{U}_0 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_{L1} \\ \underline{U}_{L2} \\ \underline{U}_{L3} \end{bmatrix} \quad (1.1)$$

Die entsprechende Rücktransformationsvorschrift ist wie folgt festgelegt:

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_{L1} \\ \underline{U}_{L2} \\ \underline{U}_{L3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \underline{a}^2 & \underline{a} & 1 \\ \underline{a} & \underline{a}^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \underline{U}_0 \end{bmatrix} \quad (1.2)$$

mit

$$\underline{a} = e^{j\frac{2\pi}{3}}$$

Abk.:

$\underline{U}_{L0}, \underline{U}_{L1}, \underline{U}_{L2}, \underline{U}_{L3}$...Strangspannungen [V]

$\underline{U}_0, \underline{U}_1, \underline{U}_2$...Spannung in Null-/Mit-/ und Gegensystem [V]

- Die Mitimpedanz \underline{Z}_1 erhält man, wenn an der Kurzschlussstelle ein mitlaufendes Spannungssystem mit $\underline{U}_{L1}, \underline{U}_{L2} = \underline{a}^2 \underline{U}_{L1}$ und $\underline{U}_{L3} = \underline{a} \underline{U}_{L1}$ angelegt wird und alle Synchron- und Asynchronmaschinen hinter ihren Innenimpedanzen $\underline{Z}_G = R_G + jX_d''$ und $\underline{Z}_M = R_M + jX_M$ kurzgeschlossen gedacht werden. Leitungskapazitäten und nichtmotorische Verbraucher im Mitsystem werden dabei nicht berücksichtigt.
- Die Gegenimpedanz \underline{Z}_2 erhält man, wenn an der Kurzschlussstelle ein gegenlaufendes Spannungssystem mit $\underline{U}_{L1}, \underline{U}_{L2} = \underline{a} \underline{U}_{L1}$ und $\underline{U}_{L3} = \underline{a}^2 \underline{U}_{L1}$ angelegt wird. Bei der Berechnung unsymmetrischer Kurzschlussströme werden alle Leitungskapazitäten und nichtmotorischen Queradmittanzen im Gegensystem vernachlässigt.
- Die Nullimpedanz \underline{Z}_0 erhält man, wenn an der Kurzschlussstelle drei in Betrag und Phase gleiche Spannungen (Spannungsnullsystem) zwischen den Leitern und den gemeinsamen Rückleitern (Erde, Erdungsanlage, Nulleiter, Erdseile, Kabelmäntel, Kabelbewehrungen usw.) angelegt werden. Bei der Berechnung unsymmetrischer Kurzschlussströme müssen, wie im einpoligen Fall, die Leitungskapazitäten und nichtmotorischen Queradmittanzen im Nullsystem grundsätzlich berücksichtigt werden.

Mit-/Gegen- und Nullsystem spielen im Rahmen dieser Arbeit vor allem bei Transformatoren und Generatoren eine bedeutende Rolle, da sie sich im Falle des Kurzschlusses neben der Abhängigkeit von der jeweiligen Verschaltung auch im zeitlichen Verlauf unterscheiden.

Je nach Schaltgruppe des Transformators können in der Literatur die entsprechenden Transformationsvorschriften nachgeschlagen werden [21].

Als wichtige Grundregel gilt, dass Transformatoren ohne beidseitige Verbindung des Sternpunkts über ein Erdungssystem nicht in der Lage sind ein Nullsystem zu übertragen.

1.2.2 Abhängigkeit des Kurzschlussstromes vom Fehlerort

Ein wesentlicher Punkt für die erfolgreiche Dimensionierung eines Erdungssystems bildet die Ermittlung der normal zu erwartenden Kurzschlussströme. Das Erdungssystem muss diesen Belastungen entsprechend standhalten können. Bei der Berechnung der Kurzschlussströme ist es zur Charakterisierung zweckmäßig zwischen generatornahem und generatorfernem Kurzschluss zu unterscheiden [21].

- Bei einem *generatornahen* Kurzschluss gilt, dass der Wechselstromanteil vom Anfangskurzschlusswechselstrom I_k'' über den Ausschaltwechselstrom I_b und nachdem alle Ausgleichsvorgänge abgeklungen sind, bis auf den Dauerkurzschlusswechselstrom I_k abklingt. Es gilt somit im Allgemeinen: $I_k'' \geq I_b \geq I_k$. Der Gleichstromanteil nimmt von seinem Anfangswert bis auf Null ab.
- Bei einem *generatorfernen* Kurzschluss gilt, dass der Wechselstromanteil im Kurzschlussstrom weitgehend konstant bleibt, so dass der Anfangskurzschlusswechselstrom I_k'' , der Ausschaltwechselstrom I_b und der Dauerkurzschlussstrom I_k etwa gleich groß sind: $I_k'' \sim I_b \sim I_k$. Auch hier klingt der Gleichstromanteil von seinem Anfangswert bis auf Null ab.

Wenn Betrachtungen für das Erdungssystem einer Anlagen angestellt werden, ist die logische Konsequenz, dass hierfür nur ein *generatornaher* Kurzschluss in Frage kommt.

1.2.3 Zeitlicher Verlauf von Kurzschlussströmen

Allgemein

Der zeitliche Verlauf von Kurzschlussströmen, $i_k(t)$, lässt sich nach [21] allgemein wie folgt beschreiben:

$$i_k(t) = i_{kw}(t) + i_{kg}(t) = \sqrt{2}[I_k'' - I_k' e^{-t/T_d''} + (I_k' - I_k) e^{-t/T_d'} + I_k] \sin(\omega t + \varphi_u - \gamma) + \sqrt{2}I_k'' e^{-t/T_g} \sin(\gamma - \varphi_u) \quad (1.3)$$

mit

I_k'' ...Stoßkurzschluss-Wechselstrom (subtransienter Kurzschlusswechselstrom) [A]

I_k' ...Übergangskurzschluss-Wechselstrom (transienter Kurzschlusswechselstrom) [A]

I_k ...Dauerkurzschlussstrom [A]

T_d'' ...Subtransient-Kurzschlusszeitkonstante [s]

T_d' ...Transient-Kurzschlusszeitkonstante [s]

T_g ...Gleichstromzeitkonstante [s]

φ_u ...Spannungswinkel bei Kurzschlusseintritt

γ ...Impedanzwinkel, $\gamma = \frac{X}{R}$

ω ...Kreisfrequenz [1/s]

$i_{kw}(t)$ bzw. $i_{kg}(t)$...Wechsel- und Gleichstromanteil des Kurzschlussstromes.

Betrachtung mit Berücksichtigung von Transformatorparametern

Von besonderem Interesse ist im Rahmen dieser Arbeit die Analyse eines einpoligen Fehlers unmittelbar nach dem sekundärseitigen Anschluss eines Transformators. Abhängig von den elektrischen Parametern des Transformators kann eine Abschätzung über die Dauer des subtransienten und transienten Bereiches des Kurzschlussstromes erfolgen, was von Bedeutung in Bezug auf die thermische Relevanz des Gleichstromglieds ist. Die in dieser Arbeit verwendeten Transformatorparameter sind in Tabelle 1.1 zusammengestellt (Quelle: [31]).

1 Berechnung von Kurzschlussströmen

S_{Nenn} [kVA]	Kurzschlussverluste bei 75 °C [W]	u_{kNenn} [%]	U_{Prim} [kV]/ U_{Sek} [kV]
100	2150	4	20/0,4
160	3100	4	20/0,4
250	4100	4	20/0,4
400	4600	4	20/0,4
630	6500	4	20/0,4
250	4450	6	20/0,4
400	6450	6	20/0,4
630	9300	6	20/0,4
1000	13500	6	20/0,4
1600	19800	6	20/0,4

Tabelle 1.1: Transformatorparameter nach [32]

Wie schon aus Gleichung 1.3 ersichtlich, beinhaltet der Kurzschlussstrom auch ein Gleichstromglied, dessen Anfangswert gleich dem Scheitelwert des stationären Kurzschlussstromes ist und das wie folgt berechnet werden kann [28]:

$$i_g = \sqrt{2} I_K e^{-t/T} \quad (1.4)$$

$$T = \frac{L}{R} = \frac{1}{\omega} \frac{u_X}{u_R} \quad (1.5)$$

Abk.:

I_K ...Effektivwert des stationären Kurzschlussstromes [A]

T ...elektrische Zeitkonstante der Wicklungen

u_X ...Streuspannungsabfall [p.u.]

u_R ...ohmscher Spannungsfall [p.u.]

$u_k = \sqrt{u_X^2 + u_R^2}$...Kurzschlussspannung [p.u.]

ω ...Kreisfrequenz [1/s]

Die thermische Relevanz des Gleichstroms lässt sich nun über den quadratischen Mittelwert dieses Stromes (I_g) ermitteln:

$$I_g = \sqrt{\frac{2I_K^2}{t} \int_0^t e^{-2t/T} dt} \quad (1.6)$$

1 Berechnung von Kurzschlussströmen

Es kann angenommen werden, dass die Kurzschlussdauer t größer ist, als die Zeitkonstante T [28]. Dadurch lässt sich der vorangegangene Ausdruck (1.6) vereinfachen zu:

$$I_g = I_K \sqrt{\frac{1}{\omega t} \frac{u_X}{u_R}} \quad (1.7)$$

Wird nun der abklingende Gleichstrom ersetzt durch einen konstanten Gleichstrom von der Größe des quadratischen Mittelwerts I_g , kann der für die Temperaturerhöhungen in den Windungen des Transformators maßgebender Strom mit

$$I'_k = \sqrt{I_K^2 + I_g^2} \quad (1.8)$$

angegeben werden. Im Falle von Verteiltransformatoren bis zu einer Größenordnung von 1600 kVA wurden in dieser Arbeit die entsprechenden Kurzschlusszeitkonstanten berechnet. Im Zuge dieser Berechnungen wurde festgestellt, dass das Gleichstromglied dieser im Vergleich zur gesamten Fehlerdauer nur einen kurzen Zeitbereich darstellt. Somit kann der Anteil des Gleichstromglieds am Gesamtstrom zu vernachlässigt werden. Wie schon aus Abb. 1.1 zu ersehen, reichen die elektrischen Zeitkonstanten der Wicklungen für die betrachteten Transformatorgrößen bis maximal 20 ms. Zwei übereinander liegende Zeitkonstanten stammen von Transformatoren gleicher Nennscheinleistung aber unterschiedlicher Kurzschlussspannung.

1 Berechnung von Kurzschlussströmen

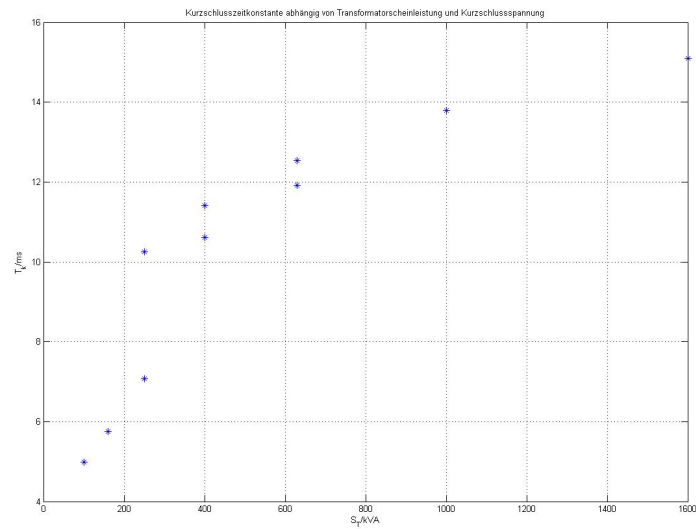


Abbildung 1.1: Kurzschlusszeitkonstanten für Transformatoren von 100kVA bis 1600kVA Nennscheinleistung

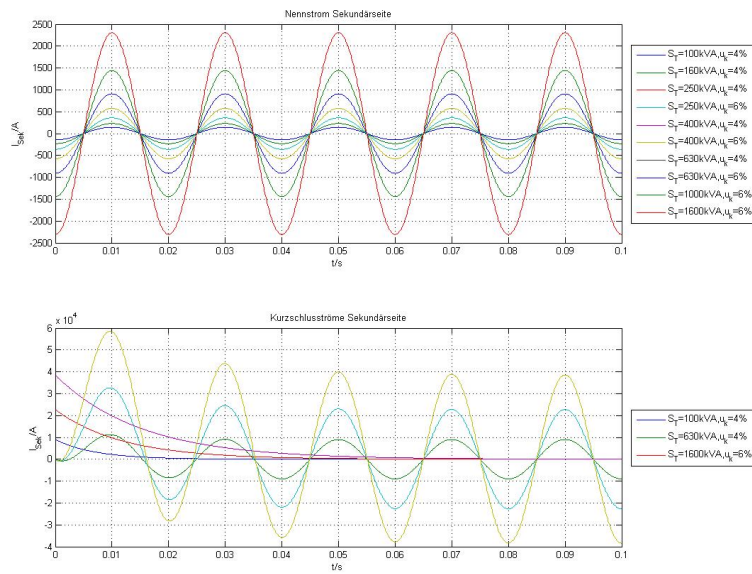


Abbildung 1.2: Ströme auf der Sekundärseite von Transformatoren nach [28] im Bereich 100kVA bis 1600kVA Nennscheinleistung

1.2.4 Berechnungsmöglichkeiten für Kurzschlussvorgänge

Berechnungsverfahren für Kurzschlussströme können der einschlägigen Literatur entnommen werden [21]. Grundsätzlich können zwei Verfahren unterschieden werden:

- Das Überlagerungsverfahren: Bei diesem Verfahren überlagert man den Netzzustand vor dem Kurzschluss mit einem Änderungszustand hervorgerufen durch den Kurzschluß. Dieser Änderungszustand ist gleichbedeutend mit der "Rückwärtseinpeisung" der Betriebsspannung an der späteren Kurzschlussstelle.
- Das Verfahren der Ersatzspannungsquelle: Die Tatsache, dass allein mit dem Änderungszustand der Kurzschlussstrom an der Kurzschlussstelle exakt berechnet werden kann, führt zu dem Ansatz, überhaupt nur im Änderungszustand des Netzes die Berechnungen durchzuführen. Um allein mit dem Änderungszustand, weitgehend unabhängig vom ungewissen vorangegangenen Betriebszustand, Berechnungen durchführen zu können, wurde dieses Verfahren entwickelt und in die Norm aufgenommen [21].

1.2.5 Bestimmende Größen für Kurzschlussvorgänge

Maßgebend für die Größe der Kurzschlussströme sind folgende Faktoren für die größten und kleinsten Kurzschlussströme:

Für die größten Kurzschlussströme gilt dass,

- der Faktor c_{max} einzuführen ist,
- der Netzaufbau und der Einsatz von Generatoren, Kraftwerksblöcken, etc. so gewählt werden soll, dass sie entsprechend zu größten Kurzschlussströmen führen,
- bei der Ersatznetzdarstellung die Impedanz klein zu wählen ist,
- die Resistanzen der Leitungen sind bei einer Temperatur von 20°C anzunehmen,
- Lichtbogenwiderstände werden nicht berücksichtigt.

Für die kleinsten Kurzschlussströme gilt dass,

- der Faktor c_{min} einzuführen ist,
- der Netzaufbau so gewählt werden soll, dass es entsprechend zu kleinsten Kurzschlussströmen kommt,

- bei der Ersatznetzdarstellung die Impedanz groß zu wählen ist,
- Motoren zu vernachlässigen sind,
- die Resistanzen der Leitungen mit der Temperatur am Ende des Kurzschlusses einzuführen sind.

1.2.6 Stosskurzschlussströme

Der Stosskurzschlussstrom i_p ist der maximal mögliche Augenblickswert des Kurzschlussstromes $i_k(t)$. Er wird mit Hilfe des Faktors κ über

$$i_p = \kappa \sqrt{2} I_k'' \quad (1.9)$$

berechnet. Die Relevanz des Stosskurzschlussstromes liegt im Gegensatz zum Dauerkurzschlussstrom nicht in der thermischen Belastung der Komponenten sondern in der mechanischen Beanspruchung von Leitern und Befestigungen. Diese Beanspruchungen wurden im Rahmen dieser Arbeit separat betrachtet und sollen als zusätzliches Kriterium als Dimensionierungs- bzw. Installationsempfehlung dienen. Die Herleitung des Faktors κ kann vereinfacht über eine R/L-Reihenschaltung nach Abb. 1.3 erfolgen.

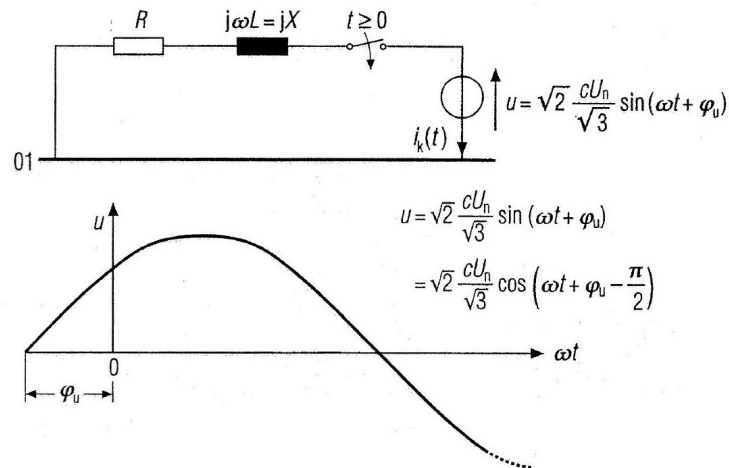


Abbildung 1.3: Ersatzschaltbild für die Berechnung des Faktors κ und zur Definition des Spannungswinkels φ_u

1 Berechnung von Kurzschlussströmen

Basierend auf Abb. 1.3 kann die Differentialgleichung (1.10) aufgestellt werden:

$$Ri_k(t) + L \frac{di_k(t)}{dt} = \sqrt{2} \frac{cU_n}{\sqrt{3}} \sin(\omega t + \varphi_u) \quad (1.10)$$

$i_k(t)$...Kurzschlussstrom [A]

c ...Spannungsfaktor

U_n ...Nennspannung [V]

φ_u ...Spannungswinkel bei Kurzschlusseintritt

Für nähere Betrachtungen bezüglich der Lösung sei auf die entsprechende Literatur verwiesen [21]. Als Lösung für den Maximalwert von κ ($\varphi_u = 0$) ergibt sich:

$$\kappa = \sin(\omega t_p - \gamma) + e^{-\frac{R}{X}\omega t_p} \sin\gamma \quad (1.11)$$

mit $\gamma = \arctan \frac{X}{R}$ und t_p als Zeitpunkt des Kurzschlusseintritts. Als numerische Näherung kann nach [5] die numerische Näherung

$$\kappa = 1,02 + 0,98e^{-3R/X} \quad (1.12)$$

verwendet werden. Für die Berechnung des Verhältnisses R/X können gemäß DIN VDE 0102 mehrere Verfahren angewendet werden:

- Methode bei einem einheitlichen Verhältnis R/X , $\kappa = \kappa_a$
- Methode bei einem Verhältnis R_k/X_k an der Kurzschlussstelle, $\kappa = 1,15\kappa_b$
- Verfahren der Ersatzfrequenz $f_c = 20Hz$ oder $f_c = 24Hz$, $\kappa = \kappa_c$

Eine weitere Möglichkeit der Bestimmung von R/X ist die Methode der unabhängigen Parallelschaltung, $\kappa = \kappa_d$ [21]. Für die Berechnungen in dieser Arbeit wurde die numerische Näherung gewählt, wobei zur Bestimmung des R/X -Verhältnisses die Methode der Ersatzfrequenz gewählt wurde. Für weitergehende Betrachtungen sei auf die entsprechende Literatur und Normung nach [2], [3], [4], [5] und [21] verwiesen.

1.2.7 Berechnung eines einpoligen sekundärseitigen Erdkurzschlusses mit Hilfe der symmetrischen Komponenten

Der in dieser Arbeit hauptsächlich betrachtete Fehlerfall des einpoligen Erdkurzschlusses, kann wie folgt dargestellt werden ([21], S.465):

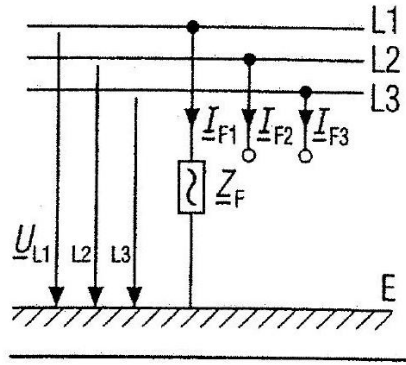


Abbildung 1.4: Ersatzschaltbild für einen einpoligen Fehler, Quelle: [21], S.465

Gemäß Abbildung 1.4 können die Fehlerbedingungen aufgestellt werden:

$$\begin{aligned} \underline{U}_{F1} &= \underline{Z}_{F1} \underline{I}_{F1} \\ \underline{I}_{F2} &= 0 \\ \underline{I}_{F3} &= 0 \end{aligned} \quad (1.13)$$

Die Transformationsvorschriften der symmetrischen Komponenten führen schließlich zu:

$$\begin{aligned} \underline{U}_{L1} &= \underline{U}_1 + \underline{U}_2 + \underline{U}_0 = \underline{Z}_F (\underline{I}_1 + \underline{I}_2 + \underline{I}_0) \\ \underline{U}_{F2} &= \underline{a}^2 \underline{I}_1 + \underline{a} \underline{I}_2 + \underline{I}_0 = 0 \\ \underline{U}_{F3} &= \underline{a} \underline{I}_1 + \underline{a}^2 \underline{I}_2 + \underline{I}_0 = 0 \end{aligned} \quad (1.14)$$

wobei diese Gleichungen nur erfüllt sein können wenn $\underline{I}_1 = \underline{I}_2 = \underline{I}_0$. Es ist also ersichtlich, dass der Kurzschlussstrom direkt über die in Reihe geschalteten Komponentennetze ermittelt werden kann.

$$\underline{I}_1 = \underline{I}_2 = \underline{I}_0 = \frac{\underline{U}_{q1}}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_0 + 3\underline{Z}_F} \quad (1.15)$$

1 Berechnung von Kurzschlussströmen

Für die Komponentenspannungen ergibt sich:

$$\begin{aligned}
 \underline{U}_1 &= \frac{\underline{Z}_2 + \underline{Z}_0 + 3\underline{Z}_F}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_0 + 3\underline{Z}_F} \underline{U}_{q1} \\
 \underline{U}_2 &= \frac{\underline{Z}_2}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_0 + 3\underline{Z}_F} \underline{U}_{q1} \\
 \underline{U}_0 &= \frac{\underline{Z}_0}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_0 + 3\underline{Z}_F} \underline{U}_{q1}
 \end{aligned} \tag{1.16}$$

Nach der Rücktransformation erhält man also für den Fehlerstromzweig:

$$\underline{I}_{F1} = 3\underline{I}_1 = \frac{\underline{U}_{q1}}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_0 + 3\underline{Z}_F} \tag{1.17}$$

Weiters kann man gemäß der Annahme $\underline{I}_{F2} = \underline{I}_{F3} = 0$ für die Zweigspannungen schreiben:

$$\begin{aligned}
 \underline{U}_{L1} &= \frac{3\underline{Z}_F}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_0 + 3\underline{Z}_F} \underline{U}_{q1} \\
 \underline{U}_{L2} &= \frac{3\underline{a}^2 \underline{Z}_F - j\sqrt{3}(\underline{Z}_2 - \underline{a}\underline{Z}_0)}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_0 + 3\underline{Z}_F} \underline{U}_{q1} \\
 \underline{U}_{L3} &= \frac{3\underline{a} \underline{Z}_F - j\sqrt{3}(\underline{Z}_2 - \underline{a}^2 \underline{Z}_0)}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_0 + 3\underline{Z}_F} \underline{U}_{q1}
 \end{aligned} \tag{1.18}$$

Abk.:

\underline{U}_{q1} ...Spannungsquelle des Mitsystems [V]

$\underline{U}_{L1}, \underline{U}_{L2}, \underline{U}_{L3}$...Phasenspannungen, Außenleiterspannungen [V]

$\underline{U}_0, \underline{U}_1, \underline{U}_2$...Spannungen Null-/Mit- und Gegensystem [V]

$\underline{I}_0, \underline{I}_1, \underline{I}_2$...Ströme Null-/Mit- und Gegensystem [A]

$\underline{Z}_0, \underline{Z}_1, \underline{Z}_2$...Null-/Mit- und Gegenimpedanz

\underline{Z}_F ...Impedanz am Fehlerort

1.2.8 Berechnung von Schleifenimpedanzen

Für die Berücksichtigung der Impedanzen innerhalb einer Fehlerschleife können im Rahmen dieser Arbeit drei wesentliche Faktoren festgemacht werden:

- Die ohmsche Komponente, welche über Leiterquerschnitt, Länge und Material ermittelt werden kann.
- Die induktive Komponente, für deren Bestimmung die Eigeninduktivität der Schleife von Relevanz ist.
- Die Berücksichtigung eines möglichen Lichtbogenwiderstandes

Andere induktive Kopplungen bzw. induktivitätsbeeinflussende bauliche Gegebenheiten werden nicht berücksichtigt. Für die Berechnung der Eigeninduktivität der Schleife bieten sich drei Möglichkeiten an:

- Die Berechnung über das Bio-Savart'sche Gesetz.
- Die Berechnung unter Nutzung des Vektorpotentials.
- Die Ermittlung mittels Simulation mit dem Verfahren der finiten Elemente.

Folgend soll für die beiden ersteren Verfahren ein theoretischer Abriss geliefert werden, um die Möglichkeiten aufzuzeigen, wie induktive Beeinflussungen quantifiziert werden können. Das Verfahren mittels finiter Elemente wird nicht aufgegriffen, da für eine Erhöhung der Genauigkeit bei beliebigen Schleifenstrukturen eine 3D-Softwareversion notwendig wäre, welche ihrerseits wieder hohe Rechenzeit und aufwendige Modellierung in Anspruch nimmt.

Allgemein zeigen sich in der Auswahl der zu berücksichtigen Parameter für die Schleifenimpedanz folgende Schwierigkeiten:

- Es lässt sich aufgrund der unterschiedlichen Strukturen der Anlagen nicht bestimmen, welcher Impedanzwert als angemessen angesehen werden kann.
- Mögliche strombeschränkende Gegebenheiten können nicht als Grund für eine Minderung der sicherheitstechnischen Querschnittserfordernisse angesehen werden.
- Es ist für die Sicherheit von Personen und Anlage erforderlich, den ungünstigsten Fall bezüglich Anlagenkonstellation und Fehlerstruktur anzunehmen.

Ermittlung der Eigeninduktivität einer Leiterschleife über das Bio-Savartsche Gesetz

Größter Nachteil dieser Methode liegt in der Einfachhaltung der Geometrie um das Problem mathematisch lösbar zu halten. Diese Vereinfachungen schlagen sich natürlich in der Genauigkeit des Verfahrens nieder. Ausgangspunkt ist der Zusammenhang zwischen magnetische Feldstärke und Stromstärke bei einem linearen Leiter. Dieser Ansatz kann für eine rechteckige Leiteranordnung wie folgt bestimmt werden [29].

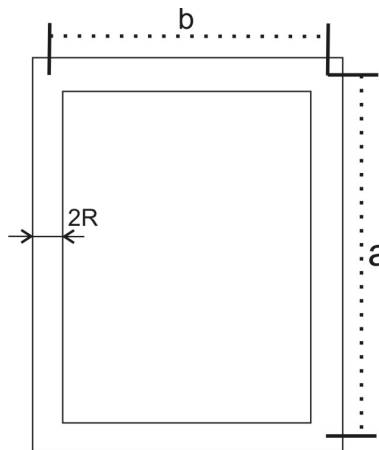


Abbildung 1.5: Prinzipskizze für die Anwendung des Bio-Savart'schen Gesetzes nach [29]

Über die magnetische Feldstärke

$$H = \frac{I}{2\pi r} \quad (1.19)$$

kann für den entsprechenden magnetischen Fluss geschrieben werden:

$$\begin{aligned} \Phi_{a1} &= \int_R^{b-R} B_a dx = \frac{\mu_0 a I}{2\pi} \int_R^{b-R} \frac{1}{x} dx \\ \Phi_{a2} &= \frac{\mu_0 a I}{2\pi} \int_R^{b-R} \frac{1}{b-x} dx \\ \Phi_a &= \Phi_{a1} + \Phi_{a2} = \frac{\mu_0 a I}{2\pi} \ln \frac{b-R}{R} \end{aligned} \quad (1.20)$$

$$\begin{aligned}
 \Phi_{b1} &= \int_R^{a-R} B_b dy = \frac{\mu_0 b I}{2\pi} \int_R^{a-R} \frac{1}{y} dy \\
 \Phi_{b2} &= \frac{\mu_0 b I}{2\pi} \int_R^{a-R} \frac{1}{a-y} dy \\
 \Phi_b &= \Phi_{b1} + \Phi_{b2} = \frac{\mu_0 b I}{2\pi} \ln \frac{a-R}{R}
 \end{aligned} \tag{1.21}$$

Womit sich für den gesamten Fluss ergibt:

$$\begin{aligned}
 \Phi_{ges} &= \Phi_a + \Phi_b = \frac{\mu_0 I}{\pi} \left(a \cdot \ln \frac{b-R}{R} + b \cdot \ln \frac{a-R}{R} \right) \\
 L &= \frac{\Phi_{ges}}{I} = \frac{\mu_0}{\pi} \left(a \cdot \ln \frac{b-R}{R} + b \cdot \ln \frac{a-R}{R} \right)
 \end{aligned} \tag{1.22}$$

Ermittlung der Eigeninduktivität einer Leiterschleife über das Vektorpotential

Die Problematik der Zuhilfenahme des Vektorpotentials liegt in der aufwendigen Implementierung von Algorithmen, welche eine Berechnung von beliebigen Schleifendimensionen zulassen würden. Für den Ansatz des Vektorpotentials muss zuerst der Zusammenhang zwischen magnetische Flussdichte und Vektorpotential hergestellt werden. Dies kann, ohne hier zu sehr die theoretischen Grundlagen der Elektrotechnik zu bemühen folgend bewerkstelligt werden [34]:

$$\begin{aligned}
 \vec{B} &= \text{rot} \vec{A} \\
 \text{div} \vec{A} &= 0
 \end{aligned} \tag{1.23}$$

Für den magnetischen Fluss gilt:

$$\begin{aligned}
 \Phi &= \int_a \vec{B} d\vec{a} \\
 &= \int_a \text{rot} \vec{A} d\vec{a}
 \end{aligned} \tag{1.24}$$

wobei letzterer Zusammenhang mit Hilfe des Stoke'schen Satzes

$$\int_a \text{rot} \vec{A} d\vec{a} = \oint \vec{A} d\vec{l} \tag{1.25}$$

umgeformt werden kann in

$$\Phi = \oint_L \vec{A} d\vec{l} \tag{1.26}$$

1 Berechnung von Kurzschlussströmen

Für die Berechnung des Vektorpotentials \vec{A} in einem Aufpunkt A kann nun weiter an-
geschrieben werden:

$$\begin{aligned}\vec{A} &= \frac{\mu}{4\pi} \int_V \frac{\vec{J}}{r} dV \\ &= \frac{\mu}{4\pi} \oint_L \frac{JA}{r} d\vec{l} \\ &= \frac{\mu I}{4\pi} \oint_L \frac{d\vec{l}}{r} \\ \vec{A}(P) &= \frac{\mu I}{4\pi} \oint_L \frac{d\vec{l}_Q}{r(P, Q)}\end{aligned}\tag{1.27}$$

Ausgehend von Gleichung 1.27 kann nun der Abbildung 1.6 folgend, ein Zusammenhang
zwischen dem Vektorpotential eines linienhaften Leiters in einem beliebig im Raum lie-
genden Aufpunkt abgeleitet werden:

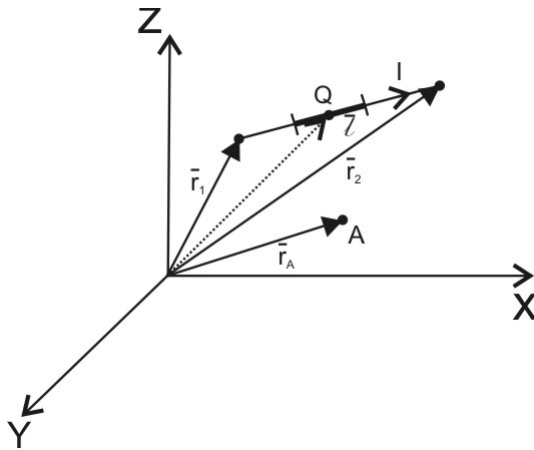


Abbildung 1.6: Prinzipskizze für die Anwendung des Vektorpotential nach [34]

$$\begin{aligned}\vec{l} &= \vec{r}_2 - \vec{r}_1 \\ \vec{r}_Q &= \vec{r}_1 + s\vec{l}\end{aligned}$$

wobei mittels des Faktors s , $0 \leq s \leq 1$, angeschrieben werden kann:

$$\frac{d\vec{r}_Q}{ds} = \vec{l}$$

Somit ergibt sich:

$$\begin{aligned}
 d\vec{r}_Q &= ds\vec{l} \\
 l_x &= x_2 - x_1 \\
 l_y &= y_2 - y_1 \\
 l_z &= z_2 - z_1 \\
 \vec{r}_{QA} &= \vec{r}_A - \vec{r}_Q = \vec{r}_A - \vec{r}_1 - s\vec{l} \\
 &= x\vec{e}_x + y\vec{e}_y + z\vec{e}_z - x_1\vec{e}_x - y_1\vec{e}_y - z_1\vec{e}_z - sl_x\vec{e}_x - sl_y\vec{e}_y - sl_z\vec{e}_z
 \end{aligned}$$

Für den Abstand zwischen Leiterpunkt und Aufpunkt kann nun weiter angeschrieben werden:

$$\begin{aligned}
 r_{QA}^2 &= (x - x_1 - sl_x)^2 + (y - y_1 - sl_y)^2 + (z - z_1 - sl_z)^2 \\
 &= (a - sl_x)^2 + (b - sl_y)^2 + (c - sl_z)^2 \\
 &= a^2 - 2asl_x + s^2l_x^2 + b^2 - 2bsl_y + s^2l_y^2 + c^2 - 2csl_z + s^2l_z^2 \\
 &= \underbrace{(a^2 + b^2 + c^2)}_q - s \underbrace{(2al_x + 2bl_y + 2cl_z)}_p + s^2 \underbrace{(l_x^2 + l_y^2 + l_z^2)}_l \\
 &= q - sp + s^2l^2 = (sl - \frac{p}{2l})^2 + q - (\frac{p}{2l})^2
 \end{aligned}$$

womit

$$r_{QA} = \sqrt{(sl - \frac{p}{2l})^2 + q - (\frac{p}{2l})^2} \quad (1.28)$$

Betrachtet man nun nochmals die Ausgangsgleichung:

$$\vec{A} = \frac{\mu I}{4\pi} \int_{s=0}^1 \frac{d\vec{s}}{r_{QA}} \quad (1.29)$$

ergibt sich eingesetzt für r_{QA} und mittels

$$\begin{aligned}
 d\vec{s} &= ds\vec{l} \\
 \vec{l} &= \vec{r}_2 - \vec{r}_1 \\
 \vec{l} &= \vec{e}_x(x_2 - x_1) + \vec{e}_y(y_2 - y_1) + \vec{e}_z(z_2 - z_1)
 \end{aligned}$$

1 Berechnung von Kurzschlussströmen

für das Vektorpotential:

$$\begin{aligned}\vec{A} &= \frac{\mu I}{4\pi} \int_{s=0}^1 \frac{d\vec{s}}{\sqrt{(sl - \frac{p}{2l})^2 + q - (\frac{p}{2l})^2}} \\ \vec{A} &= \frac{\mu I}{4\pi} \int_{s=0}^1 \frac{\vec{e}_x(x_2 - x_1) + \vec{e}_y(y_2 - y_1) + \vec{e}_z(z_2 - z_1)}{\sqrt{w^2 + k^2}} ds\end{aligned}\tag{1.30}$$

Durch Substitution von

$$\begin{aligned}w &= sl + \frac{p}{2l} \\ \frac{dw}{ds} &= l \\ ds &= \frac{dw}{l}\end{aligned}$$

folgt:

$$\vec{A} = \frac{\mu I}{4\pi} \int_{w_1}^{w_2} \frac{\vec{e}_x(\Delta x) + \vec{e}_y(\Delta y) + \vec{e}_z(\Delta z)}{\sqrt{w^2 + k^2}} dw\tag{1.31}$$

Dieses Integral kann nun weiter aufgelöst werden und es ergibt sich als Lösung:

$$\vec{A} = \frac{\mu I}{4\pi} (\vec{e}_x(\Delta x) + \vec{e}_y(\Delta y) + \vec{e}_z(\Delta z)) \ln\left(\frac{w_2 + \sqrt{w_2^2 + k^2}}{w_1 + \sqrt{w_1^2 + k^2}}\right)\tag{1.32}$$

Mit $w_1 = \frac{p}{2l}$ und $w_2 = l + \frac{p}{2l}$:

$$\vec{A} = \frac{\mu I}{4\pi} (\vec{e}_x(\Delta x) + \vec{e}_y(\Delta y) + \vec{e}_z(\Delta z)) \ln\left(\frac{(l + \frac{p}{2l}) + \sqrt{(l + \frac{p}{2l})^2 + k^2}}{(\frac{p}{2l}) + \sqrt{(\frac{p}{2l})^2 + k^2}}\right)\tag{1.33}$$

Dieser Ausdruck, eingesetzt in Gleichung 1.26 führt über Ausdruck 1.34 zur Eigeninduktivität:

$$L = \frac{\Phi}{I}\tag{1.34}$$

$$\begin{aligned}p &= 2al_x + 2bl_y + 2cl_z \\ l &= \sqrt{l_x^2 + l_y^2 + l_z^2} \\ q &= a^2 + b^2 + c^2 \\ a &= x - x_1 & b &= y - y_1 & c &= z - z_1 \\ \Delta x &= x_2 - x_1 & \Delta y &= y_2 - y_1 & \Delta z &= z_2 - z_1 \\ l_x &= x_2 - x_1 & l_y &= y_2 - y_1 & l_z &= z_2 - z_1\end{aligned}$$

Mit Hilfe des abgeleiteten Zusammenhangs könnte nun mittels geeigneter programmtechnischer Algorithmen, die Eigeninduktivität einer beliebig im Raum liegenden Schleife ermittelt werden. Um allerdings einen universellen Berechnungsapparat zu erhalten müssen komplexe Anwendungen programmiert werden, daher wurde auf die Realisierung eines derartigen Programms im Rahmen dieser Arbeit verzichtet, jedoch bilden die oben abgeleiteten Gleichungen die Grundlage für die Berechnung und zeigen eine weitere Möglichkeit der Berechnung auf.

