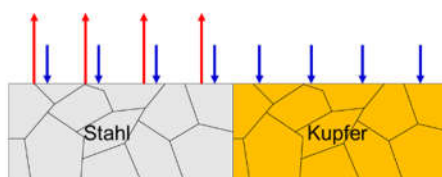
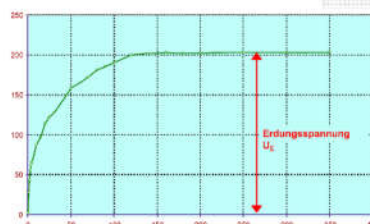
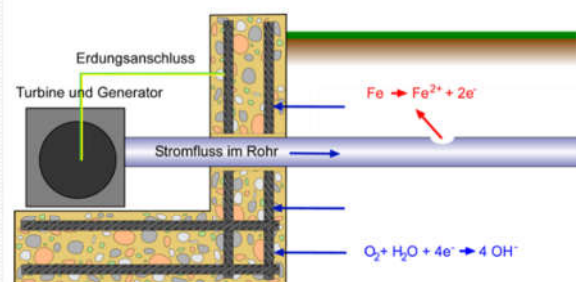