Ermittlung des Lichtbogenwiderstandes

Für die Berechnung des Lichtbogenwiderstandes wird ein aus der Praxis bewährter Zusammenhang nach Warrington mit der Lichtbogenlänge und der Stromstärke als Variable herangezogen [23]:

$$R_{Libo} = \frac{28700 * l_{Libo}}{|I_k|^{1.4}} \quad (1.35)$$

l_{Libo} ...Lichtbogenlänge [m]

I_k ...Kurzschlussstrom [A]

1.3 Berechnung von einpoligen Erdkurzschlussströmen bei Verteiltransformatoren mit passiver Lastsituation

1.3.1 Einleitung

Um eine Dimensionierung von Erdungsleitern in Verteilstationen im MS/NS-Bereich durchführen zu können, müssen die möglichen Kurzschlussströme bei einem Kurzschluss auf der Sekundärseite des Transformators berechnet werden. Abhängig von Fehlerort und Rückleitungswiderstand ergeben sich die entsprechenden Belastungen. Wie bereits in vorangegangenen Abschnitten erwähnt, ist hierbei jedoch darauf Wert zu legen, eine realistische Spannweite an Fehlerszenarien zu berücksichtigen.

Als Fehler wurden folgende Fälle untersucht:

1. Ein einpoliger Erdkurzschluss direkt nach dem Transformator ohne Begrenzung durch einen Rückleitungswiderstand (Abb. 1.7):

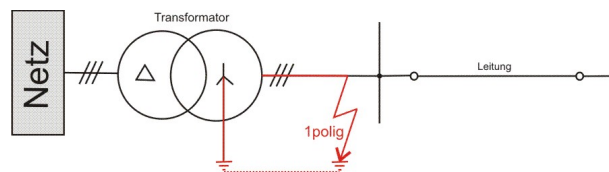


Abbildung 1.7: Prinzipskizze für die Berechnung des Kurzschlussstromes ohne Anschlussleitung und ohne Rückleitungswiderstand

2. Ein Erdkurzschluss direkt nach dem Transformator mit Begrenzung durch einen Rückleitungswiderstand, welcher den Erdungs- und Lichtbogenwiderstand beinhaltet (Abb. 1.8):

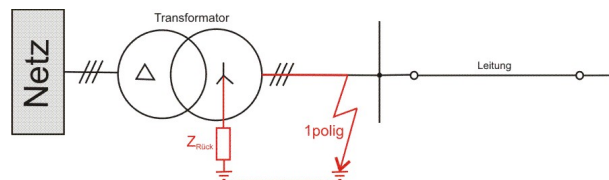


Abbildung 1.8: Prinzipskizze für die Berechnung des Kurzschlussstromes ohne Anschlussleitung und mit Rückleitungswiderstand

1 Berechnung von Kurzschlussströmen

3. Ein einpoliger Erdkurzschluss nach dem Transformator und 15m Anschlussleitung ohne Begrenzung durch einen Rückleitungswiderstand (Abb. 1.9):

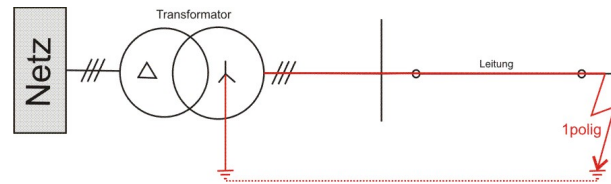


Abbildung 1.9: Prinzipskizze für die Berechnung des Kurzschlussstromes mit Anschlussleitung und ohne Rückleitungswiderstand

4. Ein einpoliger Erdkurzschluss nach dem Transformator und 15m Anschlussleitung und Begrenzung durch einen Rückleitungswiderstand, welcher den Erdungs- und Rückleitungswiderstand beinhaltet (Abb. 1.10):

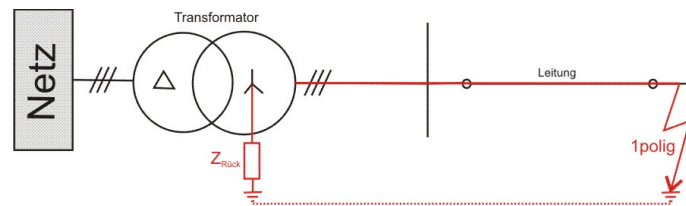


Abbildung 1.10: Prinzipskizze für die Berechnung des Kurzschlussstromes mit Anschlussleitung und mit Rückleitungswiderstand

1.3.2 Ersatzschaltbild und Berechnung

Für die Berechnung des Kurzschlussstromes können unterschiedliche Komponentenerersatzschaltbilder herangezogen werden:

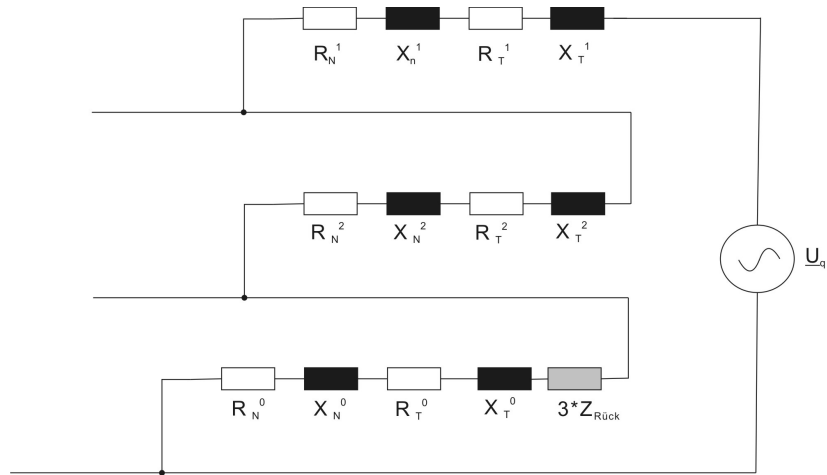


Abbildung 1.11: Ersatzschaltbild für den 1-poligen Kurzschluss ohne Anschlussleitung

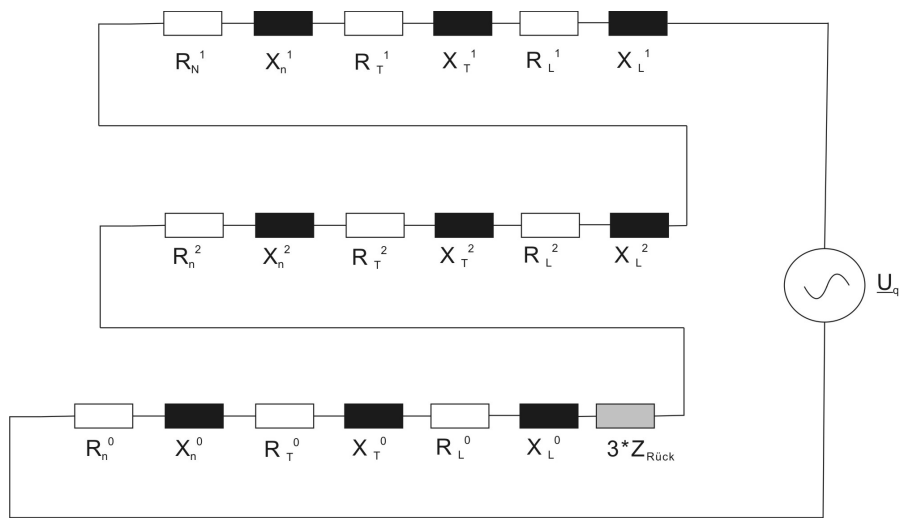


Abbildung 1.12: Ersatzschaltbild für den 1-poligen Kurzschluss mit Anschlussleitung

Für die Ersatzschaltbilder gilt, dass der Rückleitungswiderstand je nach Szenario berücksichtigt wird oder nicht.

Mit $U_q = \frac{cU_N}{\sqrt{3}}$ zur Berechnung des Kurzschlussstroms gilt folgender Zusammenhang:

Rechnung ohne Anschlussleitung

$$\begin{aligned}\underline{Z}_1 = \underline{Z}_2 &= \underline{Z}_N^1 + \underline{Z}_T^1 \\ \underline{Z}_0 &= \underline{Z}_T^0 + (3\underline{Z}_{Rück})\end{aligned}\tag{1.36}$$

Wobei sich die Variable $\underline{Z}_{Rück}$ aus einem Lichtbogenwiderstand bei einem Lichtbogen von 5cm Länge und einem Rückleitungswiderstand (Erdungsleiter, Erder, Kontakte etc.) von $15m\Omega$ zusammensetzt.

$$\underline{Z}_{Rück} = \underline{Z}_{Libo} + \underline{Z}_{Erder}\tag{1.37}$$

Der auftretende Kurzschlussstrom ergibt sich wie folgt:

$$I_k'' = \frac{c\sqrt{3}U_N}{|\underline{Z}_0 + \underline{Z}_1 + \underline{Z}_2|}\tag{1.38}$$

Rechnung mit Anschlussleitung

$$\begin{aligned}\underline{Z}_1 = \underline{Z}_2 &= \underline{Z}_N^1 + \underline{Z}_T^1 + \underline{Z}_L^1 \\ \underline{Z}_0 &= \underline{Z}_T^0 + \underline{Z}_L^0 + (3\underline{Z}_{Rück})\end{aligned}\tag{1.39}$$

womit sich mittels

$$\underline{Z}_{Rück} = \underline{Z}_{Libo} + \underline{Z}_{Erder}\tag{1.40}$$

für den Kurzschlussstrom

$$I_k'' = \frac{c\sqrt{3}U_N}{|\underline{Z}_0 + \underline{Z}_1 + \underline{Z}_2|}\tag{1.41}$$

ergibt.

Es ist schon aus dem theoretischen Zusammenhang sichtbar, dass sowohl Rückleitungswiderstand als auch Anschlussleitung eindeutig kurzschlussstromverringend wirken, wobei aus dem theoretischen Zusammenhang der symmetrischen Komponenten der Rückleitungswiderstand (bedingt durch die Definition des Nullsystems) dreifach in die Berechnung eingeht.

Stosskurzschlussstrom

Gleichung 1.9 folgend wird der Stosskurzschlussstrom berechnet, wobei der Stossfaktor κ über die Näherungsformel (1.12) nach DIN VDE 0102 ermittelt wird. Für den Stossfaktor muss hierbei der induktive Anteil (X_c), bzw. ohmsche Anteil (R_c) der Gesamtimpedanz bei einer Ersatzfrequenz (f_c) von 20 Hz ermittelt werden, um über $\frac{R}{X} = \frac{R_c f_c}{X_c f_n}$ das entsprechende Verhältnis R/X zu erhalten.

Kurzschlussstrom auf der Primärseite des Transformators

Um für die später relevante Fragestellung der Sicherungsauslösezeiten die entsprechenden Stromwerte zu erhalten, müssen diese mit dem entsprechenden Übersetzungsverhältnis auf die Primärseite umgerechnet werden. Weiters ergibt sich natürlich auch abhängig von der Schaltgruppe eine unterschiedliche Belastung der einzelnen Phasen auf der Primärseite.

Hier wurde nur der Fall einer Dy5-Schaltgruppe betrachtet, womit sich über

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_p^1 \\ \underline{I}_p^2 \\ \underline{I}_p^0 \end{bmatrix} = \frac{1}{w} \begin{bmatrix} e^{j\frac{5\pi}{6}} & 0 & 0 \\ 0 & e^{-j\frac{5\pi}{6}} & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{I_k}{3} \\ \frac{I_k}{3} \\ \frac{I_k}{3} \end{bmatrix} \quad (1.42)$$

für die Leiterströme ergibt:

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_{L1} \\ \underline{I}_{L2} \\ \underline{I}_{L3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{I}_p^1 \\ \underline{I}_p^2 \\ \underline{I}_p^0 \end{bmatrix} \quad (1.43)$$

mit $w = \frac{U_{Prim}}{U_{Sek}}$.

Für die Berechnung der Kurzschlussströme wurden neben den bekannten Werten für den Transformator in Anlehnung an [2] folgende Parameter verwendet:

- Netz: $U_N = 20kV$, $S_k'' = 250MVA$, $c=1,1$, $R_N = 0.1x_N$, $x_N = 0.995Z_N$
- Leitung: $l=15m$, $4*240mm^2$ Cu, $Z_L^1 = (0.077 + j0.079) \frac{\Omega}{km}$
- Nullsystem Leitung: $R_L^0 = 3.7R_L$, $X_L^0 = 1.81X_L$
- Nullsystem Transformator: $R_T^0 = R_T$, $X_T^0 = 0.95X_T$

1.3.3 Ergebnisse

Es ist bei allen Simulationen die dämpfende Wirkung von zusätzlichen Schleifen- und Leitungswiderstände zu ersehen. Aus simulationstechnischen Gründen musste eine Trennung zwischen den Transformatoren mit einer Nennkurzschlussspannung von 4% (Abb. 1.13, 1.14, 1.15 und 1.16) und einem $u_k = 6\%$ (Abb. 1.17, 1.18, 1.19 und 1.20) vorgenommen werden. Die oberen Graphiken stellen hierbei immer die auf der Sekundärseite, die unteren Graphiken zeigen die Ströme auf der Primärseite. Die Ergebnisse für den Dauerkurzschlussstrom werden im Kapitel 5 für die Berechnung der möglichen thermischen Belastung von Erdungsleitern verwendet. Die Berechnung der Stosskurzschlussströme wird in Kapitel 3 für die Berechnung von mechanischen Leiterverformungen verwendet.

1 Berechnung von Kurzschlussströmen

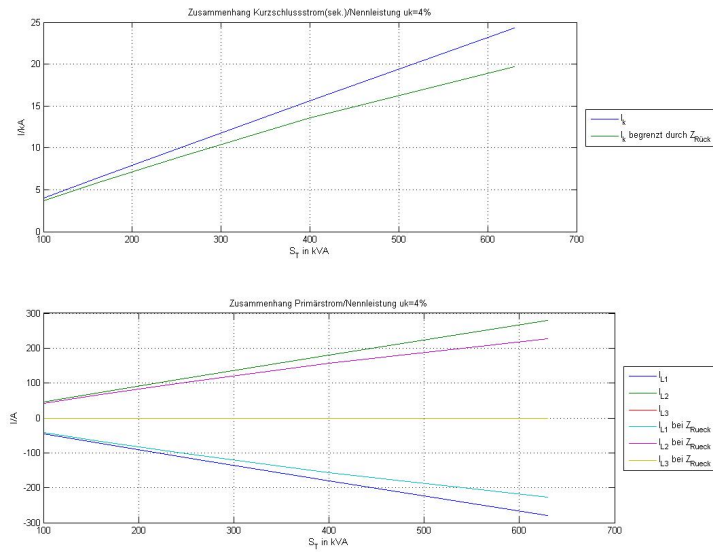


Abbildung 1.13: Zusammenhang zwischen Transformatorscheinleistung ($u_k = 4\%$) und Dauer-
kurzschlussstrom ohne zusätzliche Anschlussleitung

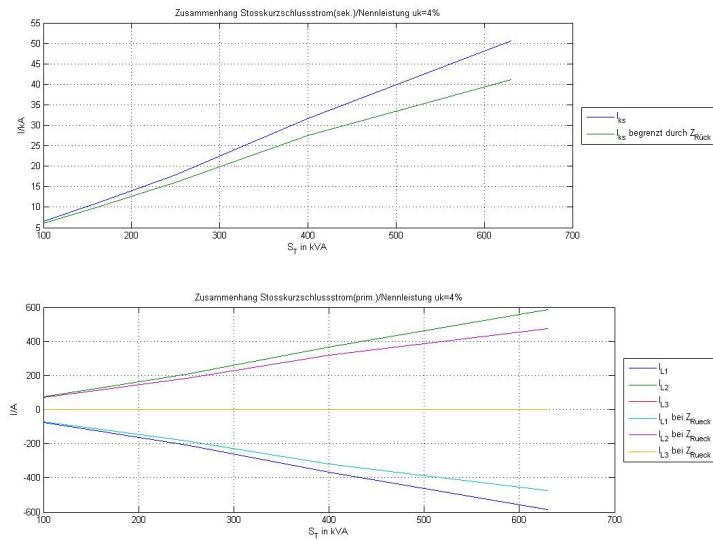


Abbildung 1.14: Zusammenhang zwischen Transformatorscheinleistung ($u_k = 4\%$) und
Stosskurzschlussstrom ohne zusätzliche Anschlussleitung

1 Berechnung von Kurzschlussströmen

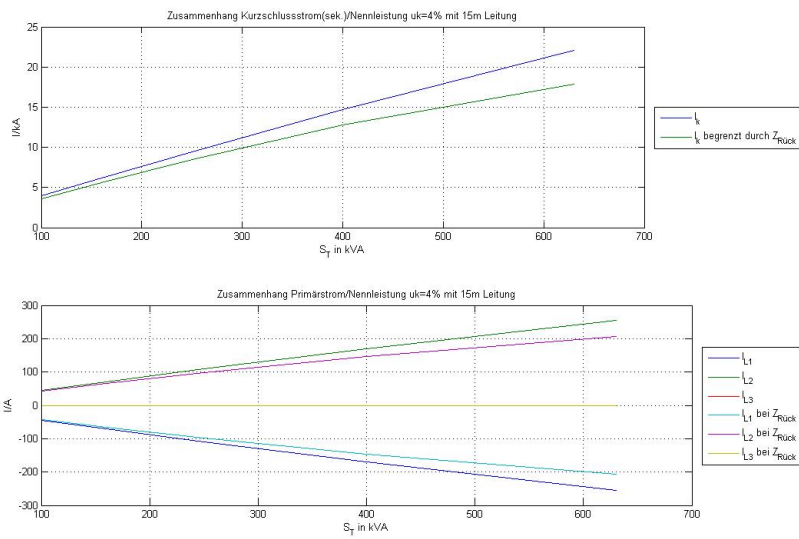


Abbildung 1.15: Zusammenhang zwischen Transformatorscheinleistung ($u_k = 4\%$) und Dauer-
kurzschlussstrom mit zusätzlicher Anschlussleitung

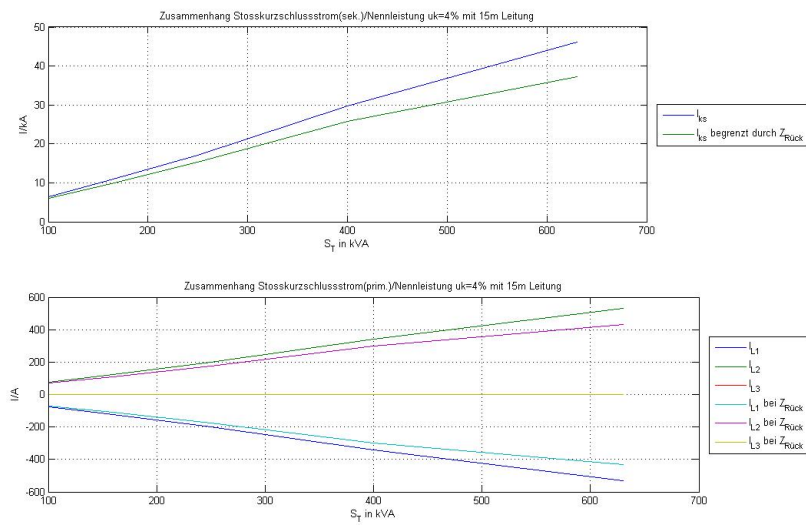


Abbildung 1.16: Zusammenhang zwischen Transformatorscheinleistung ($u_k = 4\%$) und
Stosskurzschlussstrom mit zusätzlicher Anschlussleitung

1 Berechnung von Kurzschlussströmen

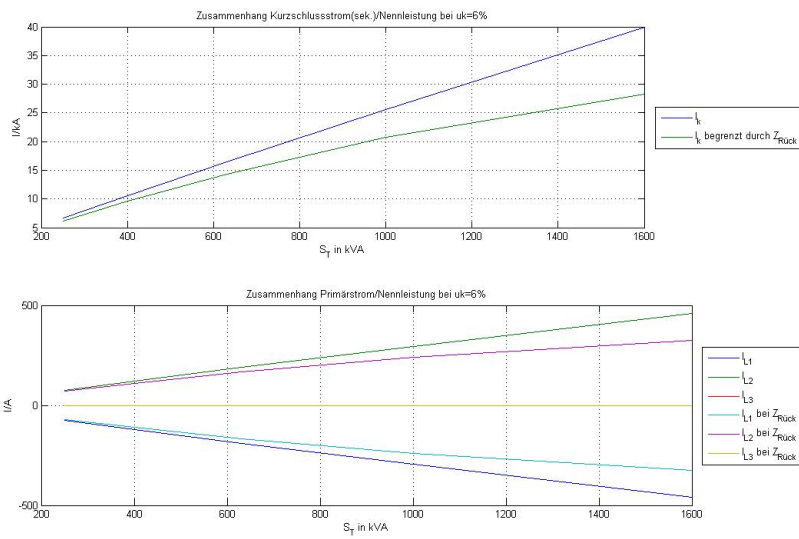


Abbildung 1.17: Zusammenhang zwischen Transformatorscheinleistung ($u_k = 6\%$) und Dauer-
kurzschlussstrom ohne zusätzliche Anschlussleitung

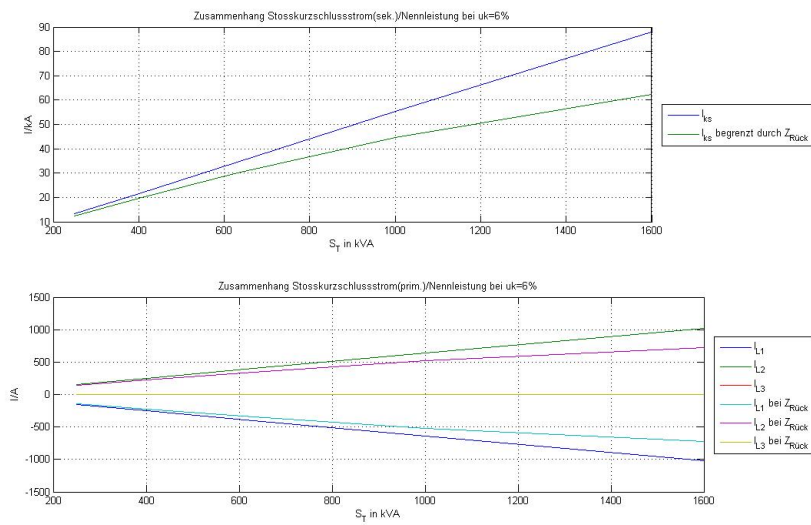


Abbildung 1.18: Zusammenhang zwischen Transformatorscheinleistung ($u_k = 6\%$) und
Stosskurzschlussstrom ohne zusätzliche Anschlussleitung

1 Berechnung von Kurzschlussströmen

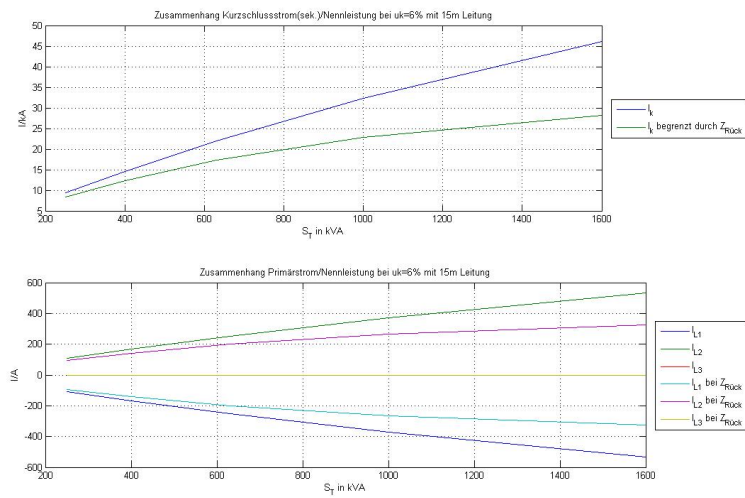


Abbildung 1.19: Zusammenhang zwischen Transformatorscheinleistung ($u_k = 6\%$) und Dauer-
kurzschlussstrom mit zusätzlicher Anschlussleitung

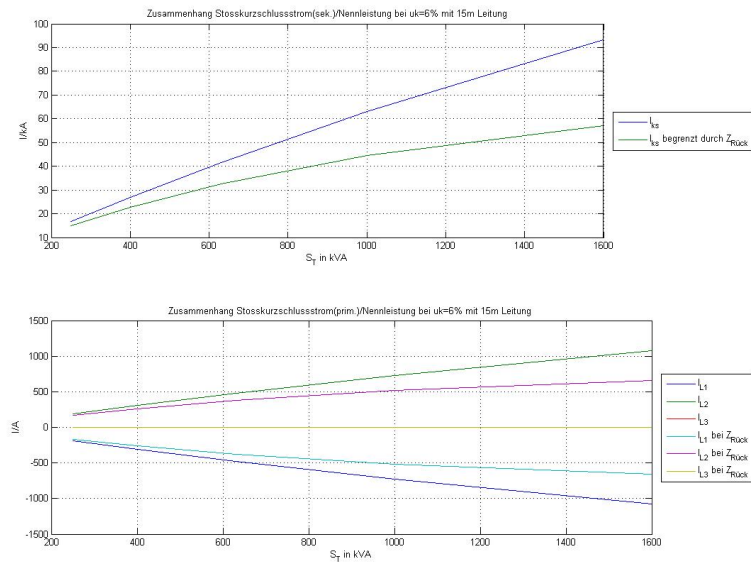


Abbildung 1.20: Zusammenhang zwischen Transformatorscheinleistung ($u_k = 6\%$) und
Stosskurzschlussstrom mit zusätzlicher Anschlussleitung

1.4 Berechnung eines einpoligen sekundärseitigen Erdkurzschlusses bei Verteiltransformatoren mit nicht passiver Lastsituation

1.4.1 Allgemein

Im Gegensatz zur Berechnung mit passiver Lastsituation, ist im Falle einer nicht passiven Situation nicht immer eindeutig geklärt, welchen Anteil einzelne Netzbestandteile am Kurzschlussstrom an der entsprechenden Fehlerstelle haben. Hierzu müssen u.a. folgende Einflussparameter berücksichtigt werden:

- Kurzschlussleistungen der Speisungen (z.B.: weitere Verteiltransformator(en))
- Kurzschlussbeiträge von dezentralen Energiequellen (z.B.: Synchrongeneratoren)
- Kurzschlussbeiträge von Motoren
- Einfluss der Netzausdehnung

Als augenscheinliches Beispiel für die Problematik in diesen Fällen bildet die Konstellation einer Parallelschaltung von zwei Transformatoren. Hier kann gezeigt werden, wie sich der Einfluss der Kurzschlussleistungen auf den Beitrag am Kurzschlussstrom an der Fehlerstelle auswirkt.

Ausführliche Berechnungen zu dieser Problemstellung werden speziell in [2], [3], [4] und [5] durchgeführt und werden daher hier nicht weiter behandelt.

1.4.2 Ergebnisse

Abhängig von der Kurzschlussleistung der Transformatoren sind unterschiedliche Beiträge von Kurzschlussströmen zu erwarten. Je stärker die Leistungsfähigkeit des am nächsten liegenden Transformators, desto größer der Beitrag. Eine genaue Ermittlung ist jedoch nur nach Rechnung unter Einbezug der Transformatoraten und der örtlichen Gegebenheiten (Leitungslänge, etc.) möglich.

Allgemein kann im Gegensatz zu der Berechnung von Kurzschlüssen im passiven Lastfall gezeigt werden, dass bei der mehrseitigen Speisung einer Kurzschlussstelle höhere elektrische Belastungen auftreten können, welche ihrerseits natürlich zu einer verstärkten thermischen und mechanischen Belastung der betroffenen Anlagenteile führen.

1.5 Kurzschlussströme bei aktiven Netzelementen

In Ermangelung passender Daten für Niederspannungsgeneratoren wurde als Referenz für auftretende Belastungen und Effekte ein realer Versuch mit einem Synchrongenerator des *Instituts für elektrische Antriebstechnik und Maschinen der Technischen Universität Graz* durchgeführt. Ziel dieses Versuchs war es nicht, detaillierte Auskünfte über die möglichen absoluten Stromstärken zu erlangen, sondern Erkenntnisse über mögliche Oberschwingungsbelastungen und die Auswirkungen von unterschiedlichen Sternpunktbehandlungen zu erlangen.

1.5.1 Berechnung der zeitlichen Verläufe von einpoligen Erdkurzschlussströmen bei Synchrongeneratoren

Ohne die Theorie von elektrischen Maschinen näher auszuführen, es sei hier auf die Literatur nach [30] verwiesen, soll ein kurzer Abriss der formalen Zusammenhänge für den zeitlichen Verlauf der Kurzschlussströme gegeben werden. Der zeitliche Verlauf des Ankerstroms i_a für einen einpoligen Kurzschluss des Stranges a, unter der Annahme, dass die subtransienten Reaktanzen x_d'' und x_q'' gleich groß sind, kann folgendermaßen beschrieben werden:

$$\begin{aligned}
 i_a = & 3\sqrt{2}U_0 \left[\frac{1}{x_d + x_2 + x_0} + \left(\frac{1}{x_d' + x_2 + x_0} - \frac{1}{x_d + x_2 + x_0} \right) e^{-\frac{t}{T_d'}} \right. \\
 & \left. + \left(\frac{1}{x_d'' + x_2 + x_0} - \frac{1}{x_d' + x_2 + x_0} \right) e^{-\frac{t}{T_d''}} \right] \cos\Theta \\
 & - \frac{1.5\sqrt{2}U_0}{x_2 + 0.5x_0} e^{-\frac{t}{T_a}} \cos\Theta_0
 \end{aligned} \tag{1.44}$$

wobei die Zeitkonstanten über

$$\begin{aligned}
 T_d'' &= T_{d0}'' \frac{x_d'' + x_2 + x_0}{x_d' + x_2 + x_0} \\
 T_d' &= T_{d0}' \frac{x_d' + x_2 + x_0}{x_d + x_2 + x_0} \\
 T_a &= \frac{2x_2 + x_0}{\omega_1(2r_a + r_0)} \sim \frac{2x_2 + x_0}{3x_2}
 \end{aligned} \tag{1.45}$$

mit $x_2 + x_0 = \sqrt{x_d'' x_q''}$ ermittelbar sind.

1 Berechnung von Kurzschlussströmen

Für die Amplituden der Wechselstromkomponenten kann festgehalten werden [30]:

$$\begin{aligned}\hat{i}_a'' &= \sqrt{2} \frac{3U_0}{x_d'' + x_2 + x_0} \\ \hat{i}_a' &= \sqrt{2} \frac{3U_0}{x_d' + x_2 + x_0} \\ \hat{i}_a &= \sqrt{2} \frac{3U_0}{x_d + x_2 + x_0}\end{aligned}\tag{1.46}$$

Es ist ersichtlich, dass die Amplituden von den zeitabhängigen Reaktanzen im Kurzschlussfall abhängig sind. Die zeitlich unterschiedlichen Reaktanzen kann über den Effekt der Feldverdrängung bei Kurzchlusseintritt erklärt werden.

Abk.:

U_0 ...Strangspannung bei Leerlauf [p.u.]

T_{d0}'' ...Leerlaufzeitkonstante [s]

T_d'' ...subtransiente Kurzschlusszeitkonstante [s]

T_d' ...transiente Kurzschlusszeitkonstante [s]

T_a ...Gleichstromzeitkonstante [s]

x_0 ...Nullreaktanzen [p.u.]

x_2 ...Inversreaktanzen [p.u.]

x_d'' ...subtransiente Längsreaktanzen [p.u.]

x_d' ...transiente Längsreaktanzen [p.u.]

x_d ...Längsreaktanzen der Synchronmaschine [p.u.]

x_q ...Querreaktanzen der Synchronmaschine [p.u.]

r_a ...Ständerwiderstand [p.u.]

r_0 ...Wirkwiderstand im Nullsystem [p.u.]

Θ ...Winkel zwischen Achse des betroffenen Stranges und der Polachse

Θ_0 ...Winkel zwischen Achse des betroffenen Stranges und der Polachse bei Leerlauf

1.5.2 Implikation von unterschiedlichen Sternpunktserdungen

Prinzipiell werden im Rahmen dieser Arbeit bei der Behandlung von Kurzschlussvorgängen von Synchrongeneratoren (als exemplarisches Beispiel für ein aktives Netzelement) folgende unterschiedliche Fälle der Generatorsternpunktserdung behandelt:

- Sternpunkt direkt niederohmig geerdet
- Sternpunkt über eine Drossel (Impedanz) geerdet
- Sternpunkt nicht mit Erde verbunden

Von besonderem Interesse hierbei ist der Fall einer Sternpunktserdung über eine Impedanz. Es wird nun mittels der Methode der symmetrischen Komponenten veranschaulicht, dass das Potential des Sternpunktes in diesem Fall nicht mehr zwangsläufig dem Erdpotential entsprechen muss.

Ausgehend von der entsprechenden Literatur [20] kann mittels der bekannten Zusammenhänge eine Transformation in die Komponentendarstellung durchgeführt werden:

$$\begin{aligned} \underline{I}_0 &= \frac{1}{3}(\underline{I}_R + \underline{I}_S + \underline{I}_T) \\ \underline{I}_1 &= \frac{1}{3}(\underline{I}_R + \underline{a}\underline{I}_S + \underline{a}^2\underline{I}_T) \\ \underline{I}_2 &= \frac{1}{3}(\underline{I}_R + \underline{a}^2\underline{I}_S + \underline{a}\underline{I}_T) \end{aligned} \quad (1.47)$$

mit

$$\begin{aligned} \underline{U}_0 &= \frac{1}{3}(\underline{U}_E + \underline{U}_E + \underline{U}_E) = \underline{U}_E \\ \underline{U}_1 &= \frac{1}{3}(\underline{U}_E + \underline{a}\underline{U}_E + \underline{a}^2\underline{U}_E) = 0 \\ \underline{U}_2 &= \frac{1}{3}(\underline{U}_E + \underline{a}^2\underline{U}_E + \underline{a}\underline{U}_E) = 0 \end{aligned} \quad (1.48)$$

Es zeigt sich, dass die Sternpunktsspannung nur eine Nullkomponente besitzt, wobei es jedoch irrelevant ist, ob die Spannung gegen Erde oder den Sternpunkt definiert ist.

$$\begin{aligned} \underline{I}_E &= \underline{I}_R + \underline{I}_S + \underline{I}_T \\ \underline{I}_E &= (\underline{I}_1 + \underline{I}_2 + \underline{I}_0) + (\underline{I}_0 + \underline{a}^2\underline{I}_1 + \underline{a}\underline{I}_2) + (\underline{I}_0 + \underline{a}\underline{I}_1 + \underline{a}^2\underline{I}_2) = 3\underline{I}_0 \\ \underline{U}_E &= -\underline{I}_E \underline{Z}_E = -3\underline{I}_0 \underline{Z}_E = -\underline{I}_0 (3\underline{Z}_E) \end{aligned} \quad (1.49)$$

1 Berechnung von Kurzschlussströmen

Das bedeutet, dass die Nullkomponente einer Stromes beim Durchfließen der dreifachen Erdungsimpedanz den gleichen Spannungsabfall zwischen Sternpunkt und Erde erzeugt, wie der Sternpunktstrom beim Durchfließen der Erdungsimpedanz. Unter der Annahme, dass in einem Strang ein Fehler auftritt kann nun der Zusammenhang zwischen Strom- und Spannungsgleichungen aufgestellt werden.

$$\begin{aligned}\underline{U}_1 &= \underline{E}_1 - \underline{I}_1 z_1 \\ \underline{U}_2 &= \underline{E}_2 - \underline{I}_2 z_2 \\ \underline{U}_0 &= \underline{U}_E + \underline{E}_0 - \underline{I}_0 z_0\end{aligned}\tag{1.50}$$

womit über $E_0 = E_2 = 0$ gilt:

$$\begin{aligned}\underline{U}_1 &= \underline{E}_1 - \underline{I}_1 z_1 \\ \underline{U}_2 &= \underline{I}_2 z_2 \\ \underline{U}_0 &= \underline{U}_E - \underline{I}_0 z_0 = \underline{I}_0 (3z_E + z_0) = -\underline{I}_0 z_0^*\end{aligned}\tag{1.51}$$

Abk.:

$\underline{I}_R, \underline{I}_S, \underline{I}_T$...Strangströme der Maschine

$\underline{I}_0, \underline{I}_1, \underline{I}_2$...Null-/ Mit- und Gegensystem der Ströme

$\underline{U}_0, \underline{U}_1, \underline{U}_2$...Null-/ Mit- und Gegensystem der Spannungen

\underline{U}_E ...Spannung an der Erdungsimpedanz

\underline{I}_E ...Strom über Erdungsimpedanz

z_E ...Erdungsimpedanz

z_0 ...Nullimpedanz der Maschine

z_1 ...Mitimpedanz der Maschine

z_2 ...Gegenimpedanz der Maschine

z_0^* ... $3z_E + z_0$

$\underline{E}_0, \underline{E}_1, \underline{E}_2$...innere Spannung der Maschine in Null-/ Mit- und Gegensystem

Als Erkenntnis aus den vorangegangenen formalen Ableitungen mittels symmetrischer Komponenten kann festgestellt werden, dass sowohl bei einer niederohmigen Sternpunktserdung, als auch bei einer Erdung über eine Drossel im 1-poligen Fehlerfall, mit einem Strom im Nullsystem im Generatorsternpunktstrang zu rechnen ist (dieser zeigt sich abhängig von der jeweiligen Sternpunktserdung).

1.5.3 Kurzschlussversuch für einen Niederspannungsgenerator im Inselnetzbetrieb

Einleitung und Versuchsaufbau

Als bereits erwähntes repräsentatives Beispiel für Erdkurzschlussströme bei unterschiedlichen Generatorerdungen im Inselnetzbetrieb dient folgender Versuchsaufbau, wobei die Versuche selbst mit einer Nennspannung von 400 V durchgeführt wurden.

Maschinendaten:

$S_N = 11kVA$...Nennscheinleistung

$U_N = 380V$...Nennspannung

$I_N = 16,7A$...Nennstrom

$I_{EN} = 6,8A$...Nennerregerstrom

In weiterer Folge wurden nun abhängig von den Schalterstellungen des Versuchsaufbaus (Abbildungen 1.21, 1.22 und 1.23) unterschiedliche Szenarien bezüglich:

- Sternpunktserdung Generator
- Sternpunktserdung Transformator
- Kurzschlussart (1-/2-/3-poliger Fall)

realisiert. Die Erzeugung der einzelnen Kurzschlüsse wurde mittels Schütz (K) bewerkstelligt, um die Sicherheit des Aufbaus zu gewährleisten.

1 Berechnung von Kurzschlussströmen

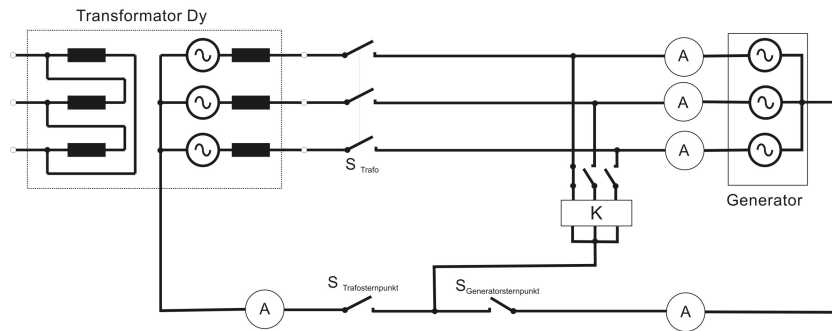


Abbildung 1.21: Versuchsaufbau für den einpoligen Kurzschlussversuch

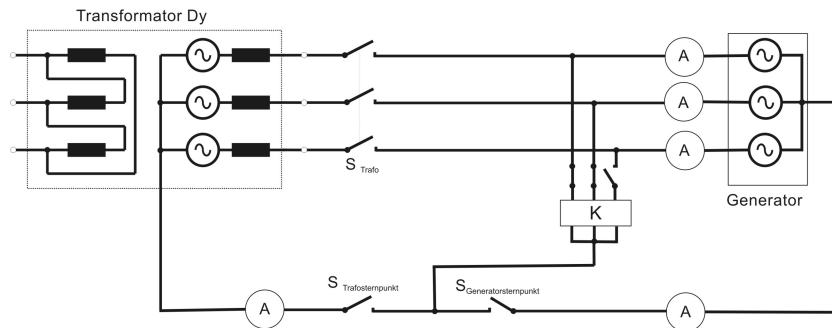


Abbildung 1.22: Versuchsaufbau für den zweipoligen Kurzschlussversuch

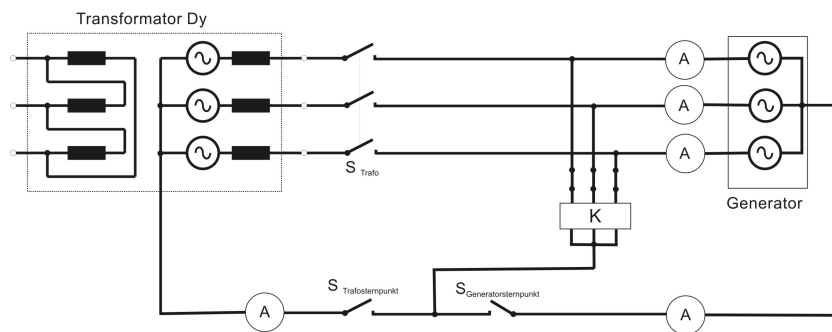


Abbildung 1.23: Versuchsaufbau für den dreipoligen Kurzschlussversuch

Als zusätzliche Erweiterung wurde für spätere Versuche eine Drossel mit einer Induktivität von ca. 117mH im Generatorsternpunktsleiter zwischengeschaltet (Abbildung 1.24).

1 Berechnung von Kurzschlussströmen

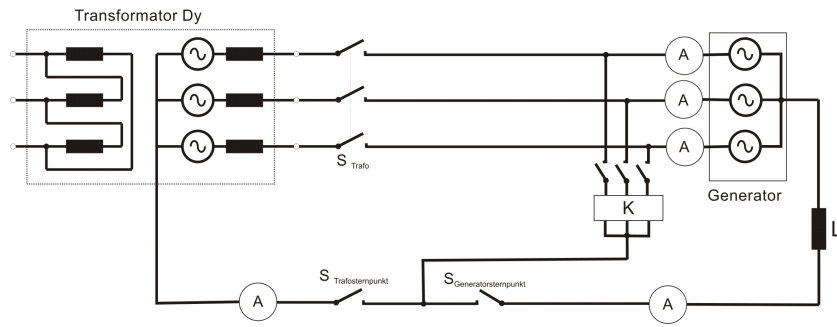


Abbildung 1.24: Messaufbau mit Induktivität in Generatorsternpunkt

Ergebnisse für den zeitlichen Verlauf

In den folgenden Tabellen wird ein Auszug der relevanten Fälle aus allen untersuchten Szenarien inklusive der Ergebnisse für die Effektivwertsberechnung für die verschiedenen Kurzschlussfälle zusammenfassend dargestellt.

Einpoliger Fall (Abb. 1.25):

Schalterzustände			Effektivwerte				
S_{Trafo}	$S_{\text{Trafosternpunkt}}$	$S_{\text{Generatorsternpunkt}}$	I_{L1}	I_{L2}	I_{L3}	$I_{\text{Generatorsternpunkt}}$	$I_{\text{Trafosternpunkt}}$
			A	A	A	A	A
o	o	o	0,1	0,1	0,1	0,1	0,6
o	o	g	30,8	0,2	0,1	31,1	0,6
g	o	o	0,2	0,1	0,2	0,1	0,6
g	o	g	30,8	0,2	0,1	31,1	0,6
g	g	o	20,9	10,3	10,3	0,1	31,6
g	g	g	25,5	7,7	7,8	17,0	23,8

Abbildung 1.25: Effektivwerte der Strangströme im einpoligen Kurzschlussfall

Einpoliger Fall mit installierter Drossel in Generatorsternpunkt (Abb. 1.26):

Schalterzustände		Effektivwerte				
S_{Trafo}	$S_{\text{Trafosternpunkt}}$	I_{L1}	I_{L2}	I_{L3}	$I_{\text{Generatorsternpunkt}}$	$I_{\text{Trafosternpunkt}}$
		A	A	A	A	A
o	o	13,9	0,1	0,1	14,0	0,6
g	o	13,9	0,2	0,2	13,9	0,6
g	g	20,7	9,8	9,9	1,3	30,2

Abbildung 1.26: Effektivwerte der Strangströme im einpoligen Kurzschlussfall mit Drossel im Generatorsternpunkt

1 Berechnung von Kurzschlussströmen

Zweipoliger Fall (Abb. 1.27):

Schalterzustände			Effektivwerte				
S _{Trafo}	S _{Trafosternpunkt}	S _{Generatorsternpunkt}	I _{L1}	I _{L2}	I _{L3}	I _{Generatorsternpunkt}	I _{Trafosternpunkt}
			A	A	A	A	A
o	o	o	18,4	18,3	0,1	0,1	0,6
o	o	g	19,7	17,6	0,1	25,8	0,6
g	o	o	18,4	18,3	0,1	0,1	0,6
g	o	g	19,8	17,7	0,1	25,9	0,6
g	g	o	13,6	11,8	11,1	0,1	34,0
g	g	g	15,1	14,8	9,2	14,6	28,0

Abbildung 1.27: Effektivwerte der Strangströme im zweipoligen Kurzschlussfall

Zweipoliger Fall mit installierter Drossel in Generatorsternpunkt (Abb. 1.28):

Schalterzustände		Effektivwerte				
S _{Trafo}	S _{Trafosternpunkt}	I _{L1}	I _{L2}	I _{L3}	I _{Generatorsternpunkt}	I _{Trafosternpunkt}
		A	A	A	A	A
o	o	16,8	17,7	0,1	4,0	0,6
g	o	16,7	17,6	0,1	4,0	0,6
g	g	13,2	11,8	10,7	1,2	32,7

Abbildung 1.28: Effektivwerte der Strangströme im zweipoligen Kurzschlussfall mit Drossel im Generatorsternpunkt

Dreipoliger Fall (Abb. 1.29):

Schalterzustände			Effektivwerte				
S _{Trafo}	S _{Trafosternpunkt}	S _{Generatorsternpunkt}	I _{L1}	I _{L2}	I _{L3}	I _{Generatorsternpunkt}	I _{Trafosternpunkt}
			A	A	A	A	A
o	o	o	12,3	12,3	12,2	0,1	0,6
o	o	g	13,3	13,3	13,0	13,8	0,6
g	o	o	12,3	12,3	12,2	0,1	0,6
g	o	g	13,4	13,4	13,1	13,9	0,6
g	g	o	12,3	12,4	12,3	0,1	1,3
g	g	g	13,4	13,4	13,1	13,9	1,7

Abbildung 1.29: Effektivwerte der Strangströme im dreipoligen Kurzschlussfall

1 Berechnung von Kurzschlussströmen

Dreipoliger Fall mit installierter Drossel in Generatorsternpunkt (Abb. 1.30):

Schalterzustände		Effektivwerte				
S_{Trafo}	$S_{\text{Trafosternpunkt}}$	I_{L1}	I_{L2}	I_{L3}	$I_{\text{Generatorsternpunkt}}$	$I_{\text{Trafosternpunkt}}$
		A	A	A	A	A
o	o	12,1	12,1	12,0	1,0	0,6
g	o	12,1	12,1	12,0	1,0	0,6
g	g	12,1	12,1	12,0	1,0	1,2

Abbildung 1.30: Effektivwerte der Strangströme im dreipoligen Kurzschlussfall mit Drossel im Generatorsternpunkt

"g"...Schalter geschlossen

"o"...Schalter offen

Die Ergebnisse zeigen gewisse systematische Abweichungen von den zu erwartenden Werten (speziell in Strängen, in welchen kein Stromfluss aufgrund der Schalterstellung zu erwarten wäre). Dies ist zurückzuführen auf teilweise begrenzte Abgleichmöglichkeiten der verwendeten Stromzangen. Am (in diesem Experiment im Vordergrund stehenden qualitativem) Ergebnis ändert dieser Genauigkeitsfehler jedoch nichts. Es zeigt sich die strombegrenzende Wirkung einer Sternpunktsimpedanz. Anhand der Effektivwerte der Ströme ist der einpolige Kurzschluss als grösste Belastung, zum einen für die Maschine, zum anderen für das Erdungs- bzw. Sternpunktssystem zu erachten. Weiters sollen hier für den Fall des einpoligen Kurzschlusses (welcher im Zuge der Thematik der Erdungsleiterdimensionierung am interessantesten erscheint) der zeitliche Verlauf für die verschiedenen Szenarien dargestellt werden. Der Vergleich mit einem zwei- bzw. dreipoligen Kurzschluss zeigt sofort, wann das Erdungsleitersystem im einpoligen Fehlerfall besonders gefordert ist.

1 Berechnung von Kurzschlussströmen

Fall A (Abb. 1.31): Alle Schalterverbindungen zu Transformator und Generatorsternpunkt offen (Abb. 1.32)

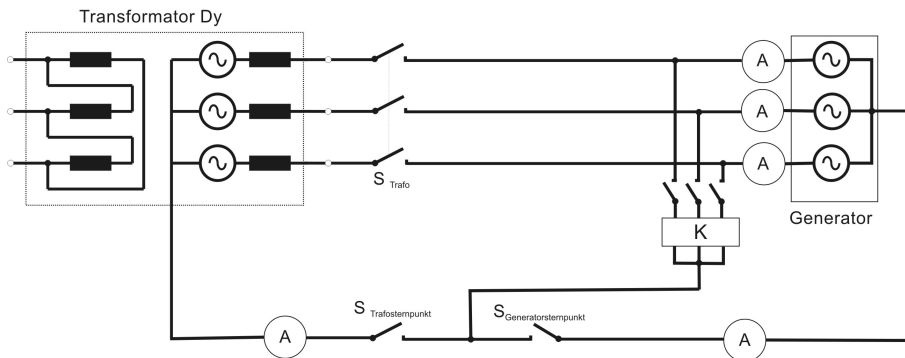


Abbildung 1.31: Schalterstellungen für Transformatorphasenanschluss, Transformatorsternpunkt und Generatorsternpunkt nach Fall A für 1-/2-/3-poligen Kurzschluss

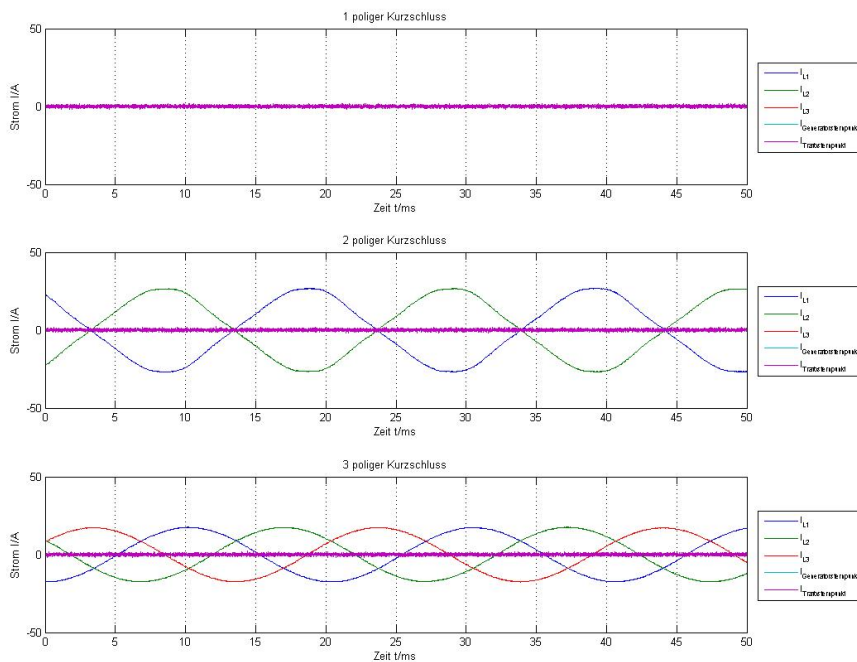


Abbildung 1.32: Zeitliche Verläufe der Strangströme wenn keine Verbindung zu Transformatorphasen/-sternpunkt oder Generatorsternpunkt vorhanden

1 Berechnung von Kurzschlussströmen

Fall B (Abb. 1.33): Schalter für Generatorsternpunkt geschlossen (Abb. 1.34)

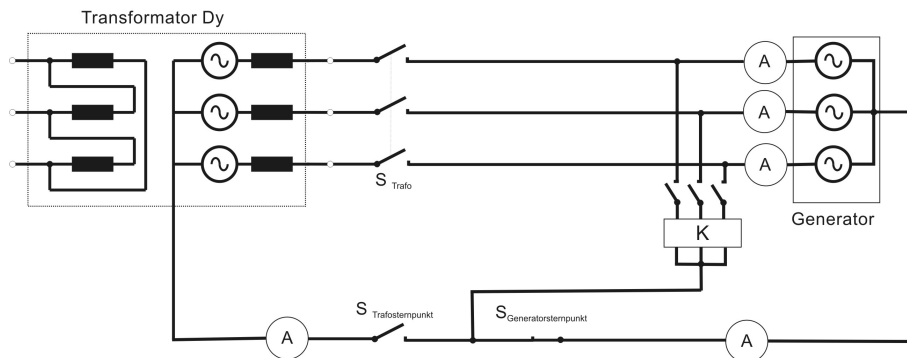


Abbildung 1.33: Schalterstellungen für Transformatorphasenanschluss, Transformatorsternpunkt und Generatorsternpunkt nach Fall B für 1-/2-/3-poligen Kurzschluss

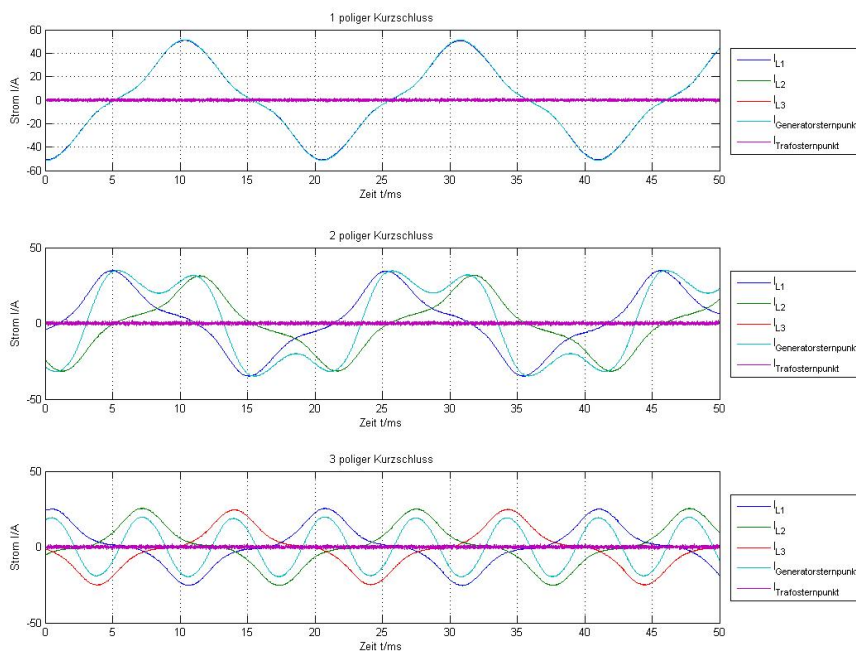


Abbildung 1.34: Zeitliche Verläufe der Strangströme wenn Verbindung Generatorsternpunkt vorhanden

1 Berechnung von Kurzschlussströmen

Fall C (Abb. 1.35): Schalter für Phasenanschluss zu Transformator geschlossen (Abb. 1.36)

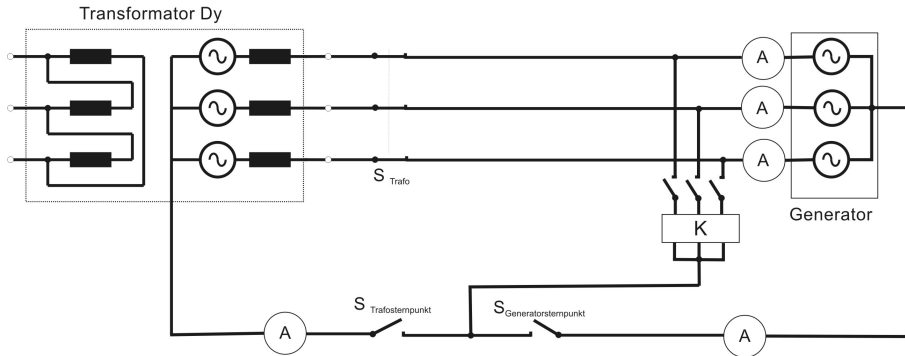


Abbildung 1.35: Schalterstellungen für Transformatorphasenanschluss, Transformatorsternpunkt und Generatorsternpunkt nach Fall C für 1-/2-/3-poligen Kurzschluss

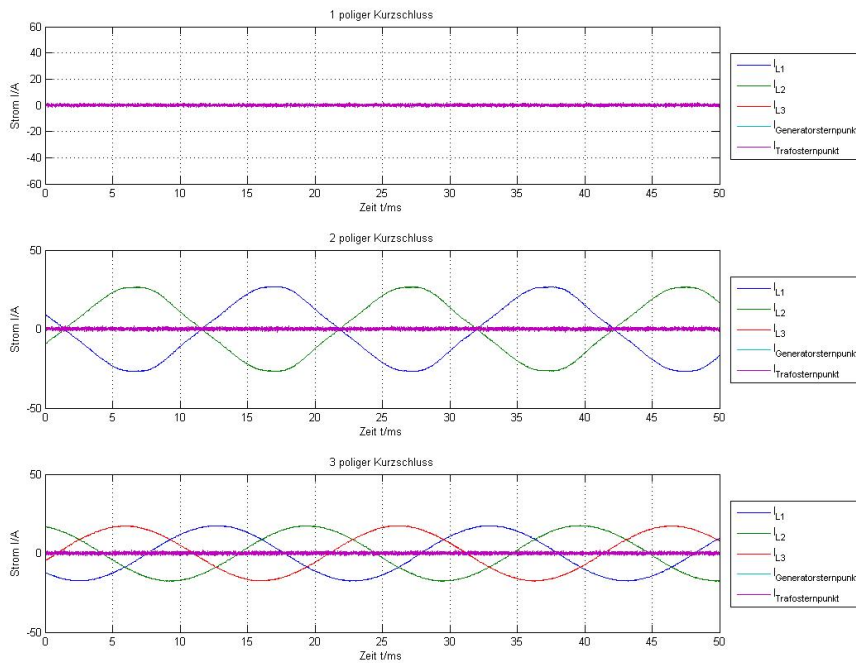


Abbildung 1.36: Zeitliche Verläufe der Strangströme wenn Verbindung zu Transformatorphasenanschluss vorhanden

1 Berechnung von Kurzschlussströmen

Fall D (Abb. 1.37): Schalter für Phasenanschluss zu Transformator und zu Generatorsternpunkt geschlossen (1.38)

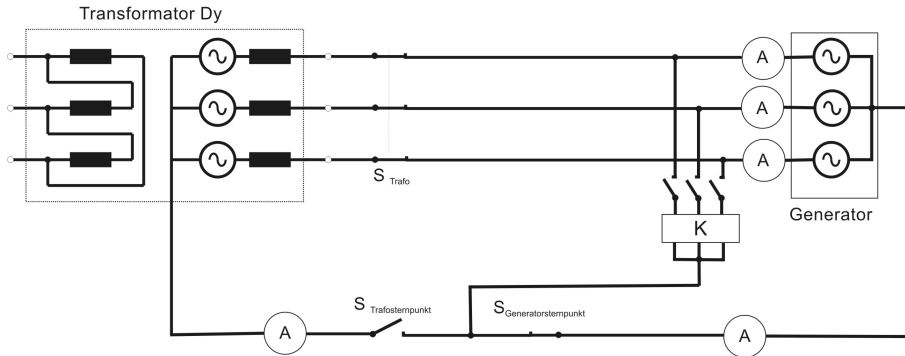


Abbildung 1.37: Schalterstellungen für Transformatorphasenanschluss, Transformatorsternpunkt und Generatorsternpunkt nach Fall D für 1-/2-/3-poligen Kurzschluss

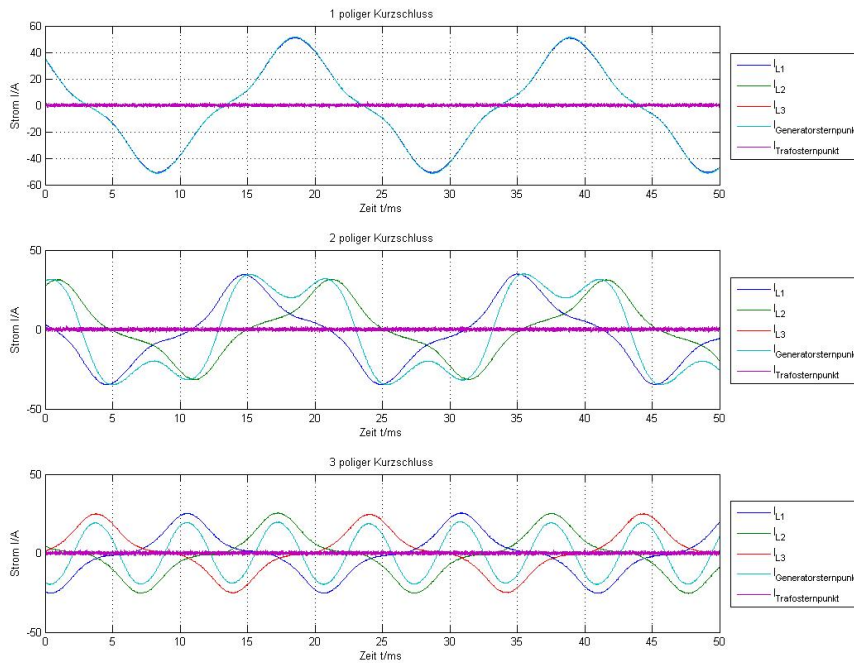


Abbildung 1.38: Zeitliche Verläufe der Strangströme wenn Verbindung zu Transformatorphasenanschluss und Generatorsternpunkt vorhanden

1 Berechnung von Kurzschlussströmen

Fall E (Abb. 1.39): Schalter für Phasenanschluss zu Transformator und Transformatorsternpunkt geschlossen (Abb. 1.40)

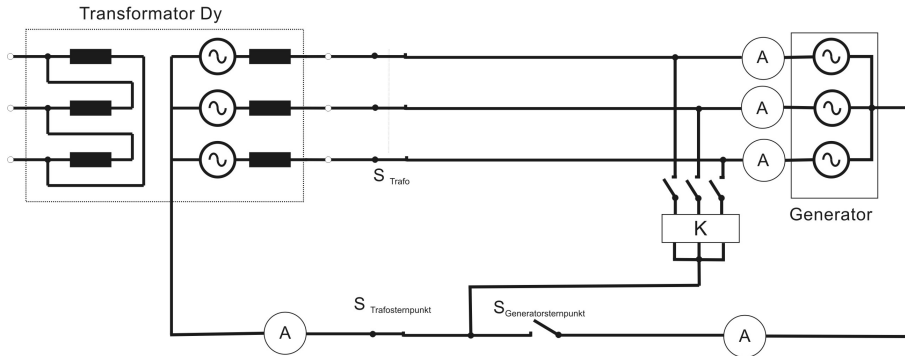


Abbildung 1.39: Schalterstellungen für Transformatorphasenanschluss, Transformatorsternpunkt und Generatorsternpunkt nach Fall E für 1-/2-/3-poligen Kurzschluss

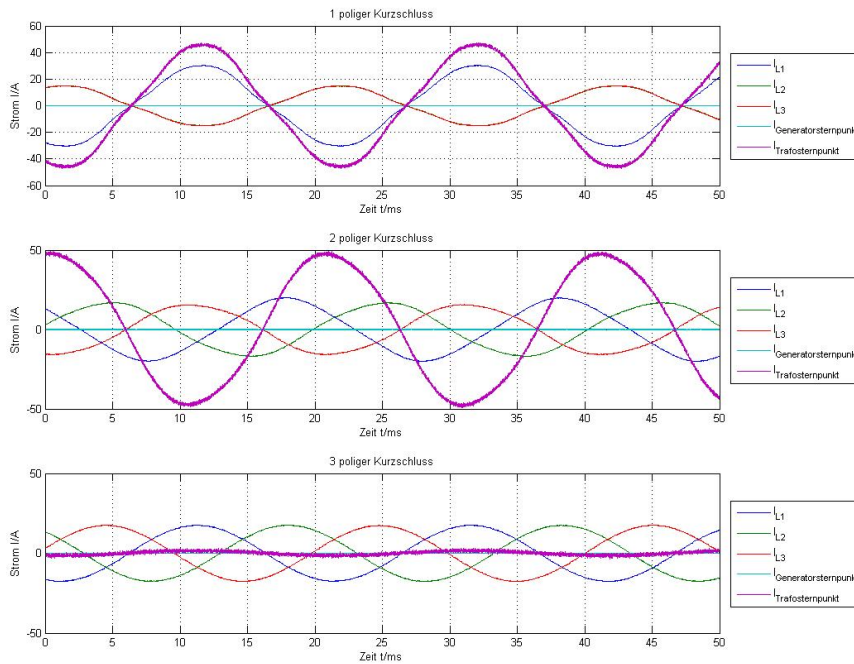


Abbildung 1.40: Zeitliche Verläufe der Strangströme wenn Verbindung zu Transformatorphasenanschluss und Transformatorsternpunkt vorhanden

1 Berechnung von Kurzschlussströmen

Fall F (Abb. 1.41): Alle Schalterverbindungen zu Transformator und Generatorsternpunkt geschlossen (Abb. 1.42)

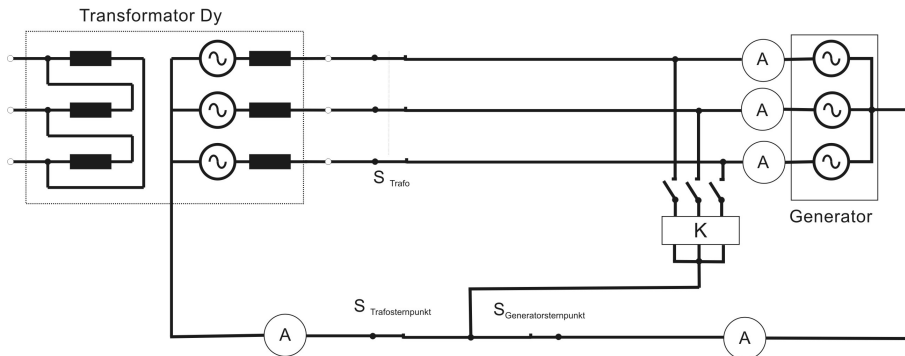


Abbildung 1.41: Schalterstellungen für Transformatorphasenanschluss, Transformatorsternpunkt und Generatorsternpunkt nach Fall F für 1-/2-/3-poligen Kurzschluss

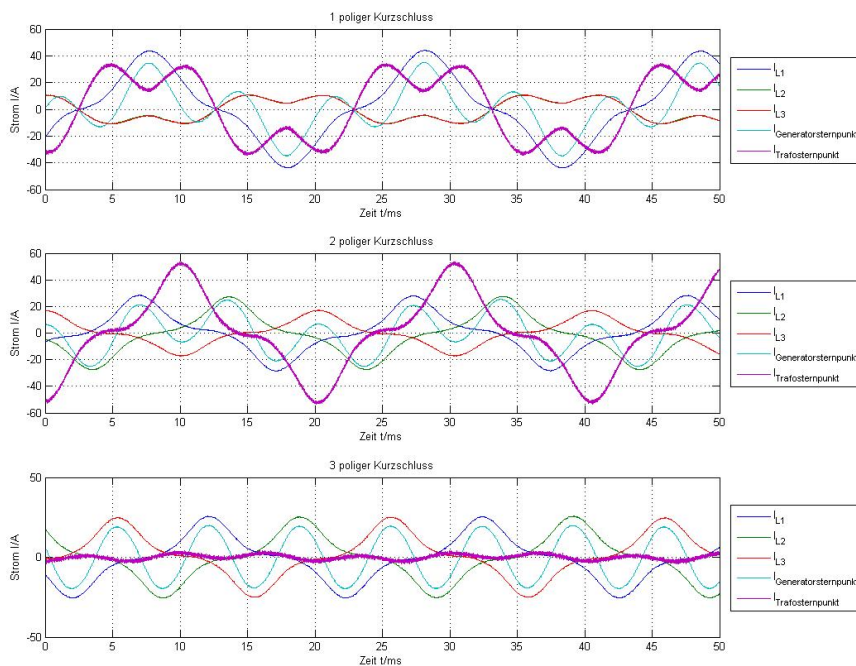


Abbildung 1.42: Zeitliche Verläufe der Strangströme wenn Verbindung zu Transformatorphasenanschluss, Transformatorsternpunkt und Generatorsternpunkt vorhanden

1 Berechnung von Kurzschlussströmen

Deutlich ausgeprägt zeigt sich bei den Aufzeichnungen das Auftreten einer dritten Oberschwingung. Dieses Phänomen wird im Folgenden noch im Rahmen einer FFT-Analyse näher betrachtet.

Zum Vergleich zeigen die Abbildungen 1.43, 1.44 und 1.45 Szenarien mit angeschlossener Drossel im Generatorsternpunkt (welcher nun immer verbunden ist):

Fall A.1: Alle Verbindungen zu Transformator offen (Abb. 1.43)

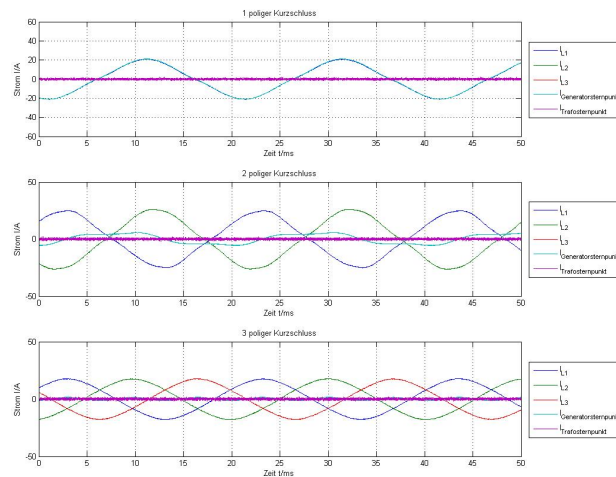


Abbildung 1.43: Zeitliche Verläufe der Strangströme bei zwischengeschalteter Drossel, wenn keine Verbindung zum Transformator besteht

1 Berechnung von Kurzschlussströmen

Fall B.1: Phasenanschluss zu Transformator geschlossen (Abb. 1.44)

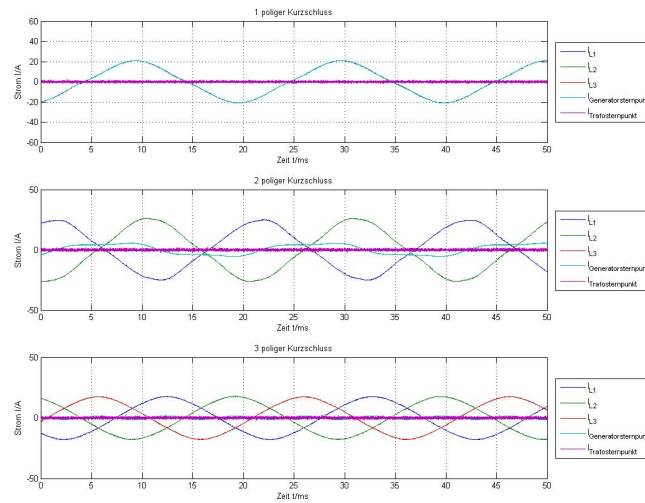


Abbildung 1.44: Zeitliche Verläufe der Strangströme bei zwischengeschalteter Drossel, bei Verbindung zum Transformatorphasenanschluss

Fall C.1: Alle Verbindungen zu Transformator geschlossen (Abb. 1.45)

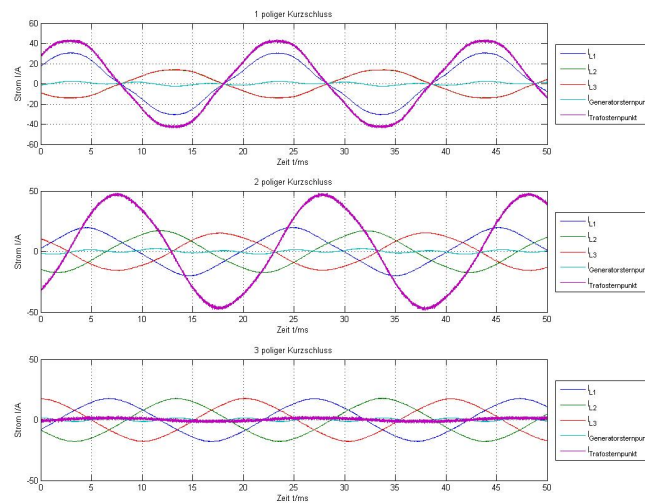


Abbildung 1.45: Zeitliche Verläufe der Strangströme bei zwischengeschalteter Drossel, bei Verbindung zum Transformatorphasenanschluss-/sternpunkt

1 Berechnung von Kurzschlussströmen

Die zusätzliche Drossel wirkt speziell auf höherfrequente Ströme stark dämpfend ($X_L = \omega L$), womit die deutliche Reduzierung der Oberschwingungsströme erklärt werden kann. Einige Szenarien zeigen neben der Belastung der Sternpunktseiter in quantitativer Hinsicht auch in qualitativer Hinsicht eine starke Belastung durch Oberschwingungen. Unter Zuhilfenahme einer FFT-Analyse wurden zwei Szenarien im Versuch dargestellt:

- Der Fall des 1-/2-/3-polig kurzgeschlossenen Generators mit niederohmiger Sternpunktserdung ohne angeschlossenem Transformator (Abb. 1.46 und 1.47).
- Der Fall des 1-/2-/3-polig kurzgeschlossenen Generators mit niederohmiger Sternpunktserdung mit angeschlossenem Transformator (Abb. 1.48 und 1.49).

1 Berechnung von Kurzschlussströmen

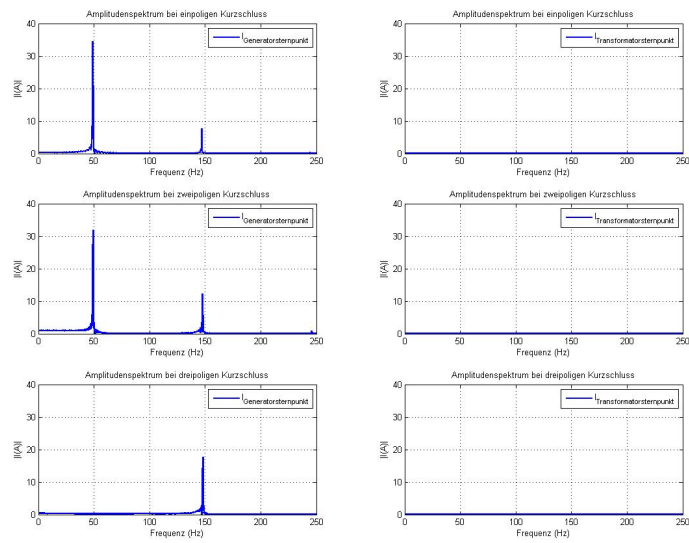


Abbildung 1.46: Amplitudenspektrum von Strömen in der Transformator- und Generatorsternpunktverbindung bei niederohmiger Sternpunktserdung ohne Transformator

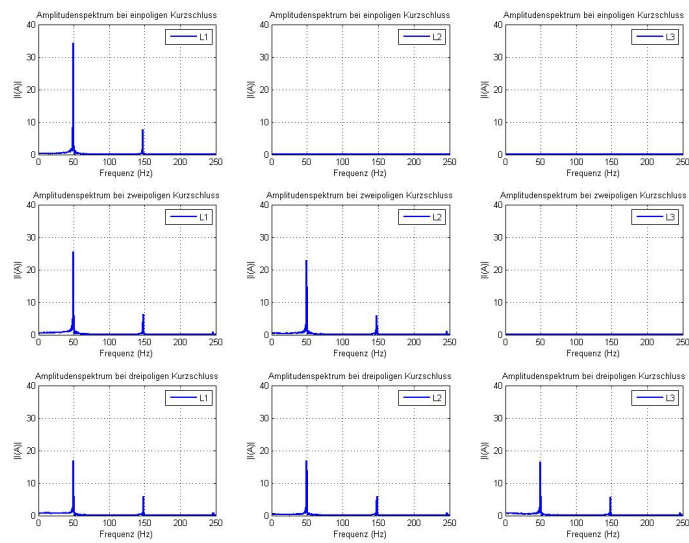


Abbildung 1.47: Amplitudenspektrum der Strangströme bei niederohmiger Sternpunktserdung ohne Transformator

1 Berechnung von Kurzschlussströmen

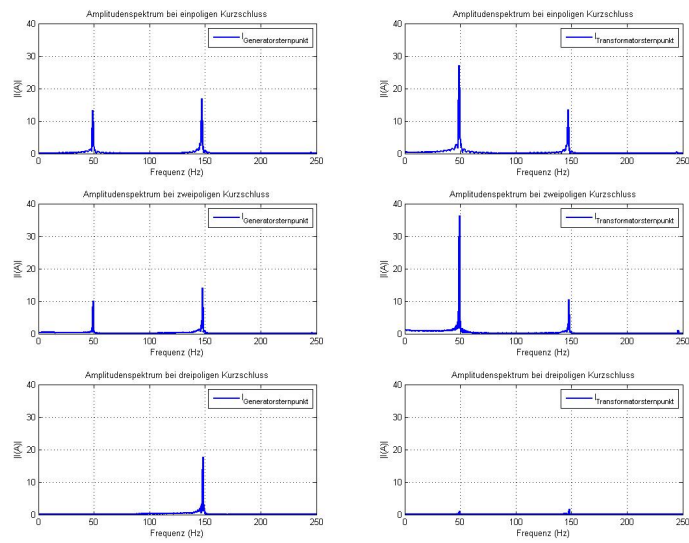


Abbildung 1.48: Amplitudenspektrum von Strömen in der Transformator- und Generatorsternpunktverbindung bei angeschlossenem Transformator

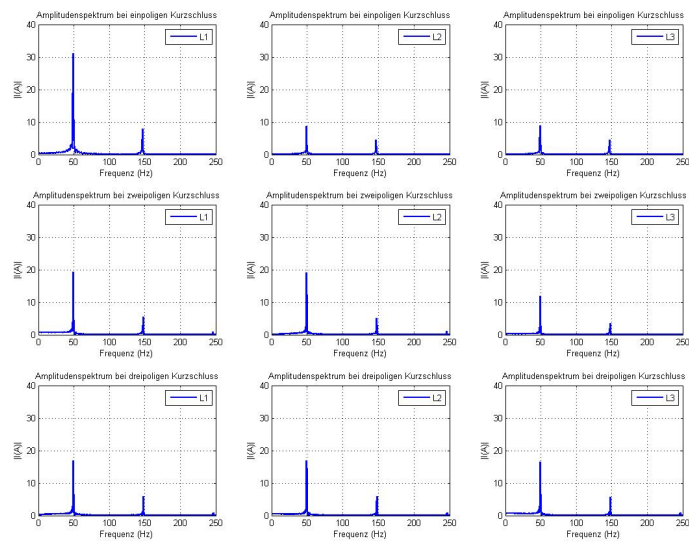


Abbildung 1.49: Amplitudenspektrum der Strangströme bei niederohmiger Sternpunktserdung und angeschlossenem Transformator

Ergebnisse aus der FFT-Analyse

Eine weitere FFT-Analyse der Kurzschlussarten bei einem reinen Generatorkurzschluss bzw. einem Kurzschluss über den angeschlossenen Transformator zeigt eindeutig die Ausbildung einer dritten Oberschwingung. Die 3. Oberschwingung kann zusammen mit der 6., 9., 12. usw. aufgrund ihrer Phasenverschiebung um 360° dem Nullsystem zugeordnet werden. Dies ist insofern von Relevanz, als dass:

- Ein zusätzliches Überwachungssystem in der Sternpunktsleitung des Generators für diese dritte Oberschwingung konzipiert sein muss
- Ein Nullsystem bei bestimmten Transformatorschaltgruppen (z.B.: Dreieck-Stern etc.) nicht übertragen wird, somit von höherer Netzebene aus nicht erkannt werden kann, jedoch eine zusätzliche Erwärmung des Transformators bewirkt.

Die geringe Frequenzabweichung von 50 Hz bzw. 150 Hz in den Abbildung 1.46, 1.47, 1.48 und 1.49 lässt sich aus dem Inselbetrieb des Versuchsaufbaus mit einem von einer ASM angetriebenen Synchrongenerator erklären.

Resümee

Es konnte gezeigt werden dass es, zusätzlich zum Auftreten von hohen Grundschwingungsströmen, zu einer deutlichen Ausprägung von Oberschwingungsströmen, in diesem Versuch speziell der 3.Oberschwingung, kommt. Dies kann in weiterer Folge nicht nur Folgen für das Gesamterdungs- und Potentialausgleichssystem beinhalten, sondern auch für weitere schutztechnische Maßnahmen von Interesse sein.

2

Kapitel 2

Erwärmungsvorgänge bei Stromfluss in elektrischen Leitern

2.1 Einleitung

Ein stromdurchflossener Leiter weist aufgrund seiner inneren Verluste eine bestimmte Erwärmung auf. Diese Erwärmung kann aber bei übermäßiger elektrischer Belastung bis zum Schmelzen des Leiters führen. Die möglicherweise fatalen Konsequenzen eines solchen Vorganges im Falle eines Erdungs- oder Potentialausgleichsleiters werden an dieser Stelle nicht näher behandelt. Es stellt sich die Frage, wie hoch die zulässige Strombelastung eines Leiterabschnitts in einem bestimmten Zeitraum sein darf, ohne dass es zu unzulässigen Erscheinungen kommt. Dieses Kapitel beinhaltet eine theoretische Einführung über Erwärmungsvorgänge, geht anschließend über zu den normativen Festlegungen, um am Ende durch Berechnung zu zeigen, wie eine Abschätzung der thermischen Belastbarkeit erfolgen kann. Die Ergebnisse dieses Kapitels fließen weiterführend direkt in eine Querschnittsempfehlung von Erdungsleitern bei unterschiedlichen Belastungsszenarien im Falle von MS/NS-Verteilstationen ein.

2.2 Adiabatische Erwärmung im Kurzschlussfall

Der Erwärmungsvorgang eines Objektes ist mit dem gleichzeitigen Zusammenspiel von Wärmeabgabe und Wärmeaufnahme des Volumenelements verbunden. Eine adiabatische Erwärmung bedeutet nichts anderes, als eine Erwärmung eines Volumens ohne Kühleffekte durch entsprechende Wärmeabgabe. Der Erwärmungsvorgang eines Leiters bei einer kurzzeitigen Belastung (z.B.: Kurzschlussfall) soll auf diese Weise untersucht werden. Für die theoretische Fundierung der normgegebenen Berechnungsalgorithmen soll gemäß ([19], S.92ff) auf die Theorie der adiabatischen Erwärmung eines definierten Volumenelements eingegangen werden.

2 Erwärmungsvorgänge bei Stromfluss in elektrischen Leitern

Prinzipskizze:

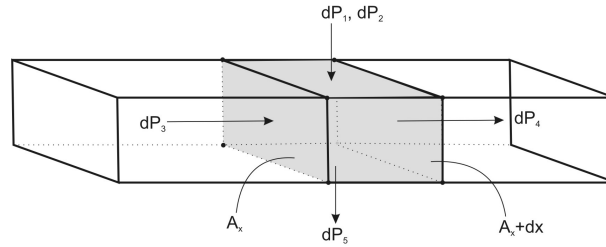


Abbildung 2.1: Prinzipskizze zu Erwärmungsvorgängen nach [19] in Leitern

Abk.:

dP_1 ...im Volumenelement erzeugte (Wärme)leistung

dP_2 ...im Volumenelement gespeicherte (Wärme)leistung

dP_3 ...im Volumenelement an der Stelle x hineingeleitete (Wärme)leistung

dP_4 ...im Volumenelement an der Stelle $x+dx$ herausgeleitete (Wärme)leistung

dP_5 ...über Oberfläche abgegebene (Wärme)leistung

Die im Volumenelement erzeugte (Wärme)leistung kann angeschrieben werden als:

$$dP_1 = \frac{kI^2\rho}{A}dx \quad (2.1)$$

Für die im Volumenelement gespeicherte (Wärme)leistung folgt:

$$dP_2 = Ac\delta\frac{\partial\vartheta}{\partial t}dx \quad (2.2)$$

Für die in das Volumenelement an der Stelle x hineingeleitete (Wärme)leistung folgt:

$$dP_3 = -\lambda A_x\frac{\partial\vartheta}{\partial x} \quad (2.3)$$

Die aus dem Volumenelement an der Stelle $x+dx$ herausgeleitete (Wärme)leistung kann über

$$dP_4 = -\lambda A_{x+dx}\frac{\partial\vartheta}{\partial x}(\vartheta + \frac{\partial\vartheta}{\partial x}dx) \quad (2.4)$$

beschrieben werden.

Vom Volumenelement über die Oberfläche $U * dx$ (mit U für den Umfang des Leiters) kann aufgrund des Wärmeübergangs für die abgegebene Leistung angeschrieben werden:

$$dP_5 = -\alpha U(\vartheta - \vartheta_0)dx \quad (2.5)$$

Werden nun die Leistungen vorzeichenrichtig zusammengefasst, so muss gelten:

$$dP_1 - dP_2 + dP_3 - dP_4 - dP_5 = 0 \quad (2.6)$$

Für den Kurzschlussfall, d.h. adiabaten Vorgang, gilt nun:

$$\begin{aligned} dP_3 = dP_4 = dP_5 = 0 \\ \frac{kI^2\rho}{A}dx - Ac\delta\frac{\partial\vartheta}{\partial t}dx = 0 \end{aligned} \quad (2.7)$$

womit sich für die Änderung der Volumenelementstemperatur nach der Zeit ergibt:

$$\frac{d\vartheta}{dt} = \frac{kI^2\rho}{c\delta A^2} \quad (2.8)$$

Würde dieser Zusammenhang nach der Zeit integriert werden, so zeigt sich schon der Zusammenhang der Temperatur des Leiterabschnitts mit dem Quadrat der Stromes mal der Zeit, I^2t .

Abk.:

A...Fläche [m^2]

I...Effektivwert des Stromes [A]

x...Längenabschnitt [m]

ρ ...spez. elektrischer Widerstand [Ω/m]

δ ...Dichte [kg/m^3]

λ ...spez. Wärmeleitfähigkeit [$\frac{W}{mK}$]

ϑ ...Temperatur des Leiters [$^{\circ}C$]

c...spez. Wärmekapazität [$\frac{J}{kgK}$]

α ... $\frac{\lambda}{c\delta}$ Temperaturleitfähigkeit

2.3 Normativer Zugang bezüglich der Erwärmung von Leitern

2.3.1 ÖVE ÖNORM 8383

Rechnung

Die Normung nach [12] legt, aufbauend auf der Annahme eines adiabatischen Erwärmungsvorganges, folgende Beziehung bezüglich der zulässigen Erwärmung von Erdungsleitern fest:

$$A = \frac{I}{K} \sqrt{\frac{t}{\ln \frac{\Theta_f + \beta}{\Theta_i + \beta}}} \quad (2.9)$$

Für die folgenden Betrachtungen wird dieser Ausdruck umgeformt in:

$$(AK)^2 \ln \frac{\Theta_f + \beta}{\Theta_i + \beta} = I^2 t \quad (2.10)$$

Abk.:

A...Querschnitt in mm^2

I...Leiterstrom in A (Effektivwert)

t...Fehlerstromdauer in s

K...vom Werkstoff des stromführenden Teiles abhängige Konstante. Tabelle 2.1 enthält die Werte für die gebräuchlichsten Werkstoffe, wobei ein Ausgangstemperatur von 20°C angenommen wird.

β ...Kehrwert des Temperaturkoeffizienten des Widerstandes des stromführenden Teiles bei 0°C .

Θ_i ...Anfangstemperatur in $^\circ\text{C}$

Θ_f ...Endtemperatur in $^\circ\text{C}$

Werkstoff	β in $^\circ\text{C}$	K in $Ax\sqrt{S}/mm^2$
Kupfer	234,5	226
Aluminium	228	148
Stahl	202	78

Tabelle 2.1: Werkstoff-Konstanten nach [12] Anhang B

Grenzwerte

Als Grenzwerte für die maximale Erwärmung von Erdungsleitern werden der Norm [12] folgend, 150°C und 300°C gewählt.

2.3.2 DIN VDE0100/540

Die Dimensionierung des Schutz-/Erdungsleiterquerschnitts erfolgt nach [1] gemäß dem Ansatz:

$$S = \frac{\sqrt{I^2 t}}{k} \quad (2.11)$$

mit

S...Querschnitt in [mm²]

t...Belastungszeit in [s]

k...Faktor, der vom Werkstoff des Schutzleiters, von der Isolierung und anderen Teilen sowie von der Anfangs-/Endtemperatur des Leiters abhängig ist. Für den Faktor k gilt:

$$k = \sqrt{\frac{Q_c(\beta + 20^\circ\text{C})}{\rho_{20}} \ln\left(1 + \frac{\Theta_f - \Theta_i}{\beta + \Theta_i}\right)} \quad (2.12)$$

mit

Q_c...volumetrische Wärmekapazität des Leiterwerkstoffes [J/°Cmm³] bei 20°C

β...Reziprokwert des Temperaturkoeffizienten des spezifischen Widerstandes bei 0°C für den Leiter [°C],

ρ₂₀...spezifischer elektrischer Widerstand des Leiterwerkstoffes bei 20°C[Ωmm],

Θ_i...Anfangstemperatur des Leiters [°C],

Θ_f...Endtemperatur des Leiters [°C],

wobei die Parameterwerte abhängig vom Material nach Tabelle 2.2 abgelesen werden können.

Werkstoff	β in °C	Q _c in J/(°Cmm ³)	ρ ₂₀ in Ωmm
Kupfer	234,5	3,45x10 ⁻³	17,241x10 ⁻⁶
Aluminium	228	2,50x10 ⁻³	28,264x10 ⁻⁶
Blei	230	1,45x10 ⁻³	214x10 ⁻⁶
Stahl	202	3,80x10 ⁻³	138x10 ⁻⁶

Tabelle 2.2: Konstanten nach [1] Anhang A

Wird Gleichung 2.11 entsprechend umgeformt, so kann über

$$I^2t = \sqrt{Sk} \quad (2.13)$$

jener I^2t -Wert ermittelt werden, welcher sich für eine bestimmte Leitertemperatur ergibt.

Grenzwerte

Bezüglich der Grenzwerte für blanke Leiter, weicht die DIN VDE 0100-540 von den Vorschriften der ÖVE ÖNORM 8383 ab. Die Leitertemperaturen können gemäß VDE 0100-540

- 500°C für Kupfer/Stahl im abgegrenzten sichtbaren Bereich,
- 200°C für Kupfer/Stahl unter normalen Bedingungen,
- 300°C für Aluminium im abgegrenzten sichtbaren Bereich,
- 200°C für Aluminium unter normalen Bedingungen,

betragen.

2.3.3 Kommentar zu den normativ festgelegten max. Erwärmungstemperaturen

Für die maximale Erwärmungstemperatur empfiehlt sich aus der Praxis, teilweise im Gegensatz zu den normativen Festlegungen, eine Leitertemperatur von 250°C bei Kupferleitern. Dieser Wert ergibt sich aus den Erfahrungen bezüglich der werkstoffspezifischen Aspekte von elektrischen Kontakten, wie sie bei einer Verbindung zwischen Erdungsleitern oder einem Transformatorgehäuse und einem Erdungsleiter auftreten.

Die Problematik des Stromdurchflusses bei hohen Strömen ergibt sich vor allem bei den genannten Kontaktstücken. Diese sind besonderen Bedingungen ausgesetzt: Stromfluss und -unterbrechung durch elektrische Kontakte unterliegen der Wechselwirkung der Kontaktstücke mit dem umgebenden Medium, infolge der molekular-mechanischen Vorgänge an den sich berührenden Oberflächen und infolge der Energieumsetzung in den stromführenden Kontaktelementen. Der Kontakt zweier Festkörper mit einer nominellen (scheinbaren) Berührungsfläche erfolgt auf Grund der realen Gestalt ihrer Oberflächen über kleine lokal begrenzte Einzelkontaktflächen. Die diskreten Einzelkontaktflächen lassen sich durch eine Ellipsen- oder eine Kreisfläche beschreiben.

In der Kontakttechnik sind grundsätzlich drei Verschleißprozesse von Bedeutung, die meist gemeinsam auftreten und sich gegenseitig beeinflussen:

- Mechanischer Verschleiß als Folge molekular-mechanischer und energetischer Wechselwirkungen in der realen Kontaktfläche (z.B.: Abplattung durch plastische Deformation bei Abhebekontakten, Schichtverschleiß etc.).
- Elektrischer Verschleiß infolge der Energieumsetzung in der schließenden und öffnenden Schaltstrecke (Materialwanderung und Abbrand bei Abhebekontakten).
- Korrosiver Verschleiß der Kontaktoberflächen durch chemische und elektrochemische Einwirkung des umgebenden Mediums (z.B.: Bildung anorganischer und organischer Fremdschichten in schadstoffhaltiger Atmosphäre).

Für die hier untersuchten Fälle spielt vor allem der korrosive Verschleiß eine Rolle. Die Oberflächen elektrischer Kontakte treten mit den Schadgasen der Atmosphäre in Wechselwirkung und verursachen durch chemische und elektrochemische Reaktionen, meist in Verbindung mit physikalischen Einflussgrößen, wie z.B.: elastische bzw. plastische Deformation, mechanischer Verschleiß, Wärme, elektrischer Felder und Entladungen, einen korrosiven Verschleiß, wobei sich die Reaktionsprodukte in Form von Fremdschichten ablagern und zur Erhöhung des Kontaktwiderstandes Veranlassung geben.

Die Bildung derartiger Fremdschichten lässt sich auch bei der Verwendung von Edelmetallen als Kontaktwerkstoff nicht eliminieren, sondern nur einschränken. Weiterführend kann es nun durch die irreversible Existenz von Fremdschichten (hervorgerufen durch eine übermäßige thermische Beanspruchung über ca. 250°C bei Kupferleitern), zu einer gehemmten elektrischen Leitfähigkeit kommen, welche wiederum im Falle von Erdungs- und Potentialausgleichsleitern zu einer Ausbildung von möglicherweise gefährlichen Berührungsspannungen führt. Die genannten maximalen Werte für die Temperaturbeanspruchung nehmen mit zunehmenden Querschnitt ab, da der Leiter Wärme speichert und der Werkstoffänderungsprozess von der Temperatur und der Zeit abhängig ist.

2.3.4 Ergebnisse der Erwärmungsberechnungen

Allgemein

Um in weiterer Folge eine Aussage zu erhalten, welcher I^2t -Wert für die Erwärmung eines Leiters vorgegebenen Querschnitts unter bestimmten Bedingungen nötig ist, wurden folgende Szenarien unter der Anwendung des normativen Zusammenhangs nach [12] für zulässige Leitertemperaturen kreiert.

- Ein Leiter bestimmten Querschnitts und Materials wird, ausgehend von Anfangstemperaturen von 30°C bis 90°C, auf eine Endtemperatur von 300°C erwärmt (Abb.2.2 obere Graphik, Abb.2.4 obere Graphik)
- Ein Leiter bestimmten Querschnitts und Materials wird, ausgehend von Anfangstemperaturen von 30°C bis 90°C, auf eine Endtemperatur von 150°C erwärmt. (Abb.2.3 obere Graphik, Abb.2.5 obere Graphik)
- Ein Leiter bestimmten Querschnitts und Materials wird, ausgehend von einer Anfangstemperatur von 30°C auf Endtemperaturen von 150°C bzw. 300°C erwärmt. (Abb.2.2 untere Graphik, Abb.2.4 untere Graphik)
- Ein Leiter bestimmten Querschnitts und Materials wird, ausgehend von einer Anfangstemperatur von 60°C auf Endtemperaturen von 150°C bzw. 300°C erwärmt. (Abb.2.3 untere Graphik, Abb.2.5 untere Graphik)

Diese Szenarien sollen günstige und ungünstige Temperaturkonstellationen abdecken und geben für die weitere Berechnung der zulässigen Strombelastbarkeit von Leitern bestimmten Materials und Querschnitts wertvolle Informationen über die zulässige Belastbarkeit. Die Begründung für eine Leitervorwärmung auf 60°C liegt im nicht nur im elektrischen sondern auch wärmetechnischen Kontakt von Leitern an einem betriebswarmen Objekt wie einem Transformator. Dieser kann speziell im Abschnitt nahe dem Transformator zu einer Vorwärmung des Leiters führen.

Graphische Veranschaulichung

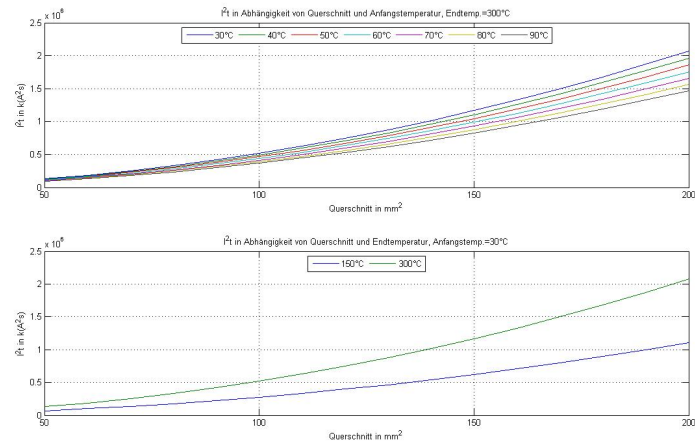


Abbildung 2.2: I^2t -Wert für die Erwärmung eines Kupferleiters bei gegebenen Querschnitt
 Obere Graphik: bis 300°C Endtemperatur
 Unten Graphik: von 30°C Anfangstemperatur

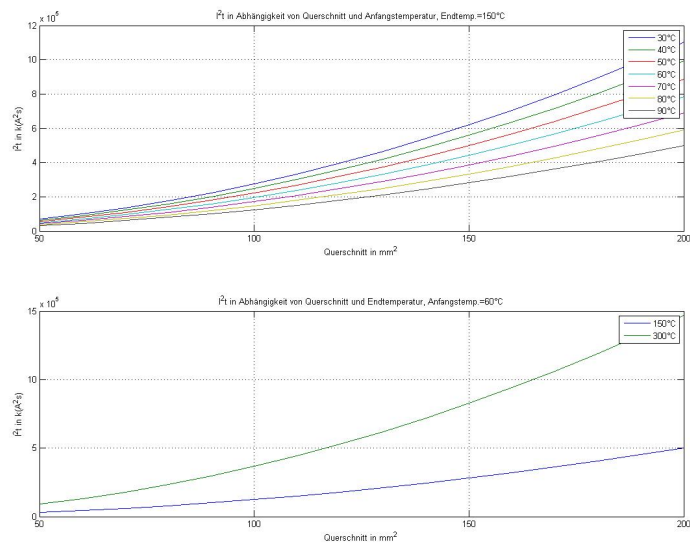


Abbildung 2.3: I^2t -Wert für die Erwärmung eines Kupferleiters bei gegebenen Querschnitt
 Obere Graphik: bis 150°C Endtemperatur
 Untere Graphik: von 60°C Anfangstemperatur

2 Erwärmungsvorgänge bei Stromfluss in elektrischen Leitern

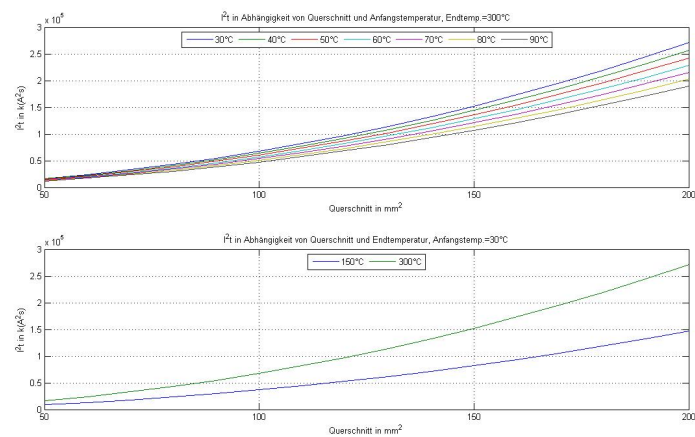


Abbildung 2.4: I^2t -Wert für die Erwärmung eines Stahlleiters bei gegebenem Querschnitt
 Obere Graphik: bis 300°C Endtemperatur
 Untere Graphik: von 30°C Anfangstemperatur

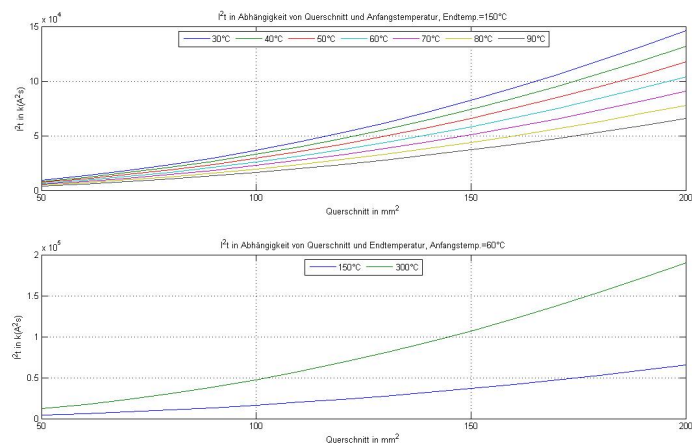


Abbildung 2.5: I^2t -Wert für Erwärmung eines Stahlleiters bei gegebenem Querschnitt
 Obere Graphik: bis 150°C Endtemperatur
 Untere Graphik: von 60°C Anfangstemperatur

Es zeigt sich ganz klar der Unterschied in der thermischen Belastbarkeit in Abhängigkeit vom Material, d.h.: die günstigen elektrische Eigenschaften von Kupfer lassen eine viel größere Belastbarkeit zu.

3

Kapitel 3

Mechanische Belastung von Leitern bei Kurzschlussbeanspruchung

3.1 Einleitung

Neben der thermischen Belastung von Leitern, ist im Falle eines Kurzschlussvorgangs natürlich auch auf die mechanische Belastung besonderes Augenmerk zu legen. Durch mechanische Deformation ist es nicht ausgeschlossen, dass Folgefehler in einer Anlage auftreten, bzw. dass größere bauliche Schäden durch Krafterwirkungen bei ungünstiger Verlegetechnik auftreten. In diesem Kapitel wird von einer theoretischen Einführung über die Berechnung von Kraftwirkungen bei stromdurchflossenen elektrischen Leitern ausgegangen. Im Anschluss daran erfolgt ein Überblick über die normativen Bestimmungen. Am Ende dieses Kapitels wird gezeigt, welche Deformationserscheinungen bei Rundleitern und Schienen abhängig von mechanischen Einflussgrößen und Stromstärke zu erwarten sind.

3.2 Mechanische Beanspruchungen von Leitern

3.2.1 Beidseitig eingespannter Schienen- oder Rundleiter

Für die mechanische Verformung des Leiterabschnittes spielt im Gegensatz zum Erwärmungsvorgang der Stosskurzschlussstrom eine besondere Rolle. Trotz seines zeitlich kurzen Anteils an der Gesamtfehlerdauer ist er die relevante Stromgröße. Als Modell nach ([21], S.656ff) für die Veranschaulichung von Kraftwirkungen, soll ein beidseitig eingespannter Leiter dienen, welcher gleichmäßig über den Längenabschnitt einer Kraft F_H ausgesetzt ist.

3 Mechanische Belastung von Leitern bei Kurzschlussbeanspruchung

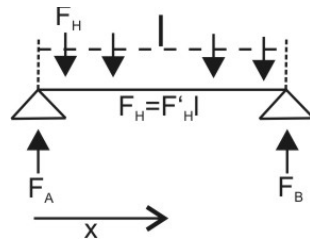


Abbildung 3.1: Kraftbelastung eines beidseitig eingespannten Leiters, (Quelle:[21])

Für die Kraftbelastung der Stützen gilt gemäß Abb. 3.1

$$F_A = F_B = 0.5F'_H l \quad (3.1)$$

womit sich das Biegemoment über die Länge l wie folgt berechnen lässt:

$$\begin{aligned} M(x) &= F_A x - \int_0^x F'_H x dx \\ &= \frac{1}{2} F'_H l x - \frac{1}{2} F'_H x^2 \end{aligned} \quad (3.2)$$

Das maximale Biegemoment bei $\frac{l}{2}$ ergibt sich somit mit

$$M(l/2) = M_{max} = \frac{1}{4} F'_H l^2 - \frac{1}{8} F'_H l^2 = \frac{1}{8} F'_H l^2 \quad (3.3)$$

Das Flächenträgheitsmoment $[m^4]$, das Maß für die Steifigkeit eines ebenen Querschnitts, kann im Falle einer Stromschiene nach Abb. 3.2,

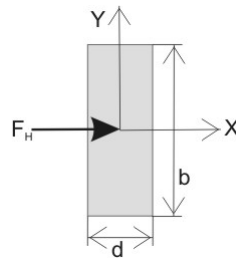


Abbildung 3.2: Schematische Darstellung Stromschiene

berechnet werden nach:

$$J = \int x^2 b dx \quad (3.4)$$

Für das Flächenträgheitsmoment eines Rundleiters nach Abb. 3.3,

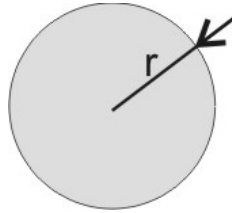


Abbildung 3.3: Schematische Darstellung Rundleiter

gilt:

$$J = \frac{\pi}{4} r^4 \quad (3.5)$$

Für die Berechnung der Auslenkung y kann nun geschrieben werden:

$$M(x) = -EJ \frac{d^2 y}{dx^2} \quad (3.6)$$

Womit nach zweifacher Integration, für die Auslenkung y Gleichung 3.8 formuliert werden kann:

$$\frac{dy}{dx} = \frac{1}{EJ} \int M(x) dx + c_1 \quad (3.7)$$

$$y = \frac{1}{EJ} \left[\int \int M(x) dx + c_1 x + c_2 \right] \quad (3.8)$$

Im Falle des beidseitig eingespannten Leiters ergibt sich für die Integration des Biegemoments:

$$\underbrace{\int \int M(x) dx}_2 \quad (3.9)$$

ad1.)

$$I_1 = \frac{1}{2} F'_H l \frac{x^2}{2} - \frac{1}{2} F'_H \frac{x^3}{3} \quad (3.10)$$

ad2.)

$$\begin{aligned} I_2 &= \frac{1}{4} \frac{1}{3} F'_H l x^3 - \frac{1}{2} \frac{1}{3} \frac{1}{4} F'_H x^4 \\ &= \frac{1}{12} F'_H l x^3 - \frac{1}{24} F'_H x^4 \\ &= \frac{1}{24} F'_H [2lx^3 - x^4] \end{aligned} \quad (3.11)$$

Mittels der Bedingungen für die Position x und Auslenkung y ergibt sich für die Konstanten c_1 und c_2 :

- $x=0, y=0$ führt zu $c_2 = 0$
- $x=l, y=0$ führt zu $c_1 = -\frac{1}{24}l^3$

Schlussendlich folgt für die Auslenkung von Schienen:

$$y(x) = \frac{1}{EJ} F_H' \left[\frac{1}{12} (lx^3 - \frac{1}{2}x^4) - \frac{1}{24}l^3x \right] \quad (3.12)$$

E...Elastizitätsmodul [N/mm²]

$y(x)$...Auslenkung [m] an der Stelle x

J...Flächenträgheitsmoment [m⁴]

l...Länge des Leiters zwischen den Stützen [m]

Die Auslenkungen bei unterschiedlichen Stromstärken und Material bei Schienen und Rundleitern wurden berechnet. Die Ergebnisse werden später im Kapitel gezeigt.

3.2.2 Kraftbeanspruchung auf Kontakte

Wie bereits im Kapitel 2 festgestellt, besteht ein elektrischer "Kontakt" aus einer Vielzahl von kleineren Einzelkontaktstellen mit ellipsen-oder kreisförmigem Querschnitt. Hierfür kann ebenfalls ein Zusammenhang für eine Kraftwirkung formuliert werden [19], welche zu einem abhebenden Verhalten bei stromdurchflossenen Kontakten führt (Abb. 3.4).

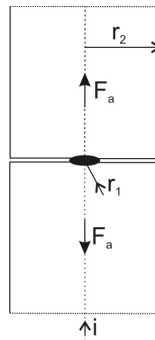


Abbildung 3.4: Prinzipskizze zur Berechnung der abhebenden Kräfte bei Kontakten

$$F_a = \frac{i^2 \mu}{4\pi} \ln \frac{r_2}{r_1} \quad (3.13)$$

3.3 Normative Bestimmungen

Nach ([12], Kap. 5.2.9.2) können folgende Feststellungen ausgemacht werden:

Die mechanische Beanspruchung von Betriebsmitteln durch temperaturabhängige Änderungen der Leiterlänge ist zu berücksichtigen. Erforderlichenfalls ist die Beanspruchung durch geeignete Maßnahmen aufzufangen (z.B. durch flexible Verbindungen, dehbare Anschlüsse oder Expansionsklemmen). Wenn solche Maßnahmen nicht ergriffen werden, sind beim Nachweis der mechanischen Festigkeit der Betriebsmittel zusätzliche , durch Temperaturwechsel hervorgerufene Kräfte zu berücksichtigen [...]

D.h.: Es wird in der Normung auf das Problem aufmerksam gemacht, jedoch lassen sich keine konkreten Regelungen feststellen. Bezüglich der Verlegung von Leitungsstücken heisst es in ([12], Kap. 5.2.9.5) weiter:

Die Verlegearbeiten sind zu Vermeidung von Kabel-/Leitungsschäden bei der durch Normen vom Hersteller empfohlenen Umgebungstemperatur durchzuführen. Einleiterkabel sind so zu verlegen, dass Kurzschlusskräfte keine Beschädigung hervorrufen. In Metallrohren verlegte Kabel/Leitungen sind so zu gruppieren, dass die Außenleiter (und der Neutralleiter sofern vorhanden) desselben Stromkreises im selben Rohr liegen. Die Verlegeart ist so zu wählen, dass äußere Einflüsse auf akzeptable sichere Werte begrenzt werden [...].

3.4 Berechnungen

Für die Berechnungen wurden die Materialien variiert, wobei folgende Kombinationen verwendet wurden:

- E-CuF30 mit einem Elastizitätsmodul $E=110000 \text{ N/mm}^2$
- E-AlF10 mit einem Elastizitätsmodul $E=65000 \text{ N/mm}^2$
- E-AlMgSi0,5 mit einem Elastizitätsmodul $E=70000 \text{ N/mm}^2$

3.4.1 Berechnung von parallelen Rundleitern mit entgegengesetzter Stromrichtung

Für die Auslenkung von Rundleitern muss hinzugefügt werden, dass die möglicherweise dämpfende Wirkung sonstiger Kabelbestandteile (z.B.: Isolierung) nicht berücksichtigt wurde. Der Abstand zwischen den Leitern wurde mit 0,3 m, der Abstand der Stützpfiler mit 0,75 m gewählt, womit berücksichtigt werden muss, dass bei einer größeren Stützpfilerdistanz die Auslenkungen entsprechend größer sind. Als Strombelastung werden Ströme von 3kA bis 40kA angenommen (Abbildungen 3.5, 3.6, 3.7, 3.8, 3.9 und 3.10).

3.4.2 Berechnung von parallelen Stromschienen mit entgegengesetzter Stromrichtung

Im gegenständlichen Fall stellt sich die Frage ob Stromschienen konstruktionsbedingt, abhängig vom Höhen-Breitenverhältnis, zu einer geringeren Auslenkung neigen als Rundleiter. Das Höhen/Breitenverhältnis ändert sich für eine Länge von zwischen jeweils 1 und 5 cm. Als Stromstärken wurden 3kA und 40kA angenommen (Abbildungen 3.11, 3.12, 3.13, 3.14, 3.15 und 3.16).

3.4.3 Ergebnis

Es zeigt sich, dass Stromschienen bei entsprechend gewähltem Höhen/Breitenverhältnis zu geringeren Auslenkungen neigen als Rundleiter. Neben Beschädigungen durch unzulässige Biegebeanspruchung zeigt sich, dass sich benachbarte Leiter (bei zu geringer Dimensionierung auch Schienen) gegebenenfalls auch berühren können womit elektrische Folgefehler nicht auszuschließen sind.

3 Mechanische Belastung von Leitern bei Kurzschlussbeanspruchung

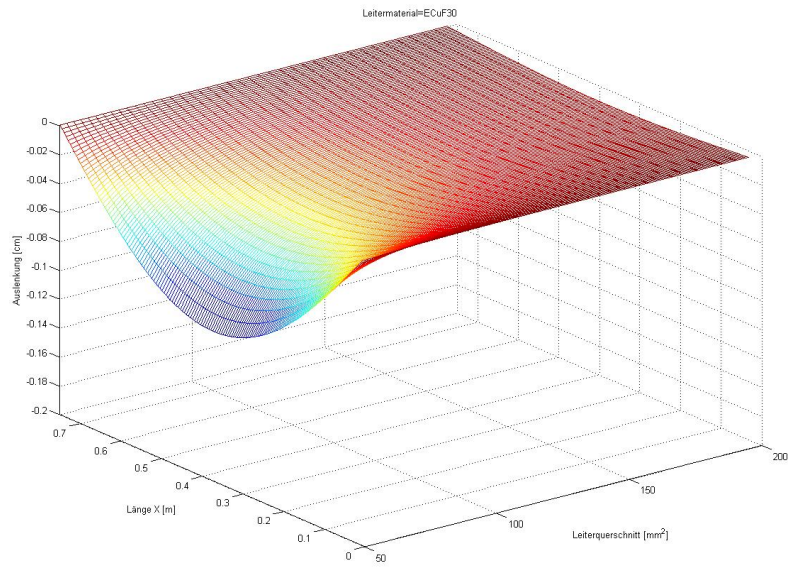


Abbildung 3.5: Auslenkung eines E-CuF30-Rundleiters bei 3kA

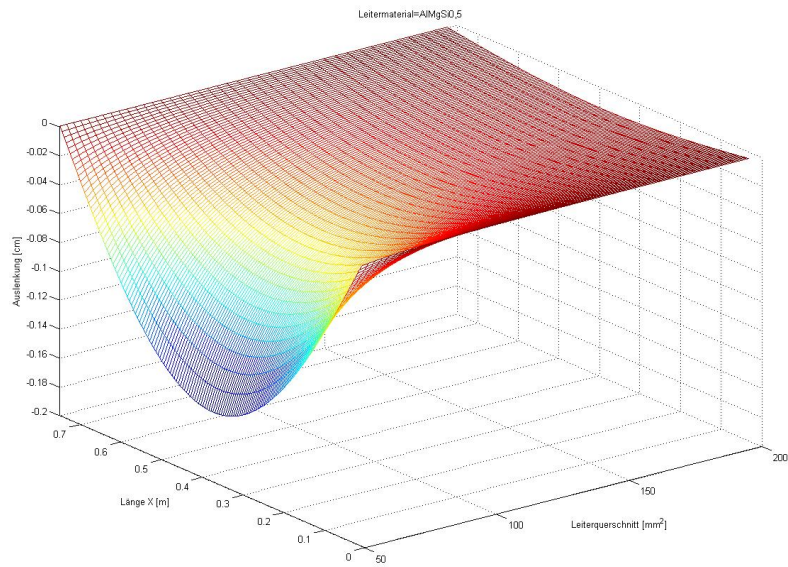


Abbildung 3.6: Auslenkung eines E-AlMgSi0,5-Rundleiters bei 3kA

3 Mechanische Belastung von Leitern bei Kurzschlussbeanspruchung

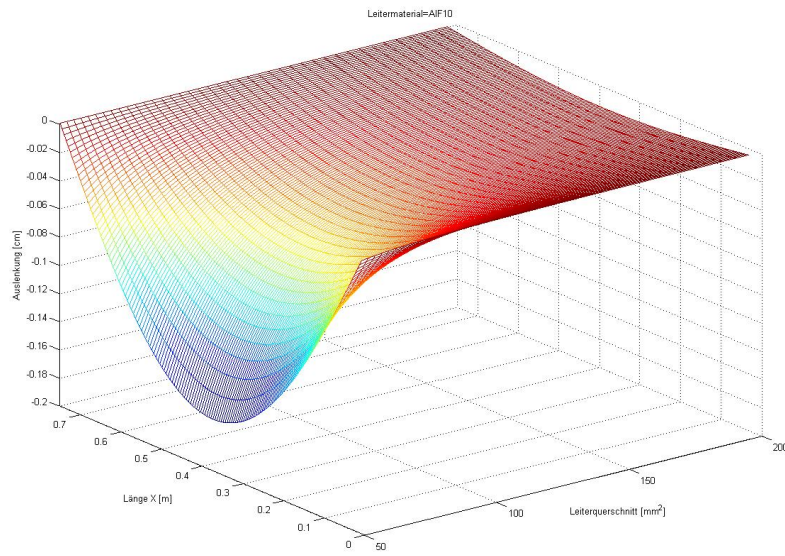


Abbildung 3.7: Auslenkung eines E-AIF10-Rundleiters bei 3kA

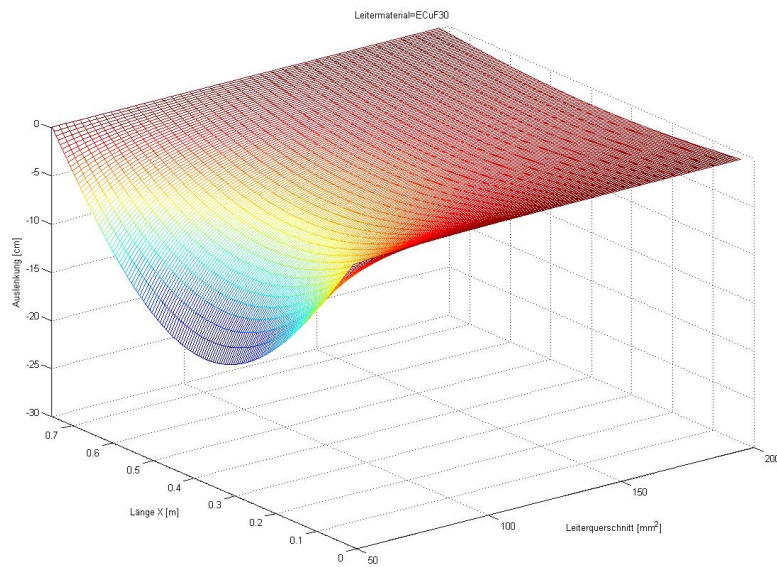


Abbildung 3.8: Auslenkung eines E-CuF30-Rundleiters bei 40kA

3 Mechanische Belastung von Leitern bei Kurzschlussbeanspruchung

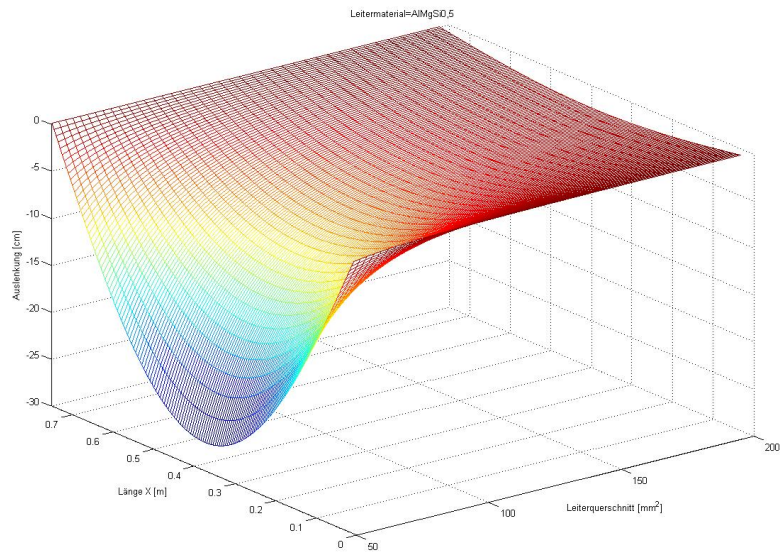


Abbildung 3.9: Auslenkung eines E-ALMgSi_{0,5}-Rundleiters bei 40kA

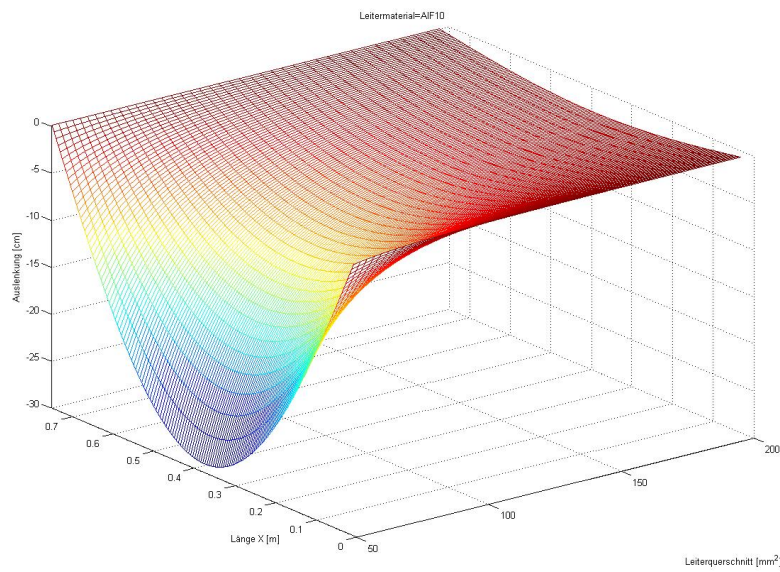


Abbildung 3.10: Auslenkung eines E-AlF₁₀-Rundleiters bei 40kA

3 Mechanische Belastung von Leitern bei Kurzschlussbeanspruchung

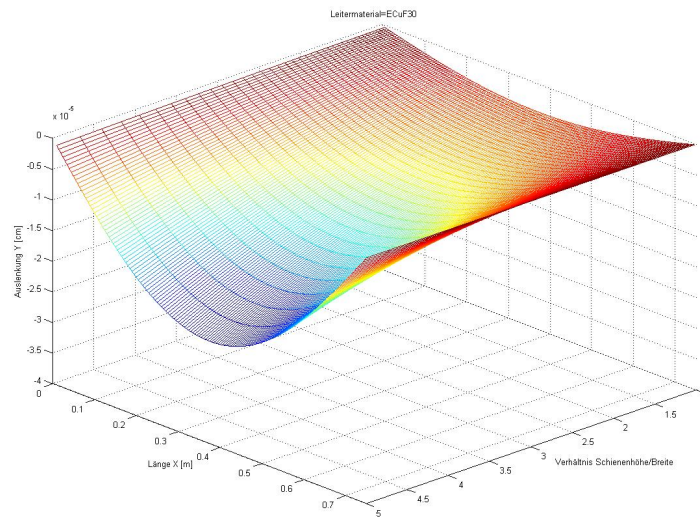


Abbildung 3.11: Auslenkung einer E-CuF30-Schiene bei 3kA bei unterschiedlichem Schienenhöhen-/breitenverhältnis

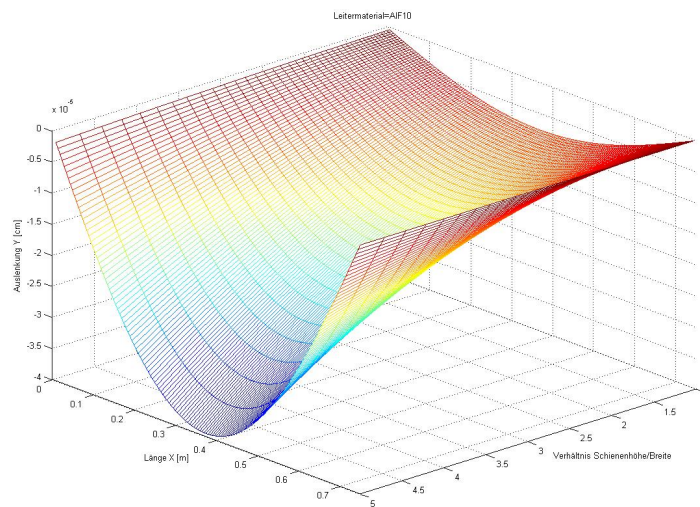


Abbildung 3.12: Auslenkung einer E-AlF10-Schiene bei 3kA und unterschiedlichem Schienenhöhen-/breitenverhältnis

3 Mechanische Belastung von Leitern bei Kurzschlussbeanspruchung

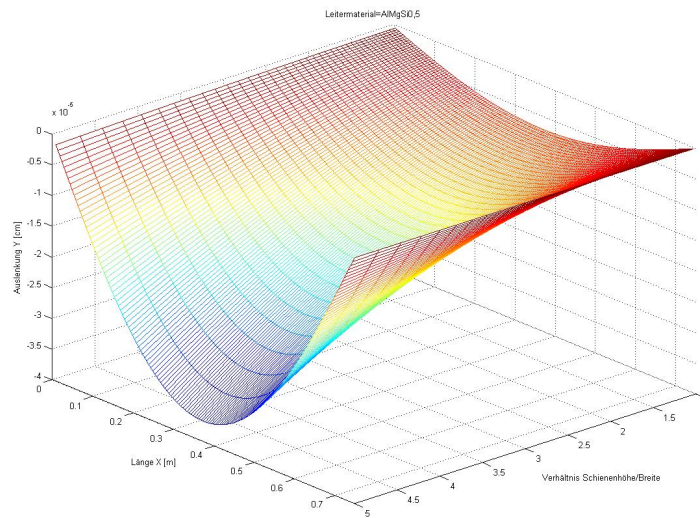


Abbildung 3.13: Auslenkung einer E-AlMgSi0,5-Schiene bei 3kA und unterschiedlichem Schienenhöhen-/breitenverhältnis

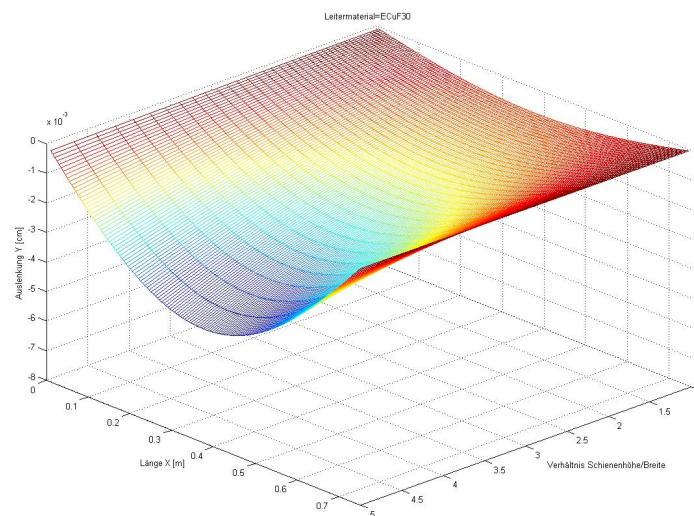


Abbildung 3.14: Auslenkung einer E-CuF30-Schiene bei 40kA und unterschiedlichem Schienenhöhen-/breitenverhältnis

3 Mechanische Belastung von Leitern bei Kurzschlussbeanspruchung

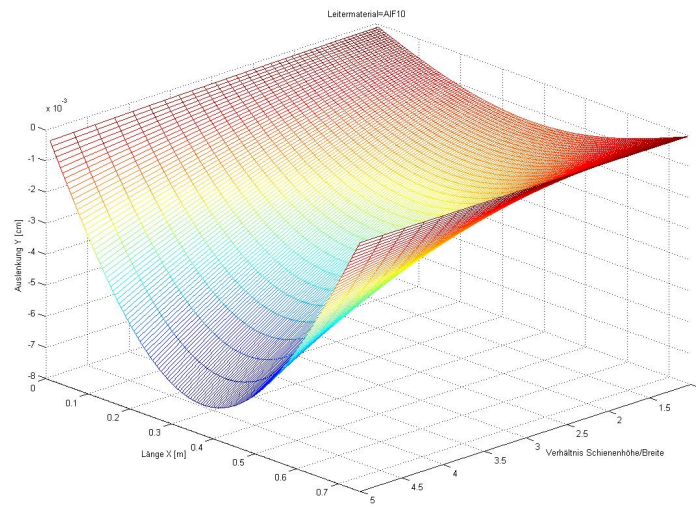


Abbildung 3.15: Auslenkung einer E-AlF10-Schiene bei 40kA und unterschiedlichem Schienenhöhen-/breitenverhältnis

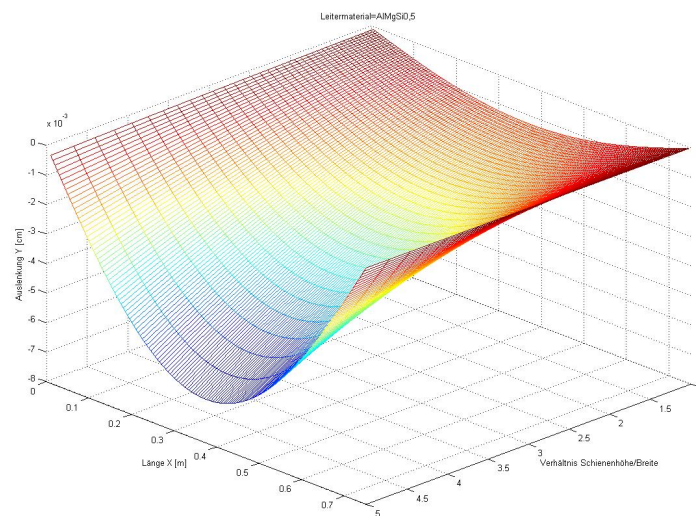


Abbildung 3.16: Auslenkung einer E-AlMgSi0,5-Schiene bei 40kA und unterschiedlichem Schienenhöhen-/breitenverhältnis

4 Auslegungsvorschlag für HH-Sicherungen

4.1 Einleitung

Dieses Kapitel hat zum Ziel, die bisherigen Dimensionierungsrichtlinien für Verteiltransformatoren zu erarbeiten und nötigenfalls zu ergänzen und die Erkenntnisse speziell im Bereich der zeitlichen Begrenzung der maximalen Stromtragfähigkeit des Erdungs- und Potentialausgleichssystems zu erweitern.

Primäre Aufgabe eines Schutzsystems auf der Primärseite des Transformators ist der Schutz des Transformators vor übermäßigen elektrischen Beanspruchungen welche durch unzulässige Erwärmung,

- zu Isolations- und Wicklungsschäden,
- und zum Brand des Transformators,

führen können.

Neben dem Schutz des Transformators muss in Bezug auf das Erdungs- und Potentialausgleichssystem beachtet werden, dass Sicherungen immer mit einer gewissen Verzögerung Fehlerströme abschalten. Um diese Verzögerung später in entsprechenden Berechnungsprogrammen möglichst exakt nachbilden zu können, was in Hinblick auch auf Berührungsspannungen von besonderer Relevanz ist, wurde der Versuch unternommen, für gegenwärtig übliche HH-Sicherungen eine mathematische Nachbildung zu implementieren. Diese Nachbildung kann in weiterer Folge in umfassenderen Schutzkonzepterstellung eingebunden werden.

4.2 Nachbildung von HH-Sicherungskennlinien

4.2.1 Ansatz nach H.H. Johann

Der für die folgende Nachbildung verwendete Ansatz geht auf Arbeiten nach H.H. Johann [27] zurück.

Ausgangspunkt für den Zusammenhang zwischen Stromstärke und Abschmelzzeit bildet die Annahme, dass dieser Vorgang als adiabat angesehen werden kann und somit:

$$t \longrightarrow k \left(\frac{F}{I} \right)^2 \quad (4.1)$$

mit

$$t \longrightarrow 0$$

und

$$I^2 t \longrightarrow a$$

Abk.:

k ...Kurzschlussfaktor $[\frac{A^2 s}{mm^4}]$

F ...Querschnitt $[mm^2]$

$a = kF^2$...Kurzschlusssträgheit $[A^2 s]$

I ...Strom $[A]$

t ...Belastungsdauer $[s]$

Als nächster Fall ist jene Stromstärke zu betrachten, bei welcher es zu keinem Zeitpunkt zu einer Auslösung kommen darf. Johann (1937) spricht in diesem Fall vom sogenannten Grenzstrom I_g $[A]$.

$$I \longrightarrow I_g \quad (4.2)$$

mit

$$t \longrightarrow \infty$$

Zuletzt muss noch der Übergang von der Dauerbelastbarkeit zum adiabatischen Erwärmungsbereich geschaffen werden. Innerhalb dieser Spanne handelt es sich um einen Bereich, in welchem sowohl Wärmeabgabe, als auch Wärmespeicherung stattfindet.

$$I^2 t = a + Q \quad (4.3)$$

mit Q als zeitabhängige Größe für die abgegebene und gespeicherte Wärme $[\frac{cal}{\Omega}] = [A^2 s]$. Der linke Term steht für die in der Widerstandseinheit erzeugte, der rechte Term für die

im Leiter selbst gespeicherte Wärme. Als Näherung für die abgegebene und gespeicherte Wärme pro Widerstandseinheit im Schmelzleiter gilt:

$$Q = bt^{\frac{1}{3}} \quad (4.4)$$

Abk.:

b...Überlastungsträgheit [$A^2s^{2/3}$]

t...Belastungsdauer [s]

Zusammenfassend gibt Johann (1937) folgenden Strom/Zeit-Zusammenhang für Schmelzsicherungen an:

$$I = I_g + \left(\frac{a + bt^{\frac{1}{3}}}{t} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (4.5)$$

mit a,b als zu ermittelnde Faktoren, t als Auslösezeit [s] und dem Grenzstrom I_g [A].

4.2.2 Erweiterter mathematischer Ansatz für HH-Sicherungen

Für Hochspannungs-Hochleistungssicherungen kann nun der Ansatz nach Gleichung 4.5 über die Verwendung von typischen Kennwerten eines HH-Sicherungskennliniendatenblattes modifiziert werden. Die 3 unbekanntenen Konstanten aus Gleichung 4.5 können nun mittels der Zusammenhänge,

- $I \rightarrow I_g$ für $t \rightarrow \infty$,
- $I \rightarrow I_S$ für $t \rightarrow t_S$, wobei I_S und t_S Strom und Zeit für den minimalen Ausschaltstrom darstellen,
- $I^2t \rightarrow \Delta K$ für $t \rightarrow t_K$ wobei ΔK das Schmelzintegral darstellt,

über 3 Gleichungen bestimmt und der Zusammenhang damit gelöst werden.

Abk.:

I_g ...Grenzstrom [A]

t...Belastungsdauer [s]

t_S ...Auslösezeit bei Belastung mit minimalen Ausschaltstrom [s]

t_K ...beliebige Auslösezeit unter Verwendung des Schmelzintegrals ΔK [s]

ΔK ...Schmelzintegral [A^2s]

Gleichung 1:

$$I_g = I_g \text{ für den Fall } t \rightarrow \infty \quad (4.6)$$

Gleichung 2:

$$I_S = I_g + \left(\frac{a + bt_S^{\frac{1}{3}}}{t_S} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (4.7)$$

Gleichung 3:

$$I^2 t_K = \Delta K \quad (4.8)$$

Es können nun folgende Umformungen von Gleichung 4.7 durchgeführt werden:

$$\begin{aligned} (I_S - I_g)^2 t_S &= a + bt_S^{\frac{1}{3}} \\ b &= \frac{(I_S - I_g)^2 t_S - a}{t_S^{\frac{1}{3}}} \end{aligned} \quad (4.9)$$

und mit 4.7 in 4.8 eingesetzt ergibt sich:

$$\begin{aligned} \Delta K &= I_g^2 t_K + 2I_g t_K \left(\frac{a + bt_K^{\frac{1}{3}}}{t_K} \right)^{\frac{1}{2}} + \left(\frac{a + bt_K^{\frac{1}{3}}}{t_K} \right) t_K \\ \Delta K &= I_g^2 t_K + 2I_g t_K^{\frac{1}{2}} (a + \beta)^{\frac{1}{2}} + (a + \beta) \end{aligned} \quad (4.10)$$

mit

$$\beta = \frac{(I_S - I_g)^2 t_S^{\frac{2}{3}} t_K^{\frac{1}{3}} (1 - t_S^{-\frac{1}{3}} t_K^{\frac{1}{3}})}{(1 - t_S^{-\frac{1}{3}} t_K^{\frac{1}{3}})}$$

Dieser Ausdruck nach 4.10 kann weiter vereinfacht werden zu:

$$\begin{aligned} \delta(a + \beta)^{\frac{1}{2}} + (a + \beta) &= \Delta K - I_g^2 t_K \\ \delta(a + \beta)^{\frac{1}{2}} + (a + \beta) &= \gamma \end{aligned} \quad (4.11)$$

Durch die Substitution von:

$$\begin{aligned} z &= (a + \beta)^{\frac{1}{2}} \\ \gamma &= z^2 + \delta z \end{aligned}$$

kann nun ermittelt werden:

$$\begin{aligned} z_{1,2} &= -\frac{\delta}{2} + \sqrt{\frac{\delta^2}{4} + \gamma} \\ z_{1,2} &= -I_g t_K^{\frac{1}{2}} + \sqrt{\Delta K} \end{aligned}$$

Mittels $a = z^2 - \beta$ und $t_S = t_K$ gilt:

$$\beta = (I_S - I_g)^2 t_K$$

womit

$$a = [(-I_g t_K^{\frac{1}{2}}) + \sqrt{\Delta K}]^2 - (I_S - I_K)^2 t_K$$

Somit sind auch die Konstanten a und b für Gleichung 4.5 bestimmt:

$$\begin{aligned} a &= [(-I_g t_K^{\frac{1}{2}}) + \sqrt{\Delta K}]^2 - (I_S - I_K)^2 t_K \\ b &= \frac{(I_S - I_g)^2 t_S - a}{t_S^{\frac{1}{3}}} \end{aligned} \quad (4.12)$$

Aus den üblichen Sicherungskennlinien ist für den Grenzstrom I_g nicht zu entnehmen, wie groß dieser gewählt werden kann. Dafür sind die Zeiträume für eine mögliche Auslösung zu kurz dargestellt. Ein Möglichkeit bildet die Verwendung des minimalen Schmelzstroms I_{min} und des Durchlaßstroms I_d [27].

$$\begin{aligned} I_g &< I_{min} \\ I_g &= \frac{I_{min} + I_d}{2} \end{aligned} \quad (4.13)$$

wobei der Durchlaßstrom $I_d \sim 1,9 - 1,3 I_N$, I_N =Nennstrom der Sicherung [A], gewählt werden kann.

Bei der programmtechnischen Realisation und Simulation stellt es sich als günstig heraus, den Grenzstrom $I_g = I_N$ und zu wählen.

Um den Gegebenheiten einer Sicherungskennlinie aus der Praxis gerecht zu werden, mussten neben Änderungen bei Ermittlung des Faktors a, noch weitere Änderungen an der Ausgangsgleichung 4.5 durchgeführt werden. Der endgültig implementierte Zusammenhang lautet wie folgt:

$$I = 3.5 * I_g + \left(\frac{a + b t^{\frac{1}{3}}}{t} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (4.14)$$

mit

$$\begin{aligned} a &= [(-I_g t_K^{\frac{1}{2}}) + \sqrt{\Delta K}]^{2.2} - (I_S - I_K)^2 t_K \\ b &= \frac{(I_S - I_g)^2 t_S - a}{t_S^{\frac{1}{3}}} \end{aligned}$$

Dieser Zusammenhang führt für jene Sicherungen, welche zur Absicherung der Primärseite der betrachteten Verteiltransformatorstationen eingesetzt werden zum Ergebnis nach Abbildung 4.1.

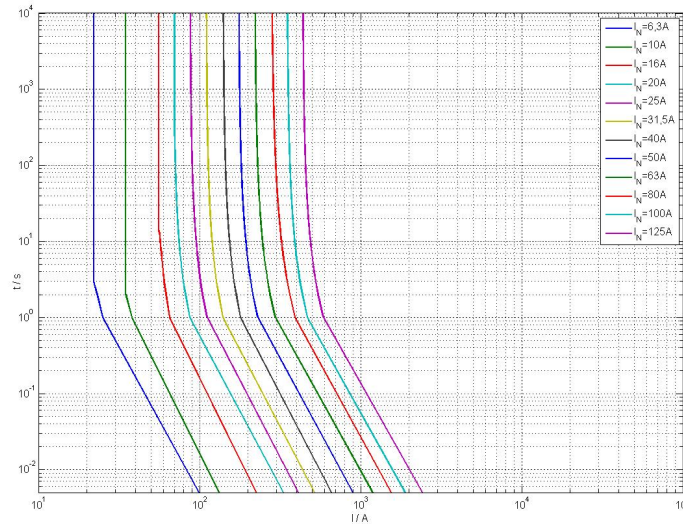


Abbildung 4.1: HH-Sicherungen, Type HHD TB 10 24kV 537mm mit einem Nennbereich von 6,3A bis 125A

4.3 Anforderungen an Sicherungen für die Verwendung in Verteilstationen

4.3.1 Einleitung

Dieses Kapitel soll einen Leitfaden für die richtige Auswahl von Sicherungen zur primärseitigen Absicherung von Transformatoren liefern. Damit wird sichergestellt, dass die für die späteren I^2t -Berechnungen vorgesehenen Abschaltzeiten von den passend ausgewählten Sicherungen entnommen werden. Bezüglich der Absicherung von Transformatoren werden an HH-Sicherungen eine Vielzahl von Forderungen gestellt wobei, der Literatur nach [22] folgend, als Hauptpunkte gelten:

- Die Sicherungen müssen den entsprechenden Nennstrom des Transformators führen können und eine gewisse Überlastfähigkeit besitzen.

Bezüglich des Nennbetriebes müssen die Sicherungen den Nennstrom nach Zusammenhang $I_{Tprim} = \frac{S_T}{\sqrt{3}} U_p$ führen können.

- Die Sicherungen müssen dem Einschaltstrom eines Transformators, bei dem ein Vielfaches der Nennströme fließen kann, widerstehen können.
- Im Falle eines Kurzschlusses muss der Strom schnellstmöglich reduziert und abgeschaltet werden, um größere Beschädigungen des Transformators zu vermeiden.
- Die Selektivität zu Sicherungseinheiten unter- und höhergeordneter Schutzorgane ist zu berücksichtigen.

Mit Hinblick auf die Einschaltströme an Transformatoren spricht man auch von sogenannten Rush-Strömen. Der Fluß im Eisenkern eines Transformators ist, unter Vernachlässigung der ohmschen Widerstände, gegen die angelegte bzw. induzierte Spannung um 90° phasenverschoben. Setzt man zunächst voraus, dass der Eisenkern keinen remanenten Fluss besitzt, so entspricht beim Einschalten des Transformators im Spannungsmaximum der magnetische Zustand im Kern dem stationären Zustand. Weist der Kern jedoch beim Einschalten im Spannungsmaximum einen remanenten Fluss auf, so muß der von der Spannung geforderte Fluss mit dem Betrag des Remanenzflusses beginnen, anstatt mit Null. Dies impliziert einen enormen Strombedarf. Es ist in Folge mit starker Sättigung des Eisenkerns zu rechnen, wobei im ungünstigsten Fall sich eine so starke Sättigung ergibt, dass ein Teil des Flusses außerhalb des Eisens in Luft verlaufen wird.

4.3.2 Bemessung für den sicheren Betrieb

Als bereits genannte Forderung wird von HH-Sicherungen verlangt, dass es neben Einschaltvorgängen auch zu keinen sonstigen unkontrollierten Abschaltungen kommt.

Das in der Abbildung 4.2 gewählte Kürzel "IDMT" steht für "Inverse-time-relay with Definite Minimum Time". Die Stromeinstellung hat somit mindestens mit 1,5 mal dem Nennstrom zu erfolgen. Im allgemeinen wird jedoch nach [22] auf den 2-fachen Nennstrom eingestellt. In Ausnahmefälle können auch höhere Einstellungen notwendig sein, z.B.: wenn hinter dem Transformator relativ große Motoren angeschlossen sind bzw. der Transformator sich im Leerlauf befindet. Das Schalten von belasteten Transformatoren ist hingegen als weniger kritisch zu betrachten.

4 Auslegungsvorschlag für HH-Sicherungen

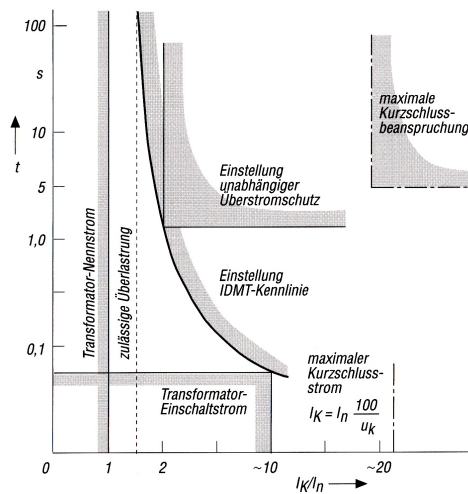


Abbildung 4.2: Anforderung an Hochspannungs-Hochleistungs-Sicherungen nach [22]

4.3.3 Sonderfall der parallel geschalteten Transformatoren

Im Gegensatz zu dem Fall der Versorgung über einen Transformator muss in Industriebetrieben etc. auch mit dem Fall des Parallelbetriebes von Transformatoren gerechnet werden. Eine Besonderheit hierbei kann aus der Abbildung 4.3 nach ([22], S. 209) ersehen werden.

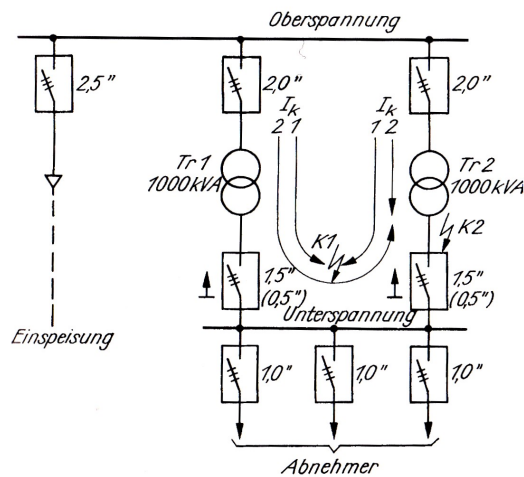


Abbildung 4.3: Anforderungen an Sicherungen/Kriterium der Leistungsreichung, Quelle: [22]

Wie aus Abb. 4.3 zu ersehen ist, kann es passieren, dass es bei einem sekundärseitigen Fehler eines Transformators zu einer nicht gewünschten Abschaltung des zweiten Transformators kommt. Dies kann nur verhindert werden, wenn ein entsprechendes Kriterium der Leistungsrichtung auf der US-Seite eingeführt wird.

Abbildung 4.3 zeigt, dass im Fehlerfall K1 beide Transformatoren entsprechend der Leistungspotential bzw. Impedanzverhältnissen einen Fehlerstrom liefern. Im Fehlerfall K2 innerhalb der Anlage von Transformator Tr2 liefert ebenfalls der Transformator Tr1 einen Betrag zum Kurzschlussstrom. In der Folge könnte es hier aber zu einer ungewollten Auslösung der Schutzeinrichtung auf der Sekundärseite von Transformator Tr1 kommen. Das Leistungsrichtungskriterium stellt nun sicher, dass der Sekundärschutz nur bei anlageninternen Fehlern, unmittelbar nach dem Transformator anspricht.

4.4 Einsatzgrenzen von HH-Sicherungen in Verteilstationen

Mit Kurzschlussbeanspruchung bei wachsender Transformatorgröße und zunehmender Netzstärke stellt sich die Frage, ob Hochspannungs-Hochleistungssicherungen zur primären Absicherung von Transformatoren noch genügend Sicherheit bezüglich:

- dem Schutz des Transformators selbst,
- dem Schutz der Gesamtanlage insbesondere für den Fall des Stromflusses über ein Erdungs- und Potentialausgleichssystem

bieten.

Die Literatur nach ([22], S.215) merkt schon an, dass *"optimal und aus der Praxis heraus sich der Schutz durch Sicherungen nur für Transformatoren bis maximal 630kVA und 20kV Primärspannung anbietet"*. Als alternative Konzepte für den Einsatz von HH-Sicherungen bieten sich an:

- "Schnelle" HH-Sicherungen
- Einsatz von Leistungsschaltern
- Einsatz eines Differentialschutzes

Der *Differentialschutz* ist für den Transformator ein schneller und absolut selektiver Schutz. Bezüglich der Schaltgruppe des Transformators müssen beim primär-/ und sekundärseitigen Stromwandler entsprechende Adaptionen vorgenommen werden.

Weiters gilt es den Einschaltstoßstrom zu beherrschen, wobei dies über entsprechende Stabilisierungen erreicht wird [22]:

- Die Verwendung einer Zeitverzögerung
- Verwendung einer Zeitverzögerung, die aber durch die Anregung des Überstromschutzes aufgehoben wird.
- Die Sperrung der Auslösung des Differentialschutzes, wenn im Einschaltstrom ein ausreichender Anteil einer 2. oder auch 5.Oberschwingung erkennbar ist.

4.5 Resümee

Es konnte in diesem Kapitel gezeigt werden, dass die Auswahl von Sicherungen zur primärseitigen Absicherung von Transformatoren von einer Vielzahl von Problemen und Faktoren abhängt. Die Nachbildung von Sicherungskennlinien kann aber in Zukunft die Modellierung von Schutzkonzepten im Bereich der MS-/NS Transformation erleichtern. Weiters stellt die genaue Analyse der Sicherungsauswahl eine wichtige Grundlage für die Konzeption eines Querschnittsanforderungsprofils für das Erdungs- und Potentialausgleichsleitersystem dar, da die entsprechenden Abschaltzeiten unmittelbar in die Berechnung der I^2t -Belastungen eingehen.

5 **Kapitel 5**

5 Erdungsleiterdimensionierung für den Niederfrequenz-Bereich

5.1 Einleitung

Mit Hilfe der Kapitel 1,2,3 und 4 wurden Erkenntnisse gesammelt, welche es ermöglichen ein Erdungs- und Potentialausgleichssystem nach folgenden vier Anforderungen gemäß [12] zu dimensionieren:

- mechanischen Festigkeit und Korrosionsbeständigkeit,
- thermische Beherrschung der Fehlerströme,
- Verhinderung von Beschädigung von Sachen und Betriebsmitteln,
- Gewährleistung der Sicherheit von Personen im Hinblick auf Spannungen an Erdungsanlagen, die während des höchsten zu erwartenden Erdfehlerstroms auftreten.

Die letzte Anforderung wird in einem der folgenden Kapitel nochmals separat behandelt. Dieses Kapitel beschäftigt sich mit Dimensionierungsvorschlägen speziell für Erdungssysteme in Verteilstationen. Beruhend auf den Ergebnissen der elektrischen, thermischen und mechanischen Berechnungen werden Dimensionierungsvorschläge für den Fall eines einpoligen stationsinternen Erdkurzschlusses ausgeführt.

5.2 Normativer Verweis

Die Normung nach [12] (S.70ff) trifft im Gebiet der Erdungsleiterdimensionierung folgende Aussagen in Bezug auf zu berücksichtigende Parameter:

[...]Demzufolge sind für die Bemessung der Erdungsanlage folgende Parameter von Bedeutung:

- Höhe des Fehlerstromes
- Fehlerdauer
- Beschaffenheit der Erde

Bezüglich der Materialwahl für Erder und Erdungsleiter können folgende Feststellungen entnommen werden ([12], S. 71):

Da Erder mit Erde in engem Kontakt stehen, müssen sie aus Werkstoffen bestehen, die korrosionsbeständig sind (chemische oder biologische Einwirkungen, Oxidation, Bildung eines elektrolytischen Korrosionselementes, Elektrolyse usw.). Sie müssen die mechanischen Beanspruchungen, die während der Montage sowie während des bestimmungsgemäßen Betriebes auftreten, aushalten. In Betonfundamente eingebetteter Stahl und Stahlpfähle oder andere natürliche Erder dürfen als Teil der Erdungsanlage verwendet werden. Die mechanische Festigkeit und Korrosionsbeständigkeit bestimmen die Mindestabmessungen für Erder [...]

Schließlich ergibt sich als Dimensionierungsminimum nach ([12], S.71):

- Kupfer...16mm²
- Aluminium...35mm²
- Stahl...50mm²

5.3 Abhängigkeit der Dimensionierungen von der Sternpunktserdung

Im Rahmen dieser Arbeit wurden Berechnungen vorrangig für niederohmige Sternpunktserdungen durchgeführt. Im Hinblick auf die Dimensionierung des Erdungsleiters bzw. Erdungssystem wird (der Literatur nach [35] folgend) auf die Eigenschaften aller relevanten Sternpunktserdungen und der daraus resultierenden Formen der Beeinflussung eingegangen.

Bei den möglichen Beeinflussungen unterscheidet man grundsätzlich die

- kapazitive Beeinflussung (influenzierte Ladung),
- induktive Beeinflussung (induzierte Spannungen),
- ohmsche Beeinflussung.

Netze mit isoliertem Sternpunkt

Folgende Eigenschaften können bei dieser Form der Sternpunktsbehandlung zusammengefasst werden:

- Der Strom wird allein durch die Leitererdkapazitäten bestimmt.
- Die relevante Größe ist der kapazitive Erdschlussstrom.
- Im Fehlerfall kommt es zu einer Spannungsanhebung der fehlerfreien Leiter auf den Wert der verketteten Spannungen.
- Die Fehlerdauer kann bis zu einigen Stunden betragen.
- Anwendbarkeit bei Mittelspannungsnetzen geringer Ausdehnung.
- Es existiert die Gefahr des Doppelerdschlusses.

Netze mit Erdschlusskompensation

Bei Netzen mit Erdschlusskompensation befindet sich eine Drosselspule im Kreis der Sternpunktserdung, welche im Fehlerfall über die Abgabe von induktiven Strömen im Fehlerfall die vorrangig kapazitiven Erdschlussströme kompensiert. Folgende Eigenschaften können zusammengefasst werden:

- Es existiert bedingt durch u.a. ohmsche Komponenten eine Erdschlussreststrom.
- Es erfolgt eine Spannungsanhebung der fehlerfreien Leiter auf den Wert der verketteten Spannung.
- Die Fehlerdauer kann bis zu einigen Stunden dauern.
- Es besteht die Gefahr des Doppelerdschlusses.
- Anwendung in Mittelspannungsnetzen und Freileitungsnetzen bis 110kV.

Netze mit niederohmiger Sternpunktserdung

Im Fall der niederohmigen Sternpunktserdung können zusammengefasst folgende Eigenschaften formuliert werden:

- Bei einem einpoligen Erdkurzschluss existiert ein Anfangskurzschlusswechselstrom
- Die Größe des Kurzschlussstromes wird durch die Nullimpedanzen des Stromkreises bestimmt.
- Eine Schnellausschaltung erfolgt meist in $< 0,5s$.
- Anwendung in Kabelnetzen (10kV bis 110kV) und in Höchstspannungsnetzen

Netze mit Erdschlusskompensation und vorübergehender niederohmiger Sternpunktserdung

Dieses Hybridsystem verbindet Vorteile einer Erdschlusskompensation mit der Sicherheit einer niederohmigen Sternpunktserdung indem, im Falle eines nicht von selbst erlöschenden Erdschlusses, ein Sternpunkt oder ein Leiter des Betriebsstromkreises einige Sekunden nach Erdschlussbeginn kurzzeitig geerdet wird. Dabei wird über den dabei auftretenden Strom eine selektive Fehlererkennung erreicht.

5.4 Dimensionierungsvorschlag gemäß I^2t -Rechnung

5.4.1 Rechnung

Aus den vorangegangenen Kapiteln konnten eine Reihe von Kriterien für die I^2t -Berechnung herausgearbeitet werden. Der Bereich, welcher im Rahmen dieser Arbeit abgedeckt wird, reicht von Transformatorgrößen von 100 kVA bis 1600 kVA.

Als Grundlage für den Dimensionierungsvorschlag werden als Parameter,

- die Kurzschlussstromwerte herangezogen, welche sich im Dauerkurzschlussfall auf der Sekundärseite einstellen würden,
- die Ausschaltzeit einer HH-Sicherung auf der Primärseite eines Transformators als Dauer der Kurzschlussstrombelastung herangezogen (hier zeigen sich abhängig von Transformator bzw. Kurzschlusszenario und gewählter Sicherung große Unterschiede in der empfohlenen Dimensionierung).

Aus diesen Angaben heraus kann ein I^2t -Wert ermittelt werden, welcher einer entsprechenden adiabatischen Erwärmung des Erdungsleiters gleichzusetzen ist. Der maximale I^2t -Wert für die Erwärmung ergibt sich aus Anfangstemperatur, Endtemperatur und Querschnitt des Leiters. Formal wird also die Forderung gestellt, dass der I^2t -Wert des Berechnungsszenarios kleiner gleich dem I^2t -Wert für eine zulässige Erwärmung ist.

$$|I^2t|_{I_k, t_{Sicherung}} \leq |I^2t|_{Anfangstemp., max. Endtemp., Querschnitt} \quad (5.1)$$

Als Mindestquerschnitt wird, aus Gründen der Korrosion, der mechanischen Belastbarkeit und Festigkeit 50 mm^2 , sowohl für Kupferleiter als auch Stahlleiter, festgelegt.

5.4.2 Ergebnisse

Bezüglich der simulierten Ergebnisse wird zuerst angemerkt, dass folgende Szenarien berechnet wurden (Parameterwerte finden sich in Kap. 1 unter Rechnung für passive Lastsituation)

1. Ein einpoliger Erdkurzschluss direkt nach dem Transformator ohne Begrenzung durch einen Rückleitungswiderstand (Abb. 5.1):

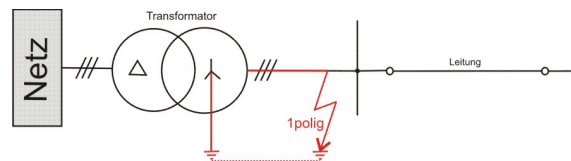


Abbildung 5.1: Szenario 1: ohne Anschlussleitung und ohne Rückleitungswiderstand

Ergebnis für einen Erdungsleiter (Abb. 5.2) und zwei Erdungsleiter (Abb. 5.3):

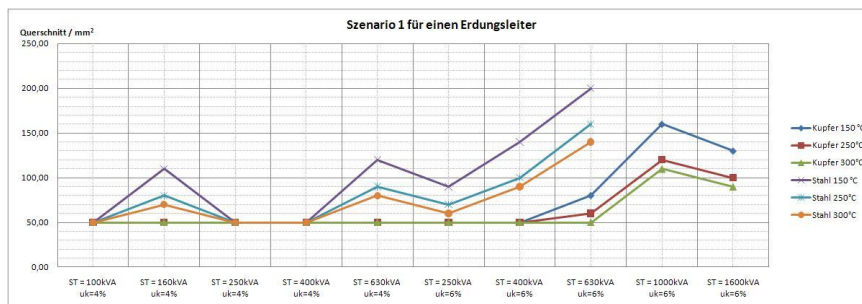


Abbildung 5.2: Erdungsleiterdimensionierungsvorschlag unter der Bedingung, dass kein Anschlussleiter und kein Rückleitungswiderstand existiert

Sprünge bei den Querschnitten ergeben sich aus der Kombination von gewähltem Szenario und der unterschiedlichen Steilheit der Sicherungskennlinien. Kleine Änderungen bei den Kurzschlussströmen bewirken eine Veränderung der Auslösezeit, wobei im Zuge der Berechnung von I^2t , die Veränderung der erforderlichen Querschnitte nicht unbedingt proportional verlaufen müssen.

5 Erdungsleiterdimensionierung für den Niederfrequenz-Bereich

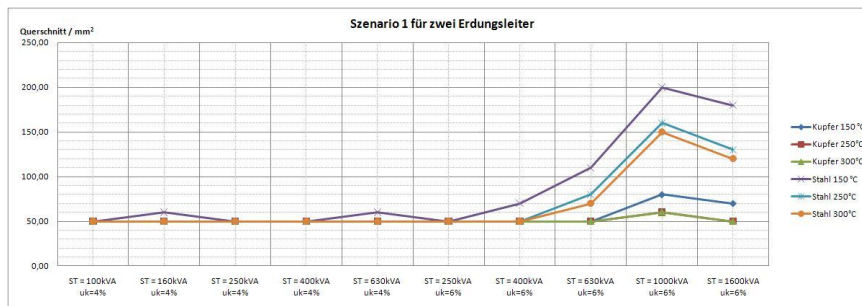


Abbildung 5.3: Erdungsleiterdimensionierungsvorschlag pro Leiter für zwei parallele Leiter unter der Bedingung, dass kein Anschlussleiter- und kein Rückleitungswiderstand existiert

- Ein Erdkurzschluss direkt nach dem Transformator mit Begrenzung durch einen Rückleitungswiderstand, welcher den Erdungs- und Lichtbogenwiderstand beinhaltet (Abb. 5.4):

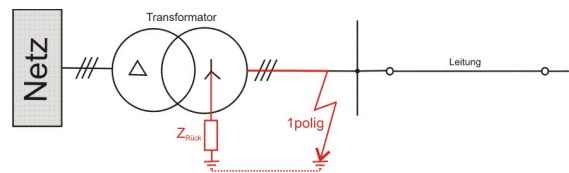


Abbildung 5.4: Szenario 2: Kein Anschlussleitungswiderstand aber mit Rückleitungswiderstand

Ergebnis für einen Erdungsleiter (Abb. 5.5) und zwei Erdungsleiter (Abb. 5.6):

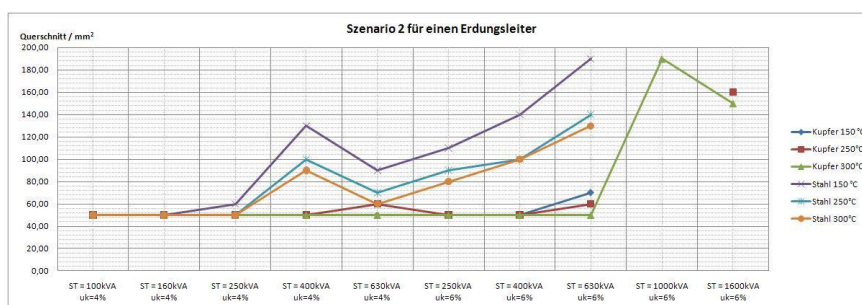


Abbildung 5.5: Erdungsleiterdimensionierungsvorschlag unter der Bedingung, dass ein Rückleitungswiderstand aber kein Anschlussleiterwiderstand existiert

5 Erdungsleiterdimensionierung für den Niederfrequenz-Bereich

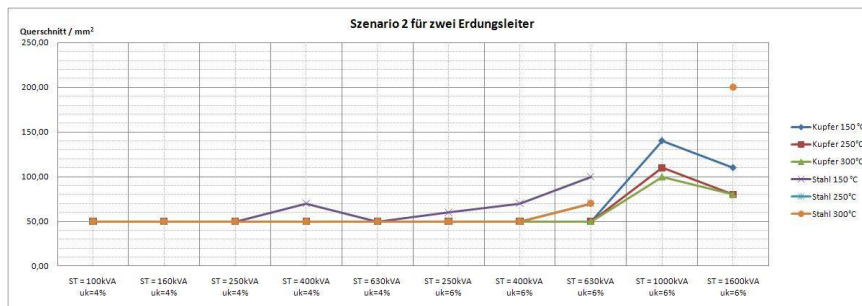


Abbildung 5.6: Erdungsleiterdimensionierungsvorschlag pro Leiter für zwei parallele Leiter unter der Bedingung, dass ein Rückleitungswiderstand aber kein Anschlussleiterwiderstand existiert

- Ein einpoliger Erdkurzschluss nach dem Transformator und einer Anschlussleitung ohne Begrenzung durch einen Rückleitungswiderstand (Abb. 5.7):

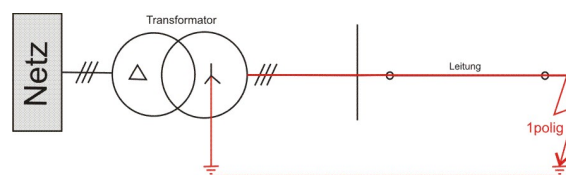


Abbildung 5.7: Szenario 3: 15m Anschlussleitung und kein Rückleitungswiderstand

Ergebnis für einen Erdungsleiter (Abb. 5.8) und zwei Erdungsleiter (Abb. 5.9):

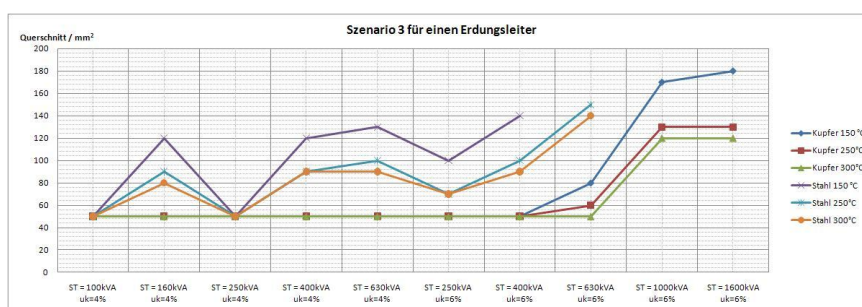


Abbildung 5.8: Erdungsleiterdimensionierungsvorschlag unter der Bedingung, dass ein Anschlussleiter- aber kein Rückleitungswiderstand existiert

5 Erdungsleiterdimensionierung für den Niederfrequenz-Bereich

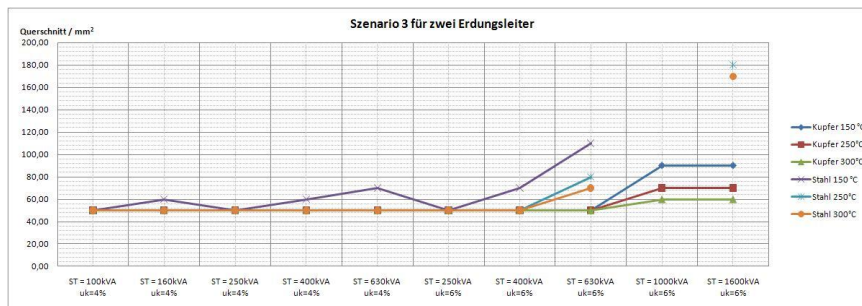


Abbildung 5.9: Erdungsleiterdimensionierungsvorschlag pro Leiter für zwei parallele Leiter unter der Bedingung, dass ein Anschlussleiter- aber kein Rückleitungswiderstand existiert

- Ein einpoliger Erdkurzschluss nach dem Transformator und mit 15 m Anschlussleitung und Begrenzung durch einen Rückleitungswiderstand, welcher den Erdungs- und Lichtbogenwiderstand beinhaltet (Abb. 5.10):

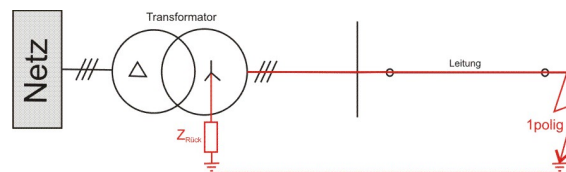


Abbildung 5.10: Szenario 4: 15m Anschlussleitung und Rückleitungswiderstand

Ergebnis für einen Erdungsleiter (Abb. 5.11) und zwei Erdungsleiter (Abb. 5.12):

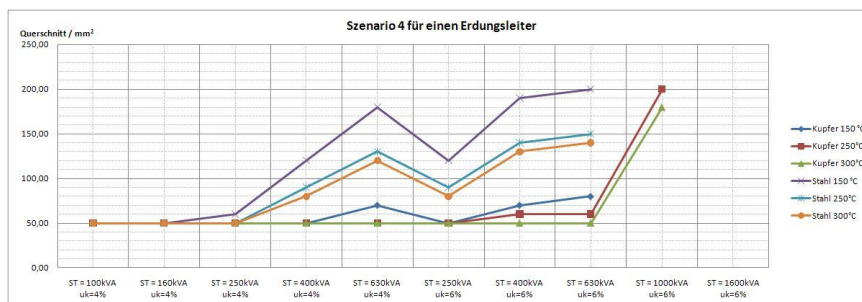


Abbildung 5.11: Erdungsleiterdimensionierungsvorschlag unter der Bedingung, dass ein Anschlussleiter- und ein Rückleitungswiderstand existiert

5 Erdungsleiterdimensionierung für den Niederfrequenz-Bereich

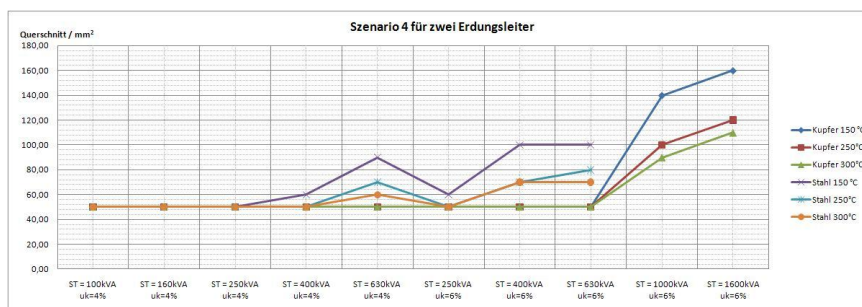


Abbildung 5.12: Erdungsleiterdimensionierungsvorschlag pro Leiter für zwei parallele Leiter unter der Bedingung, dass ein Anschlussleiter- und ein Rückleitungswiderstand existiert

Es zeigen sich eindeutig die Unterschiede in der Wahl des Szenarios bezüglich Anschlussleitung und/oder Rückleitungswiderstand. Diese Unterschiede hängen von der Steilheit der HH-Sicherungskennlinie (gewählter Sicherungsnennstrom in Tabelle 5.1) im relevanten Auslösbereich und der damit verbundenen hohen Änderungsmöglichkeiten der Auslösezeiten ab.

Es zeigt sich für beide Leitermaterialien die Notwendigkeit einer angepassten Erdungssystemdimensionierung abhängig von der Leistung des Transformators.

Transformatorscheinleistung [kVA]	Nennstrom der HH-Sicherung [A]
100	6,3
160	16
250	16
400	25
630	31,5
1000	50
1600	63

Tabelle 5.1: Gewählte Sicherungen bei gegebener Transformatorscheinleistung

5.5 Dimensionierungsvorschlag über die Verwendung von normspezifischen und empirischen Stromdichten

Als Ergänzung zum vorangegangenen Ansatz kann auch ein Dimensionierungsvorschlag bezugnehmend auf die maximalen Stromdichten beim einpoligen Erdkurzschluss für einen Leiter innerhalb eines gewissen Zeitraums (maximale Ausschaltzeit) gemacht werden.

Dieser Ansatz ist zurückzuführen auf [8]:

Die Haupterdungsstrombahn muss so bemessen sein, dass sie dem Bemessungs-Kurzzeit und Stoßstrom entsprechend der Netzsternpunktserdung standhält. Die Stromdichte in einer aus Kupfer bestehenden Erdungsstrombahn darf unter den festgelegten Fehlerbedingungen 200 A/mm² für eine Bemessungs-Kurzschlussdauer von 1s bzw. 125A/mm² für eine Bemessungs-Kurzschlussdauer von 3s nicht überschreiten. Der Leiterquerschnitt muss jedoch mindestens 30mm² betragen.[...]

Weiters, in Bezug auf die Verwendung von anderen Materialien:

Bei Erdungsleitungen, welche nicht aus Kupfer bestehen, sind gleichwertige thermische und mechanische Bedingungen zu erfüllen. Der Stromdurchgang im Erdungssystem ist unter Berücksichtigung der thermischen und mechanischen Beanspruchung durch den zu erwartenden Strom sicherzustellen.

Neben diesem normativen Zugang wird jedoch in der Praxis oft ein Wert von 160A / mm² herangezogen.

Ergebnisse

Für den Vergleich zu den Ergebnissen vom Dimensionierungszugang im I^2t -Verfahren wurden dieselben Szenarien simuliert.

- Szenario 1: Einpoliger Kurzschluss direkt nach dem Transformator, ohne Einfluss eines Rückleitungswiderstandes
- Szenario 2: Einpoliger Kurzschluss direkt nach dem Transformator, mit Einfluss eines Rückleitungswiderstandes
- Szenario 3: Einpoliger Kurzschluss nach 15m Anschlussleitung, ohne Rückleitungswiderstand
- Szenario 4: Einpoliger Kurzschluss nach 15m Anschlussleitung, mit Rückleitungswiderstand

5 Erdungsleiterdimensionierung für den Niederfrequenz-Bereich

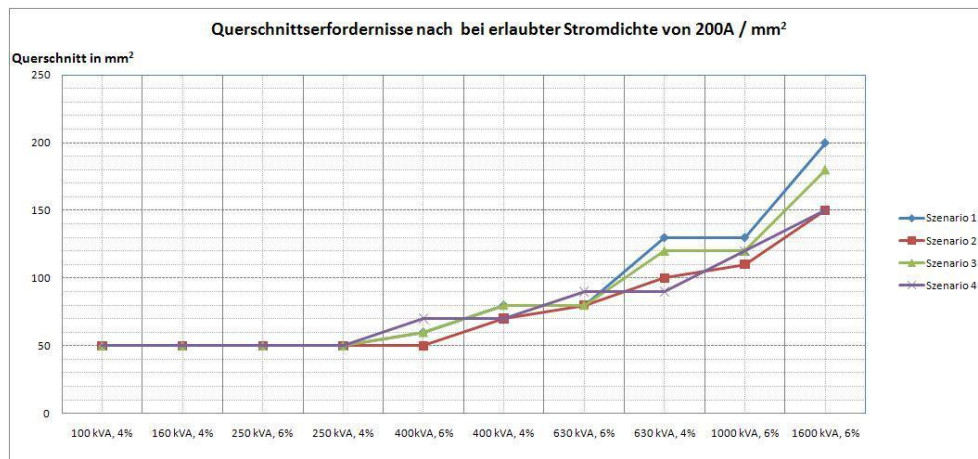


Abbildung 5.13: Erdungsleiterdimensionierungsvorschlag für einen Kupferleiter unter der Bedingung von 200 A/mm^2 für eine Sekunde

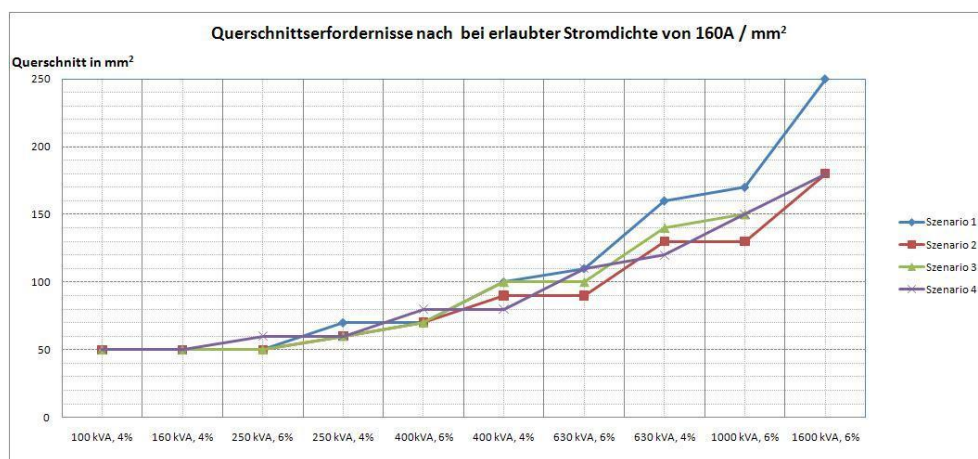


Abbildung 5.14: Erdungsleiterdimensionierungsvorschlag für einen Kupferleiter unter der Bedingung von 160 A/mm^2 für eine Sekunde

Wie zu erwarten war, ergeben sich bei verringerter zugelassener Stromdichte eindeutig höhere Querschnitte, je nach Szenario bis zu 250 mm^2 Einzelleiterquerschnitt. Aus dem formellen Zusammenhang über Querschnitt und maximaler Stromdichte heraus, ergeben sich keine Beschränkungen hinsichtlich der Querschnittsdimensionierung bei steigender Transformatorleistung.

5.6 Vergleich der Ergebnisse und Resümee

Um einen Vergleich der beiden Verfahren durchführen zu können, muss bedacht werden, dass [8] nur von Kupferleitern ausgeht. Daher werden aus der I^2t -Berechnung vorrangig die Ergebnisse für Kupferleiter herangezogen. Die Berechnungen für Stahlleiter liefern naturgemäß aufgrund der niedrigeren Leitwerte hohe Querschnitte und wurden zum Vergleich ebenfalls dargestellt. Für einen Aluminiumleiter können die Ergebnisse für Kupfer und Stahl als Ober- und Untergrenze angesehen werden.

Als erstes auffälliges Ergebnis zeigt sich bei der I^2t -Berechnung, dass ein Erdungsleiter mit einem Querschnitt von bis zu 200 mm^2 nicht ausreicht um bei Transformatoren in der Größenordnung von 1000kVA oder 1600kVA zu bestehen. Dieses Ergebnis steht allerdings im Gegensatz zu den Ergebnissen aus der Berechnung über die max. Stromdichten für 1s Fehlerdauer aus [8]. Jedoch zeigt sich bis zu Transformatorgrößen bis 630kVA ($u_k = 4\%$), dass die geforderten Querschnitte nach der Methode der maximalen Stromdichten größere Querschnitte liefert als die Methode nach I^2t (diese Differenz verringert sich bei verringerten zulässigen Stromdichten). Es ist aber von einer gewissen Streuung bei den Kurzschlussberechnungen und den Auslösezeiten der Sicherungen auszugehen, sodass es in diesem Fall empfehlenswert ist sich an die größeren Querschnitte zu halten. Ab Transformatorgrößen von 1000kVA aufwärts ist, resultierend aus den Ergebnissen der I^2t -Rechnung, eine Verwendung der einfachen Erdungsleiterführung nicht empfehlenswert und es wird, zur Einhaltung von Temperaturerfordernissen, empfohlen, Mindestquerschnitte von 150 mm^2 pro Leiter bei doppelter Ausführung der Erdungsleiter einzuhalten.

6 Kapitel 6

6 Dimensionierung eines Potentialausgleichssystems

6.1 Einleitung

Nach [24] haben Potentialausgleichsleiter die Aufgabe, Körper elektrischer Betriebsmittel untereinander und mit fremden leitfähigen Teilen auf gleiches oder annähernd gleiches Potential zu bringen.

Durch den Potentialausgleich werden Schritt- und Berührungsspannungen verringert oder beseitigt. Falsch angewendet, können aber durch Spannungsverschleppungen zusätzliche Gefahren bei fremden leitfähigen Teilen entstehen. Bei fachgerecht durchgeführtem Potentialausgleich wird jedoch das Grenzzisiko verringert, dass bei der Anwendung der verschiedenen Maßnahmen des Fehlerschutzes noch besteht.

Ziel dieses Kapitels ist es auf die Schwierigkeiten der Dimensionierung eines sicheren Potentialausgleichssystems einzugehen. Diese Schwierigkeit liegt in der Tatsache begründet, dass es oft im Vorhinein nicht möglich ist, "bevorzugte" Strombahnen in einfacher Weise zu ermitteln. Dies führt weiter zum Umstand, dass es nicht klar ersichtlich ist, wo gefährliche Spannungsabgriffe möglich sind und eine Verbesserung des Schutzsystems stattfinden muss. Ein möglicher Lösungsweg für diese Problematik wird, im Rahmen dieser Arbeit, durch Anwendung des Knotenspannungsverfahrens in Maschennetzen gezeigt.

6.2 Richtlinien für die Dimensionierung des Potentialausgleichs

6.2.1 Allgemeine Anforderungen

Eine prinzipielle Regelung für eine Potentialausgleichsdimensionierung kann wie folgt zusammengefasst werden:

- Es müssen die thermischen Grenzen des Leiterabschnittes eingehalten werden, womit der zu erwartende Strom durch den Leiterabschnitt zu ermitteln wäre (Gründe hierfür liegen z.B. in den besprochenen werkstoffspezifischen Änderungen bei übermäßiger Erwärmung).
- Es muss für den Fall von transienten Strombelastungen ein höherer Querschnitt gewählt werden.

Grundsätzlich muss der Potentialausgleich in der Lage sein, die in den entsprechenden Bereichen gegebenenfalls auftretenden Fehlerströme zu tragen. Dies bedeutet aber auch, dass der Hauptpotentialausgleich in der Lage sein muss, den maximal auftretenden Strom zu beherrschen.

6.2.2 Berücksichtigung transienter Ströme und Einbindung in den Blitzschutz

Allgemeines

Bereits in den allgemeinen Anforderungen war ersichtlich, dass neben der niederfrequenten Strombelastbarkeit auch die Beherrschung von transienten Vorgängen möglich sein muss.

Dimensionierungsrichtlinien

Den Ausführungen nach [35] folgend, kann festgehalten werden, dass es sich bei Blitzströmen und transienten Strömen um sehr schnelle Vorgänge handelt.

Diese schnellen Vorgänge haben Eigenschaften, welche im Hinblick auf die Dimensionierung eines Potentialausgleichsleitersystems besondere Relevanz besitzen:

- hohe Scheitelwerte
- hohe Änderungsgeschwindigkeit des Stroms di/dt .

Zusätzlich muss berücksichtigt werden, dass

- der Blitzstrom weitgehend eingepreßt ist (das bedeutet, dass er in jedem Fall in voller Höhe fließt, ganz gleich, welcher Widerstand sich ihm entgegenstellt)
- in jedem Leiter der elektrische Strom ein magnetisches Feld verursacht (ändert sich die Stromstärke, so ändert sich auch die Stärke des Feldes. Dadurch fällt zusätzlich eine Spannung entlang der Leitung ab, je nachdem wie hoch die Energie für die Feldänderungen ausfällt. Von Relevanz in diesem Zusammenhang ist der induktive Blindwiderstand der Leitung. Kennzeichnend für diesen Blindwiderstand ist die Induktivität)

Bezugnehmend auf diese Feststellungen gilt, dass die Spannung, die durch die magnetische Feldänderungsarbeit entlang einer Leitung abfällt, mittels $U_L = L \frac{di}{dt}$ errechnet werden kann. Das heißt, dass unter ungünstigen Bedingungen beim Auftreten von Blitzströmen ein hoher Spannungswert induziert wird.

Für Verbindungsleitungen im Potentialausgleichssystem bedeutet dieser Zusammenhang, dass als Grundregel

- diese so kurz wie möglich sein sollten, damit die Ausdehnung von Schleifen verringert wird und,
- diese auch einen möglichst großen Querschnitt besitzen sollten.

6.3 Abschätzung der Dimensionierungserfordernisse für Potentialausgleichssysteme

Um eine effiziente Verlegung und Dimensionierung von Potentialausgleichsleitungen (aber auch Erdungsleitungen) zu erreichen, ist es notwendig Auskunft über die Stromverläufe zu erhalten. Eine Möglichkeit, Informationen über diese Stromverläufe zu erhalten bildet die Anwendung und Modifizierung des bekannten Knotenspannungsverfahrens, welches in seiner ursprünglichen Form zur Berechnung von Strom-/Spannungsbeziehungen in Widerstandsnetzwerken geeignet ist [21].

6.3.1 Beschreibung des implementierten Algorithmus

Das verwendete Knotenspannungsverfahren wurde nach folgenden Anforderung für die Problemstellung modifiziert:

- Vorgabe eines Netzwerkes mit $N \times N$ -Knoten, zu einer Matrix geordnet, mit anfangs gleichen Widerstands Zweigen.
- Die Möglichkeit der Definition von Zweigen mit speziellen Bedingungen, z.B.: Unterbrechungen, erhöhter Widerstand etc.
- Vorgabe eines Fehlerstromeinspeisepunktes
- Vorgabe von $1 \dots N$ Erdungspunkten an verschiedenen Stellen des Netzwerkes
- Vorgabe eines Erdungswiderstandes

Für die Ermittlung der entsprechenden Zweigströme ist nun folgender Ablauf vorgesehen:

1. Aufstellung einer entsprechenden Knotenadmittanzmatrix Y .
2. Ermittlung der entsprechenden Knotenspannungen über den Einspeisestrom und die Knotenadmittanzmatrix.
3. Über die Differenz der Knotenspannungen in den einzelnen Knoten können die Zweigströme ermittelt werden.

Als Ersatzschaltbild kann die Prinzipskizze Abb. 6.1 herangezogen werden:

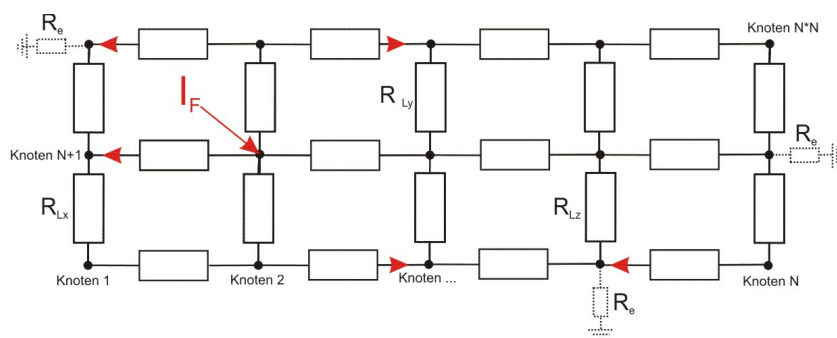


Abbildung 6.1: Prinzipskizze über die Problematik der Stromaufteilung in Maschenstrukturen bei mehreren Erdungspunkten

6 Dimensionierung eines Potentialausgleichssystems

Die Prinzipskizze (Abb. 6.1) zeigt, dass in einem maschenförmigen Widerstandsnetzwerk mit $N \times N$ Knoten an einem beliebigen Knoten ein Fehlerstrom eingespeist werden kann. Die Widerstände in den einzelnen Zweigen, symbolisiert durch R_{Lx}, R_{Ly}, R_{Lz} , können unterschiedliche Werte annehmen (jedoch keine induktive/kapazitive Komponente). Dieses Netzwerk ist an verschiedenen Stellen geerdet (der Erdungswiderstand R_e ist variabel). Abhängig von Netzwerkgröße, Zweigadmittanzen und Erdungswiderstand ergeben sich nun bei Einspeisung eines Fehlerstroms unterschiedliche räumliche und quantitative Stromaufteilungen.

Als graphisches Ergebnis nach der Durchführung einer Simulation ergibt sich grundsätzlich folgender "Raster":

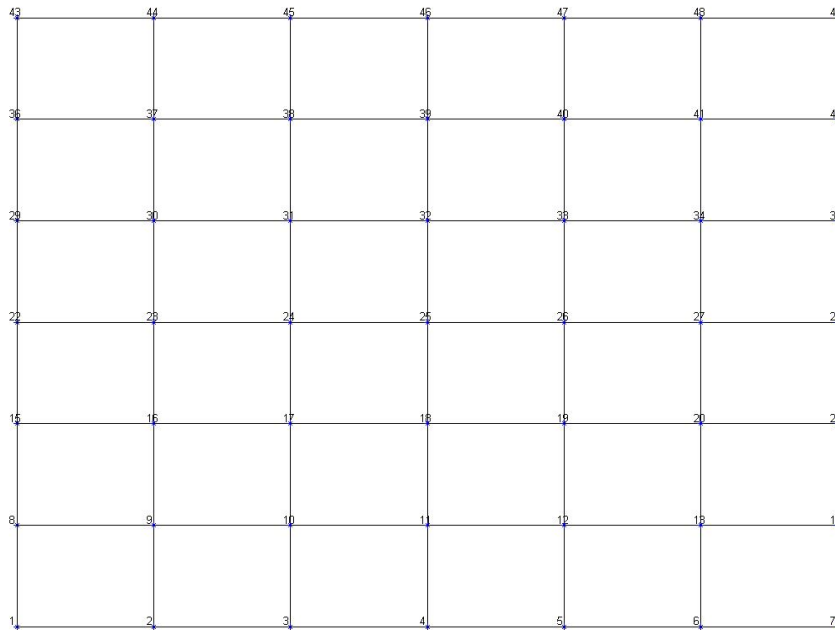


Abbildung 6.2: Darstellung einer Netzwerks, bestehend aus 7×7 Knoten für die Berechnung der Stromaufteilung

Wie aus Abbildung 6.2 zu ersehen ist, werden die einzelnen Knoten grundsätzlich über ein maschenförmiges Verbindungsleitungssystem verbunden. Diese können nach Notwendigkeit auch modifiziert werden.

Zur Darstellung der Funktionsweise soll nun im Knoten 33 der Abbildung 6.2 ein Fehlerstrom von 100A eingespeist werden, die Knoten 1,7,43,49 dienen als Erdungspunkte

6 Dimensionierung eines Potentialausgleichssystems

mit einem Widerstand von jeweils 20Ω . Als Leitermaterial wird 90mm^2 Kupferleiter mit jew. 1m Länge angenommen. Das Ergebnis in graphischer Form zeigt Abbildung 6.3.



Abbildung 6.3: Darstellung eines 7*7 Netzwerkes mit Stromspeisung in Knoten 33 und Erdungspunkten in den Knoten 1,7,43 und 49

Würde es nun zu folgenden Unterbrechungen in einzelnen Abschnitten kommen, so kann sofort eine Veränderung der Stromaufteilung auf die einzelnen Teilleiter beobachtet werden (Abb. 6.4):

- Horizontale Unterbrechung zwischen den Knoten: 16-18 und 32-34
- Vertikale Unterbrechung zwischen den Knoten: 16-23, 23-30, 20-27, 27-34

6 Dimensionierung eines Potentialausgleichssystems

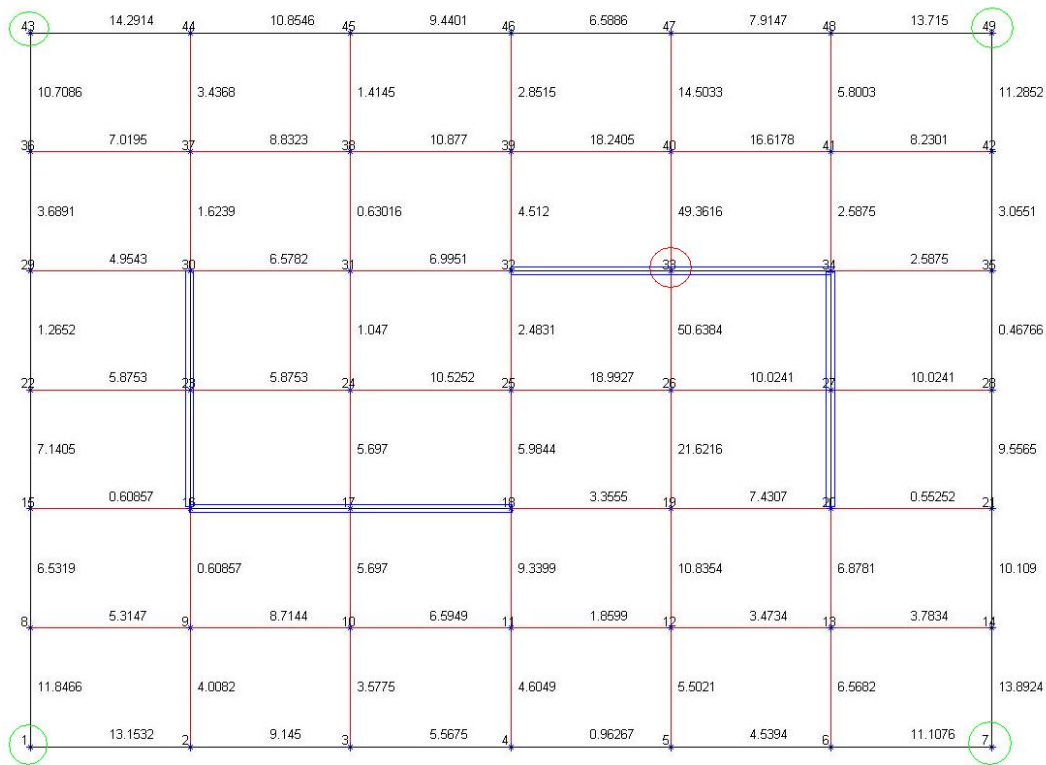


Abbildung 6.4: Darstellung einer 7*7 Matrix mit Stromeinspeisung in Knoten 33 und Erdungspunkten in den Knoten 1,7,43 und 49 und zusätzlichen Unterbrechungen

Wie sich aus vielfacher Variantenrechnung zeigen lässt, ist es aus Sicht der Reduktion von Spannungsabgriffen vorteilhaft, möglichst vermaschten und vielfach geerdeten Systemen den Vorzug zu geben.

Als Einschränkung dieser Methode muss jedoch in dieser Arbeit das Fehlen von induktiven Kopplungen berücksichtigt werden, wobei aber die prinzipielle qualitative Aussagekraft nicht betroffen ist.

Die Aussagen der durchgeführten Simulationen belaufen sich auf die Darstellung der Stromverteilung in der Quelle bis zu den Erdungspunkten, und der Spannungsabfälle zwischen den Netzwerknoden. Dies ist von Relevanz bei der Beurteilung von gefährlichen Spannungsabgriffen. Eine Aufzeichnung und Berechnung des Temperaturverlaufs der Leitungsabschnitte nach [12] wird vorgenommen und somit kann eine Aussage über eine ausreichende Dimensionierung der Leitung getroffen werden.

6.3.2 Ergebnisse

Als Ergebnis der Simulationen kann festgehalten werden, dass es für die effiziente Dimensionierung des Systems eine umfassende Modellierung notwendig ist. Es zeigt sich, dass Stromaufteilungen oft nicht in einfacher Weise beurteilt werden können und kleine Änderungen in der Anlagenkonfigurationen (PA-Teilleiter) eine deutliche Änderungen in den Stromaufteilungen bewirken können. Eine eher allgemein gehaltene Gleichmäßigkeit ist der inverse Zusammenhang der Anzahl der Erdungen mit der Dimensionierung der Zuleitungen. Damit zeigt sich, dass ein feinmaschiges vielfach geerdetes PAS-System auch bei großen Strombelastungen Schutz vor gefährlichen Spannungsabgriffen bieten kann und eine sehr gute und rasche räumliche und quantitative Stromaufteilung bewirkt. Mit dieser Grundüberlegung im Hintergrund können auch weitere Überlegungen, sei es auf Seite der EMV oder der thermischen Belastbarkeit von Leiterabschnitten angestellt werden.

7 Kapitel 7

Risikoanalyse

Folgendes Kapitel beschäftigt sich mit möglichen Risiken im Fehlerfall, speziell unter dem Aspekt, dass die Personensicherheit beim Betrieb von elektrischen Anlagen sichergestellt werden muss. Nach [8], [11], [12], [15] können Risiken in Bezug auf

- maximal zulässige Stromdichte,
- mögliche Berührungsspannungen,
- Potentialverschleppung,
- einer gemeinsamen Erdung von HS und NS-Anlagen,

auftreten.

Zweiter Punkt wird im Zuge einer Analyse von einem gegebenen, im Rahmen dieser Arbeit bearbeiteten Szenario des Erdkurzschlusses bei Verteilstationen betrachtet. Die folgenden Punkte sollen, aufgrund der Vielzahl der möglichen Einflussfaktoren allgemein gehalten werden und müssen bei der Anlagenkonzeption in Betracht gezogen werden.

Zur Definition der in den folgenden Kapiteln auftretenden Begriffe soll Abbildung 7.1 dienen.

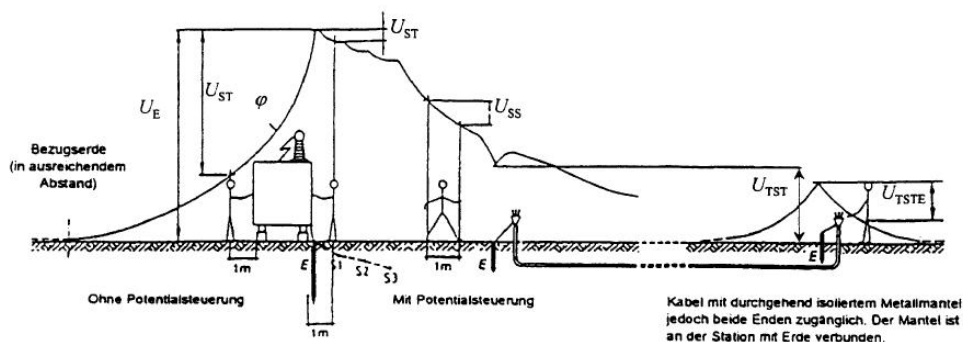


Abbildung 7.1: Aufteilung des Fehlerstroms über PAS und Erdung [12]

Abbildung 7.1 folgend entspricht:

E...Erder

S1, S2, S3...Potentialsteuererder (z.B.: Ringerder) die mit dem Erder E verbunden sind

U_E ...Erderspannung

U_{SS} ...Leerlauf-Schrittspannung

U_{ST} ...Leerlauf-Berührungsspannung

U_{TST} ...Verschleppte Leerlauf-Berührungsspannung, wenn der Mantel am entfernten Ende nicht geerdet ist

U_{TSTE} ...Verschleppte Leerlauf-Berührungsspannung, wenn der Mantel am entfernten Ende geerdet ist

φ ...Oberflächenpotential

7.1 Berührungsspannungen

In Kapitel 5 wurde bereits auf die Anforderungen an Erdungsleiter in Bezug auf elektrische, thermische und mechanische Belastungen verwiesen. Zusätzlich kommt nun jedoch die Anforderung *der Gewährleistung der Sicherheit von Personen im Hinblick auf Spannungen an Erdungsanlagen, die während des höchsten Erdfehlerstromes auftreten* hinzu. Um diese Anforderungen in Bezug auf Erdungssysteme verifizieren zu können wird ein vereinfachtes Szenario, mit dem Hintergrund der Untersuchungen von Verteilstationen, aufgebaut:

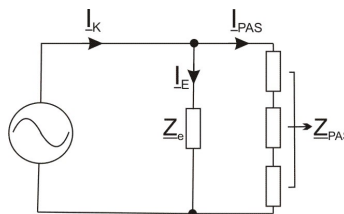


Abbildung 7.2: Aufteilung des Fehlerstroms über PAS und Erdung

Abk.:

I_k ...Fehlerstrom

I_E ...Strom über Erdungsanlage

I_{PAS} ...Strom über Potentialausgleichsystem

Z_e ...Erdungswiderstand

Z_{PAS} ...Widertand des PAS-Systems (PAS-Schiene, Kontakte, HPA, Sternpunkt, etc.)

Wie aus Abb. 7.2 zu ersehen, wird die Annahme getroffen, dass es in einem Fehlerfall bei Stationen zu einem Stromrückfluss aufgeteilt zwischen Potentialausgleichsschiene, Hauptpotentialausgleich, PEN, Erdungssystem und dem Sternpunkt kommt. Formal lässt sich das Problem folgendermaßen darstellen:

$$\begin{aligned} \underline{I}_K &= \underline{I}_{PAS} + \underline{I}_E \\ \frac{\underline{Z}_{PAS}}{\underline{Z}_E} &= \frac{\underline{I}_E}{\underline{I}_{PAS}} \end{aligned} \quad (7.1)$$

hieraus folgt, dass:

$$\begin{aligned} \underline{I}_{PAS} &= \frac{\underline{Z}_E}{\underline{Z}_{PAS}} \underline{I}_E \\ \underline{I}_K &= \underline{I}_E \left(1 + \frac{\underline{Z}_E}{\underline{Z}_{PAS}} \right) \end{aligned} \quad (7.2)$$

mit $\frac{\underline{Z}_E}{\underline{Z}_{PAS}} = f_s = \text{Stromaufteilungsfaktor}$ ergibt sich:

$$\underline{I}_E = \underline{I}_K \frac{1}{1 + f_s} \quad (7.3)$$

mit $\underline{U}_E = \underline{I}_E \underline{Z}_E$. Von diesem einfachen Modell ausgehend, wurden nun Simulationen für einen Strombereich bis 40kA, einer Erdungsimpedanz von 10Ω und einer variablen PAS-Impedanz (zu welcher der Weg PAS-Schiene/Hauptpotentialausgleich/PEN etc. zählt) von 10mΩ und 100mΩ durchgeführt um zu ermitteln, welche Erderspannungen auftreten können.

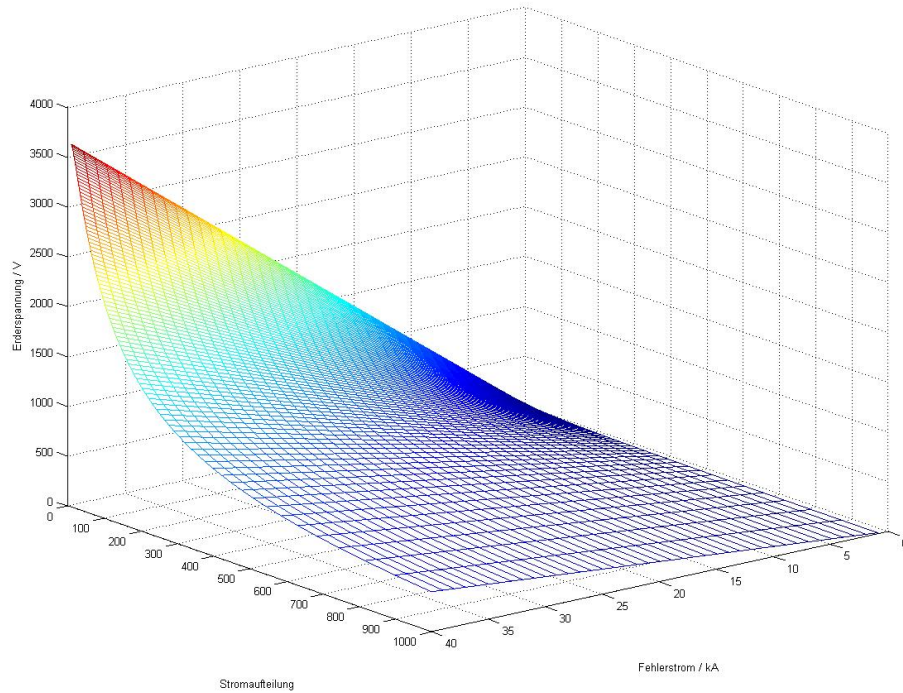


Abbildung 7.3: max. auftretende Erderspannung bei einer Strombelastung bis 40kA (20kV-Ebene) und vorgegebenen PA- und Erdungsverhältnissen

Abbildung 7.3 zeigt dass Erderspannungen bis 4000V (unter Bezug auf die 20kV-Ebene) unter ungünstigen Verhältnissen, d.h.: maximal eingepprägter Fehlerstrom und hoher PAS-Impedanz, möglich sind. Die Frage nach der normativen Relevanz ist u.a. in [12] geregelt, wobei auf Erläuterungen und Definitionen hier nicht eingegangen wird. Für die Berechnung der maximalen Berührungsspannungen wurden die Regelungen nach [12] aufgegriffen und modifiziert, wobei folgende Abweichungen zur Norm bezüglich der Impedanzverhältnisse für die Berechnung der maximal zulässigen Potentialdifferenz gemacht wurden:

- Es existiert ein zusätzlicher Widerstand von $R_a = 1000\Omega$. Dies liegt in der Begründung, dass bei Betreten von entsprechenden Anlagen von z.B.: geeignetem Schuhwerk auszugehen ist.
- Es wurde kein spezifischer Bodenwiderstand berücksichtigt. Für die Betrachtung der allgemeinen Problematik soll es zu keiner Beeinflussung durch örtliche Gegebenheiten kommen.

Für den berührungsabhängigen Körperwiderstand wurden die Werte nach Norm [12], Anhang C, Tabelle C.2 verwendet.

Berührungsspannung [V]	Gesamtkörperimpedanz [Ω]
25	3250
50	2625
75	2200
100	1875
125	1625
220	1350
700	1100
1000	1050

Tabelle 7.1: Gesamtkörperimpedanz Z_B in Abhängigkeit von der Berührungsspannung U_T für einen Stromweg Hand-Hand oder Hand-Fuß nach [12]

Diese müssen entsprechend dem Betrag des Fehlerstroms angepasst werden.

Der Zusammenhang für den Grenzwert der max. Potentialdifferenz liegt formell nach [12] bei:

$$\begin{aligned} U_{Stp}(t_F) &= U_{Tp}(t_F) + (R_{a1} + R_{a2})I_B \\ &= U_{Tp}(t_F)\left(1 + \frac{R_a}{Z_B}\right) \end{aligned} \quad (7.4)$$

mit

U_{Stp} ...Grenzwert der Potentialdifferenz, die im Berührungsstromkreis als Quellenspannung wirkt, durch den die Sicherheit einer Person sichergestellt ist, wenn bekannte zusätzliche Widerstände (z.B.: Schuhe, hochohmiges Material am Standort) verwendet werden,

Z_B ...Körperimpedanz,

I_B ...Strom, der durch den menschlichen Körper fließt,

U_{Tp} ...zulässige Berührungsspannung (Spannung über den menschlichen Körper)

R_a ...Zusätzlicher Widerstand ($R_a = R_{a1} + R_{a2}$)

R_{a1} ...z.B.: Widerstand der Schuhe

R_{a2} ...Ausbreitungswiderstand des Standortes

t_F ...Fehlerdauer

Aus dem formellen Zusammenhang ergibt sich nun der nach Abb. 7.4 folgender Verlauf für die maximale Potentialdifferenz:

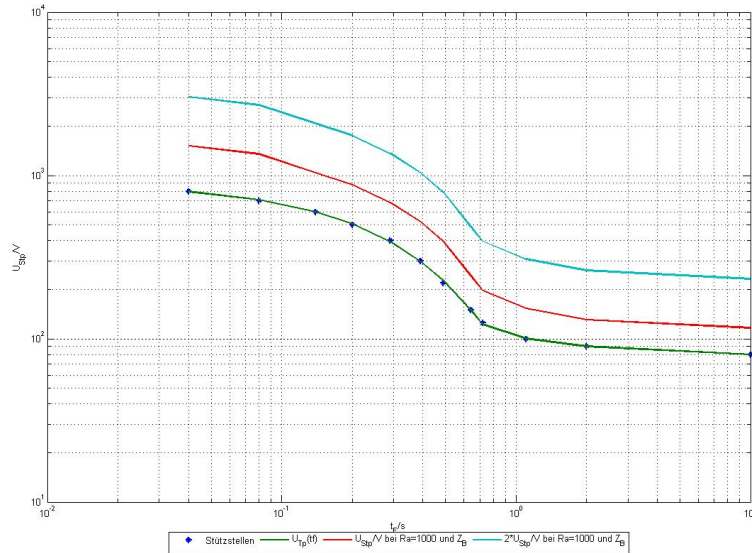


Abbildung 7.4: Zulässige maximale Potentialdifferenz unter Berücksichtigung eines zusätzlichen Widerstandes von $R_a = 1000\Omega$, Modifikation von Anforderungen nach [12]

Es ist aus Abb. 7.4 zu erkennen, dass es bei einem angenommenen ungünstigem Szenario mit einer Erderspannung von bis zu 4000V zu einer Überschreitung der zulässigen Grenzwerte, sowohl nach [12] als auch [11] kommt. Die Grenzwertüberschreitungen hängen von der tatsächlichen Fehlerdauer und den Impedanzverhältnissen im Fehlerfall ab.

7.2 Potentialverschleppung

Für die folgenden Kapitel zur Potentialverschleppung bei Kombination von Erdungen von Hochspannung- und Niederspannungsanlagen soll ein kurzer und allgemeiner Abriss aus Erkenntnissen aus [24] dienen, da die möglichen Konstellationen keine repräsentativen Modellerstellungen zulassen.

Eine Potentialverschleppung liegt immer dann vor, wenn das durch einen Erdungsstrom angehobene Potential einer Erdungsanlage über leitende Verbindungen (z.B.: Kabelmäntel, PEN-Leiter, Rohrleitungen, Fahrschienen etc.) in Gebiete mit geringer oder keiner

Potentialanhebung verschleppt wird, so dass an diesem Leiter ein Potentialunterschied gegen die Umgebung abgreifbar ist. Es ist jedoch auch der umgekehrte Weg zu berücksichtigen, wenn nämlich das Potential aus einem Gebiet der Bezugserde in einen Bereich angehobenen Potentials geführt wird. Wichtig ist z.B. die Berücksichtigung fremder leitfähiger Teile wie Kabelschirme oder -Mäntel, da diese in gleicher Weise wirken. Ist es bei Kabeln möglich und auch in den meisten Fällen empfehlenswert durch beidseitige Erdung der Schirme die Gefahr unzulässig hoher Berührungsspannungen zu vermeiden, so ist dies z.B. bei Rohrleitungen oder fremden leitfähigen Teilen nicht immer der Fall. Beidseitige Erdung leitfähiger Teile an Orten unterschiedlichen Potentials hat immer zur Folge, dass Ausgleichsströme fließen. Wird dabei eine beidseitige Erdung angestrebt, so ist zu prüfen, welchen maximalen Wert diese Ausgleichsströme annehmen können und ob die Betriebsmittel in der Lage sind, diese Ströme ohne Schäden an Leitungen und Geräten zu führen.

7.3 Kombination von Erdungen im HS und NS-Bereich

Bei einer gemeinsamen Erdungsanlage ist ([35] folgend) zu berücksichtigen, dass wenn es zu einem Fehler im Hochspannungsnetz kommt, der zu einem Potentialanstieg an der Erdungsanlage führt, es zu einer Verschleppung dieses angehobenen Potentials über den angeschlossenen N- bzw. PEN-Leiter bis in die Verbraucheranlage kommen kann.

Als allgemeine Bedingungen kann nun festgehalten werden, dass zwei grundlegende Bedingungen eingehalten werden müssen:

- Die maximal zulässigen Berührungsspannungen, sowohl in der NS-Anlage als auch in der HS-Anlage müssen eingehalten werden
- Es darf zu keinen Beschädigungen an Niederspannungsbetriebsmitteln und Geräten durch Überschreitung der zulässigen Isolationspegel kommen.

Entsprechend vorzusehende Maßnahmen sind normativ geregelt, und finden speziell bei dichtbebauter Infrastruktur mit vielfacher Anspeisung von Hochspannungsseite Anwendung [12].

8 Kapitel 8

8 Zusammenfassung

Ziel dieser Arbeit war es im Wesentlichen die sichere Dimensionierung von Erdungs- und Potentialausgleichsleitern im niederfrequenten Fehlerfall darzustellen. Neben der normativ geregelten thermischen Belastbarkeit von Leitungen zeigt auch eine Berücksichtigung von mechanischen Aspekten, dass eine zu geringe Dimensionierung (wenn z.B. eine Berücksichtigung der relevanten Kurzschlussströme nicht erfolgt) zu weitreichenden mechanischen Schäden und in Folge zu elektrischen Fehlern führen kann.

Im Kapitel 1 wurde unter Anwendung der Methode der symmetrischen Komponenten mehrere Szenarien (mit/ohne Rückleitungswiderstand oder Anschlussleitung) für den Fall eines einpoligen Kurzschlusses angenommen. Hieraus wurden als Ergebnis ein Dauerkurzschlussstrom für die Ermittlung von thermischen Belastungen und ein Stosskurzschlussstrom für die Ermittlung von mechanischen Belastungen ermittelt. Weiters wurde festgestellt, dass im Falle einer aktiven Netzstruktur zusätzlich mit Belastungen für das Erdungssystem durch Oberschwingungen zu rechnen ist.

In Kapitel 2 konnten maximale I^2t -Werte für die Erwärmung von Leitern von bestimmten Temperaturniveaus auf vorgegebene Endtemperaturen ermittelt werden. Dies ist von Relevanz für die weitere Bestimmung der erforderlichen Mindestquerschnitte bei gegebener Strombelastung und Fehlerdauer.

Die Simulationsergebnisse aus Kapitel 3 dienen als Ergänzung für die Dimensionierung von Leitungen unter dem Aspekt der mechanischen Verformung. Weiterführend ist speziell im Fall von Verteilstationen zu prüfen, ob einer Ausführung von Anschlussleitungen als Schiene mit entsprechendem Höhen/-Breitenverhältnis einer Rundleiterausführung der Vorzug zu geben ist.

Mit der formalen Implementierung einer HH-Sicherungskennlinie aus Kapitel 4 ist es möglich, Fehlerszenarien im anlagennahen Bereich mit ihrer entsprechenden Dauer zu simulieren.

Als wesentliche Erkenntnis dieser Arbeit sind die Ergebnisse aus Kapitel 5 hervorzuheben, welche beinhalten, dass eine Dimensionierung nach normativen Vorgaben je nach Norm (z.B. [8] oder [12]) zu unterschiedlichen Ergebnissen führt. Die Berechnung mit-

tels I^2t -Methode (basierend auf Vorgaben nach [12]), weist Abweichungen zur Methode der maximalen Stromdichten (basierend auf Norm [8]) auf, speziell bei großen Transformatorleistungen. Als Lösung dieses Problems wird eine Kombination der normativen Bestimmungen vorgeschlagen. Es wird empfohlen bei kleineren Transformatorgrößen bis 630 kVA auf [8] und anschließend auf die Methode nach I^2t und [12] überzugehen um eine sichere Querschnittsdimensionierung zu gewährleisten.

Aufbauend auf der Problematik der Dimensionierung von Leitungen wurde im Rahmen in Kapitel 6 mittels vielfacher Variantenrechnung von PAS-Systemen festgestellt, dass es für die optimale Beherrschung von Fehlerströmen bzw. der Reduktion von gefährlichen Spannungsabgriffen in Anlagen notwendig ist, das PA-System in vermaschter Weise mit vielzähliger Verbindung zum Erdungssystem auszuführen. Die Vermaschung und vielfache Erdung hilft neben anderen Aspekten (z.B. EMV) gleichzeitig bei der Lösung des Problems der Dimensionierung und Verlegung von PA-Leitungen.

Abschließend wurde in Kapitel 7 festgestellt, dass es bei entsprechenden Fehlerströmen und ungünstigen Konstellationen im PAS/Erdungsimpedanzverhältnis zu unzulässigen Berührungsspannungen kommen kann, wobei sowohl Regelungen nach [11] als auch [12] verletzt werden können.

Tabellenverzeichnis

1.1	Transformatorparameter nach [32]	13
2.1	Werkstoff-Konstanten nach [12] Anhang B	63
2.2	Konstanten nach [1] Anhang A	64
5.1	Gewählte Sicherungen bei gegebener Transformatorscheinleistung	101
7.1	Gesamtkörperimpedanz Z_B in Abhängigkeit von der Berührungsspannung U_T für einen Stromweg Hand-Hand oder Hand-Fuß nach [12]	117

Abbildungsverzeichnis

1.1	Kurzschlusszeitkonstanten für Transformatoren von 100kVA bis 1600kVA Nennscheinleistung	15
1.2	Ströme auf der Sekundärseite von Transformatoren nach [28] im Bereich 100kVA bis 1600kVA Nennscheinleistung	15
1.3	Ersatzschaltbild für die Berechnung des Faktors κ und zur Definition des Spannungswinkels φ_u	17
1.4	Ersatzschaltbild für einen einpoligen Fehler, Quelle: [21], S.465	19
1.5	Prinzipskizze für die Anwendung des Bio-Savart'schen Gesetzes nach [29]	22
1.6	Prinzipskizze für die Anwendung des Vektorpotential nach [34]	24
1.7	Prinzipskizze für die Berechnung des Kurzschlussstromes ohne Anschlussleitung und ohne Rückleitungswiderstand	28
1.8	Prinzipskizze für die Berechnung des Kurzschlussstromes ohne Anschlussleitung und mit Rückleitungswiderstand	28
1.9	Prinzipskizze für die Berechnung des Kurzschlussstromes mit Anschlussleitung und ohne Rückleitungswiderstand	29
1.10	Prinzipskizze für die Berechnung des Kurzschlussstromes mit Anschlussleitung und mit Rückleitungswiderstand	29
1.11	Ersatzschaltbild für den 1-poligen Kurzschluss ohne Anschlussleitung . .	30
1.12	Ersatzschaltbild für den 1-poligen Kurzschluss mit Anschlussleitung . . .	30
1.13	Zusammenhang zwischen Transformatorscheinleistung ($u_k = 4\%$) und Dauerkurzschlussstrom ohne zusätzliche Anschlussleitung	34
1.14	Zusammenhang zwischen Transformatorscheinleistung ($u_k = 4\%$) und Stosskurzschlussstrom ohne zusätzliche Anschlussleitung	34
1.15	Zusammenhang zwischen Transformatorscheinleistung ($u_k = 4\%$) und Dauerkurzschlussstrom mit zusätzlicher Anschlussleitung	35
1.16	Zusammenhang zwischen Transformatorscheinleistung ($u_k = 4\%$) und Stosskurzschlussstrom mit zusätzlicher Anschlussleitung	35

Abbildungsverzeichnis

1.17	Zusammenhang zwischen Transformatorscheinleistung ($u_k = 6\%$) und Dauerkurzschlussstrom ohne zusätzliche Anschlussleitung	36
1.18	Zusammenhang zwischen Transformatorscheinleistung ($u_k = 6\%$) und Stosskurzschlussstrom ohne zusätzliche Anschlussleitung	36
1.19	Zusammenhang zwischen Transformatorscheinleistung ($u_k = 6\%$) und Dauerkurzschlussstrom mit zusätzlicher Anschlussleitung	37
1.20	Zusammenhang zwischen Transformatorscheinleistung ($u_k = 6\%$) und Stosskurzschlussstrom mit zusätzlicher Anschlussleitung	37
1.21	Versuchsaufbau für den einpoligen Kurzschlussversuch	44
1.22	Versuchsaufbau für den zweipoligen Kurzschlussversuch	44
1.23	Versuchsaufbau für den dreipoligen Kurzschlussversuch	44
1.24	Messaufbau mit Induktivität in Generatorsternpunkt	45
1.25	Effektivwerte der Strangströme im einpoligen Kurzschlussfall	45
1.26	Effektivwerte der Strangströme im einpoligen Kurzschlussfall mit Drossel im Generatorsternpunkt	45
1.27	Effektivwerte der Strangströme im zweipoligen Kurzschlussfall	46
1.28	Effektivwerte der Strangströme im zweipoligen Kurzschlussfall mit Drossel im Generatorsternpunkt	46
1.29	Effektivwerte der Strangströme im dreipoligen Kurzschlussfall	46
1.30	Effektivwerte der Strangströme im dreipoligen Kurzschlussfall mit Drossel im Generatorsternpunkt	47
1.31	Schalterstellungen für Transformatorphasenanschluss, Transformatorsternpunkt und Generatorsternpunkt nach Fall A für 1-/2-/3-poligen Kurzschluss	48
1.32	Zeitliche Verläufe der Strangströme wenn keine Verbindung zu Transformatorphasen-/sternpunkt oder Generatorsternpunkt vorhanden	48
1.33	Schalterstellungen für Transformatorphasenanschluss, Transformatorsternpunkt und Generatorsternpunkt nach Fall B für 1-/2-/3-poligen Kurzschluss	49
1.34	Zeitliche Verläufe der Strangströme wenn Verbindung Generatorsternpunkt vorhanden	49
1.35	Schalterstellungen für Transformatorphasenanschluss, Transformatorsternpunkt und Generatorsternpunkt nach Fall C für 1-/2-/3-poligen Kurzschluss	50
1.36	Zeitliche Verläufe der Strangströme wenn Verbindung zu Transformatorphasenanschluss vorhanden	50
1.37	Schalterstellungen für Transformatorphasenanschluss, Transformatorsternpunkt und Generatorsternpunkt nach Fall D für 1-/2-/3-poligen Kurzschluss	51

Abbildungsverzeichnis

1.38	Zeitliche Verläufe der Strangströme wenn Verbindung zu Transformatorphasenanschluss und Generatorsternpunkt vorhanden	51
1.39	Schalterstellungen für Transformatorphasenanschluss, Transformatorsternpunkt und Generatorsternpunkt nach Fall E für 1-/2-/3-poligen Kurzschluss	52
1.40	Zeitliche Verläufe der Strangströme wenn Verbindung zu Transformatorphasenanschluss und Transformatorsternpunkt vorhanden	52
1.41	Schalterstellungen für Transformatorphasenanschluss, Transformatorsternpunkt und Generatorsternpunkt nach Fall F für 1-/2-/3-poligen Kurzschluss	53
1.42	Zeitliche Verläufe der Strangströme wenn Verbindung zu Transformatorphasenanschluss, Transformatorsternpunkt und Generatorsternpunkt vorhanden	53
1.43	Zeitliche Verläufe der Strangströme bei zwischengeschalteter Drossel, wenn keine Verbindung zum Transformator besteht	54
1.44	Zeitliche Verläufe der Strangströme bei zwischengeschalteter Drossel, bei Verbindung zum Transformatorphasenanschluss	55
1.45	Zeitliche Verläufe der Strangströme bei zwischengeschalteter Drossel, bei Verbindung zum Transformatorphasenanschluss-/sternpunkt	55
1.46	Amplitudenspektrum von Strömen in der Transformator- und Generatorsternpunktverbindung bei niederohmiger Sternpunktserdung ohne Transformator	57
1.47	Amplitudenspektrum der Strangströme bei niederohmiger Sternpunktserdung ohne Transformator	57
1.48	Amplitudenspektrum von Strömen in der Transformator- und Generatorsternpunktverbindung bei angeschlossenem Transformator	58
1.49	Amplitudenspektrum der Strangströme bei niederohmiger Sternpunktserdung und angeschlossenem Transformator	58
2.1	Prinzipskizze zu Erwärmungsvorgängen nach [19] in Leitern	61
2.2	I^2t -Wert für die Erwärmung eines Kupferleiters bei gegebenen Querschnitt Obere Graphik: bis 300°C Endtemperatur Unten Graphik: von 30°C Anfangstemperatur	68
2.3	I^2t -Wert für die Erwärmung eines Kupferleiters bei gegebenen Querschnitt Obere Graphik: bis 150°C Endtemperatur Untere Graphik: von 60°C Anfangstemperatur	68

Abbildungsverzeichnis

2.4	I^2t -Wert für die Erwärmung eines Stahlleiters bei gegebenen Querschnitt Obere Graphik: bis 300°C Endtemperatur Untere Graphik: von 30°C Anfangstemperatur	69
2.5	I^2t -Wert für Erwärmung eines Stahlleiters bei gegebenem Querschnitt Obere Graphik: bis 150°C Endtemperatur Untere Graphik: von 60°C Anfangstemperatur	69
3.1	Kraftbelastung eines beidseitig eingespannten Leiters, (Quelle:[21])	71
3.2	Schematische Darstellung Stromschiene	71
3.3	Schematische Darstellung Rundleiter	72
3.4	Prinzipskizze zur Berechnung der abhebenden Kräfte bei Kontakten	73
3.5	Auslenkung eines E-CuF30-Rundleiters bei 3kA	76
3.6	Auslenkung eines E-ALMgSi0,5-Rundleiters bei 3kA	76
3.7	Auslenkung eines E-ALF10-Rundleiters bei 3kA	77
3.8	Auslenkung eines E-CuF30-Rundleiters bei 40kA	77
3.9	Auslenkung eines E-ALMgSi0,5-Rundleiters bei 40kA	78
3.10	Auslenkung eines E-ALF10-Rundleiters bei 40kA	78
3.11	Auslenkung einer E-CuF30-Schiene bei 3kA bei und unterschiedlichem Schienehöhen-/breitenverhältnis	79
3.12	Auslenkung einer E-ALF10-Schiene bei 3kA und unterschiedlichem Schienehöhen- /breitenverhältnis	79
3.13	Auslenkung einer E-ALMgSi0,5-Schiene bei 3kA und unterschiedlichem Schienehöhen-/breitenverhältnis	80
3.14	Auslenkung einer E-CuF30-Schiene bei 40kA und unterschiedlichem Schienehöhen- /breitenverhältnis	80
3.15	Auslenkung einer E-ALF10-Schiene bei 40kA und unterschiedlichem Schienehöhen- /breitenverhältnis	81
3.16	Auslenkung einer E-ALMgSi0,5-Schiene bei 40kA und unterschiedlichem Schienehöhen-/breitenverhältnis	81
4.1	HH-Sicherungen, Type HHD TB 10 24kV 537mm mit einem Nennbereich von 6,3A bis 125A	87
4.2	Anforderung an Hochspannungs-Hochleistungs-Sicherungen nach [22]	89
4.3	Anforderungen an Sicherungen/Kriterium der Leistungsreichung, Quelle: [22]	89

Abbildungsverzeichnis

5.1	Szenario 1: ohne Anschlussleitung und ohne Rückleitungswiderstand . . .	97
5.2	Erdungsleiterdimensionierungsvorschlag unter der Bedingung, dass kein Anschlussleiter und kein Rückleitungswiderstand existiert	97
5.3	Erdungsleiterdimensionierungsvorschlag pro Leiter für zwei parallele Leiter unter der Bedingung, dass kein Anschlussleiter- und kein Rückleitungswiderstand existiert	98
5.4	Szenario 2: Kein Anschlussleitungswiderstand aber mit Rückleitungswiderstand	98
5.5	Erdungsleiterdimensionierungsvorschlag unter der Bedingung, dass ein Rückleitungswiderstand aber kein Anschlussleiterwiderstand existiert . .	98
5.6	Erdungsleiterdimensionierungsvorschlag pro Leiter für zwei parallele Leiter unter der Bedingung, dass ein Rückleitungswiderstand aber kein Anschlussleiterwiderstand existiert	99
5.7	Szenario 3: 15m Anschlussleitung und kein Rückleitungswiderstand . . .	99
5.8	Erdungsleiterdimensionierungsvorschlag unter der Bedingung, dass ein Anschlussleiter- aber kein Rückleitungswiderstand existiert	99
5.9	Erdungsleiterdimensionierungsvorschlag pro Leiter für zwei parallele Leiter unter der Bedingung, dass ein Anschlussleiter- aber kein Rückleitungswiderstand existiert	100
5.10	Szenario 4: 15m Anschlussleitung und Rückleitungswiderstand	100
5.11	Erdungsleiterdimensionierungsvorschlag unter der Bedingung, dass ein Anschlussleiter- und ein Rückleitungswiderstand existiert	100
5.12	Erdungsleiterdimensionierungsvorschlag pro Leiter für zwei parallele Leiter unter der Bedingung, dass ein Anschlussleiter- und ein Rückleitungswiderstand existiert	101
5.13	Erdungsleiterdimensionierungsvorschlag für einen Kupferleiter unter der Bedingung von $200 A/mm^2$ für eine Sekunde	103
5.14	Erdungsleiterdimensionierungsvorschlag für einen Kupferleiter unter der Bedingung von $160 A/mm^2$ für eine Sekunde	103
6.1	Prinzipskizze über die Problematik der Stromaufteilung in Maschenstrukturen bei mehreren Erdungspunkten	108
6.2	Darstellung einer Netzwerks, bestehend aus $7*7$ Knoten für die Berechnung der Stromaufteilung	109
6.3	Darstellung eines $7*7$ Netzwerkes mit Stromeinspeisung in Knoten 33 und Erdungspunkten in den Knoten 1,7,43 und 49	110

Abbildungsverzeichnis

6.4	Darstellung einer 7*7 Matrix mit Stromeinspeisung in Knoten 33 und Erdungspunkten in den Knoten 1,7,43 und 49 und zusätzlichen Unterbrechungen	111
7.1	Aufteilung des Fehlerstroms über PAS und Erdung [12]	113
7.2	Aufteilung des Fehlerstroms über PAS und Erdung	114
7.3	max. auftretende Erderspannung bei einem Strombelastung bis 40kA (20kV-Ebene) und vorgegebenen PA- und Erdungsverhältnissen	116
7.4	Zulässige maximale Potentialdifferenz unter Berücksichtigung eines zusätzlichen Widerstandes von $R_a = 1000\Omega$, Modifikation von Anforderungen nach [12]	118

Literaturverzeichnis

- [1] *DIN VDE 0100/540, Errichtung von Niederspannungsanlagen-Teil 5-54: Auswahl und Errichtung elektrischer Betriebsmittel-Erdungsanlagen, Schutzleiter und Schutzpotentialausgleichsleiter.* VDE.
- [2] *DIN VDE 0102 Beiblatt 1, Berechnung von Kurzschlussströmen in Drehstromnetzen, Beispiele.* VDE.
- [3] *DIN VDE 0102 Teil 2, VDE Leitsätze für die Berechnung der Kurzschlussströme, Drehstromanlagen mit Nennspannungen bis 1000V.* VDE.
- [4] *DIN VDE 0102 Teil 3, Kurzschlussströme, Berechnung der Ströme in Drehstromanlagen, Teil 3: Doppelerdkurzschlußströme und Teilkurzschlußströme über Erde.* VDE.
- [5] *DIN VDE 0102, Berechnung von Kurzschlussströmen in Drehstromnetzen.* VDE.
- [6] *ÖVE / ÖNORM 62305-1, Blitzschutz Teil 1, Allgemeine Grundsätze.* ÖVE.
- [7] *ÖVE / ÖNORM 62305-3, Blitzschutz Teil 1, Schutz von baulichen Anlagen und Personen.* ÖVE.
- [8] *ÖVE ÖNORM / EN 60439-1+A1, Niederspannungs-Schaltgerätekombinationen, Teil 1: Typgeprüfte und partiell typgeprüfte Kombinationen.* ÖVE.
- [9] *ÖVE ÖNORM / EN 60909-0, Kurzschlussströme in Drehstromnetzen Teil 0: Berechnung der Ströme.* ÖVE.
- [10] *ÖVE-B1/1976, Beeinflussung von Fernmeldeanlagen durch Wechselstromanlagen mit Nennspannungen über 1kV.* ÖVE, 1976.
- [11] *ÖVE / ÖNORM E 8001-1, Errichtung von elektrischen Anlagen für elektrische Anlagen mit Nennspannung von AC 1000V und DC 1500V, Teil 1: Begriffe und Schutz gegen elektrischen Schlag (Schutzmaßnahmen).* ÖVE, 2000.

- [12] ÖVE / ÖNORM E 8383, *Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1kV*. ÖVE, 2000.
- [13] ÖVE / ÖNORM E 8384, *Erdungen in Wechselstromanlagen mit Nennspannungen über 1kV*. ÖVE, 2000.
- [14] ÖVE / ÖNORM E 8049-1, *Blitzschutz baulicher Anlagen, Teil 1: Allgemeine Grundsätze*. ÖVE, 2002.
- [15] ÖVE / ÖNORM E 8014-1, *Errichtung von Starkstromanlagen für elektrische Anlagen mit Nennspannung von AC 1000V und DC 1500V, Teil 1: Allgemeine Anforderungen und Begriffe*. ÖVE, 2006.
- [16] ÖVE / ÖNORM E 8014-2, *Errichtung von Starkstromanlagen für elektrische Anlagen mit Nennspannung von AC 1000V und DC 1500V, Teil 2: Fundenementender*. ÖVE, 2006.
- [17] ÖVE / ÖNORM E 8014-3, *Errichtung von Starkstromanlagen für elektrische Anlagen mit Nennspannung von AC 1000V und DC 1500V, Teil 3: Besonderheiten von Erdungsanlagen in Gebäuden mit speziellen EMV-Anforderungen der informationstechnischen Einrichtungen*. ÖVE, 2006.
- [18] AG, ABB: *Schaltanlagen Handbuch*. ABB AG, 11. Auflage, 2007.
- [19] BÖHME, HELMUT: *Mittelspannungstechnik, Schaltanlagen berechnen und entwerfen*. VDE-Verlag, 2. Auflage, 2005.
- [20] BONFERT, KURT: *Betriebsverhalten der Synchronmaschine*. Springer-Verlag, Berlin, 1962.
- [21] DIETRICH, OSWALD BERND OEDING: *Elektrische Kraftwerke und Netze*. Springer-Verlag, 6. Auflage, 2004.
- [22] DOEMELAND, WOLFGANG: *Handbuch Schutztechnik: Grundlagen, Schutzsysteme, Inbetriebsetzung*. Huss-Medien GmbH, 7. Auflage, 2003.
- [23] FICKERT, LOTHAR: *Vorlesungsskriptum Schutz und Versorgungssicherheit elektrischer Energiesysteme*. Institut für elektrische Anlagen, 2008.
- [24] GOTTFRIED, KIEFER GERHARD, KREFTER KARL-HEINZ BIEGELMEIER: *Schutz in elektrischen Anlagen, Band 3*. VDE-Verlag, 1998.

- [25] HERBERT, VOGT DIETER SCHMOLKE: *Potentialausgleich, Fundamentender, Korrosionsgefährdung*. VDE-Verlag, 6. Auflage, 2004.
- [26] JOHANN, HANS: *Elektrische Schmelzsicherungen für Niederspannung: Vorgänge, Eigenschaften, technischer Einsatz*. Springer Verlag, 1982.
- [27] JOHANN, H.H.: *Eine Formel für die Strom-Zeit-Kennlinie von Schmelzsicherungen und ihre Anwendung zur Ermittlung von Kennwerten*, Band 25 der Reihe 58. Elektronische Zeitschrift, 1937.
- [28] KÜCHLER, RUDOLF: *Die Transformatoren, Grundlagen für ihre Berechnung und Konstruktion*. Springer-Verlag, 2. Auflage, 1966.
- [29] MIERDEL G., WAGNER S.: *Aufgaben zur theoretischen Elektrotechnik*. VBE Verlag Technik Berlin, 5. Auflage, 1976.
- [30] MÜLLER, GERMAR: *Elektrische Maschinen, Betriebsverhalten rotierender elektrischer Maschinen*. VDE-Verlag, Berlin-Offenbach, 1. Auflage, 1984.
- [31] MUCKENHUBER, RICHARD: *Vorlesungsunterlagen zu "Elektrische Anlagen" Teil 1*. Institut für elektrische Anlagen Technische Universität Graz, 1981.
- [32] MUCKENHUBER, RICHARD: *Vorlesungsunterlagen zu "Elektrische Anlagen" Teil 2*. Institut für elektrische Anlagen Technische Universität Graz, 1984.
- [33] MUCKENHUBER, RICHARD: *Vorlesungsunterlagen zu "Elektrische Anlagen" Teil 3*. Institut für elektrische Anlagen Technische Universität Graz, 1985.
- [34] SIMONYI, K.: *Theoretische Elektrotechnik*. VBE Deutscher Verlag der Wissenschaften, 5. Auflage, 1973.
- [35] THOMAS, SIEPER PETER, DÜRSCHNER ROLF NIEMAND: *Errichten von Starkstromanlagen*, Band 3. VDE-Verlag, 2002.
- [36] VVB, HRSG: INSTITUT FÜR ELEKTRO-ANLAGEN WISSENSCHAFTLICH-TECHNISCHES ZENTRUM DER: *Hochstromtechnik: Grundlagen, Dimensionierung und Ausführung von Hochstromanlagen*. VEB Verlag Technik Berlin, 7. Auflage, 1975.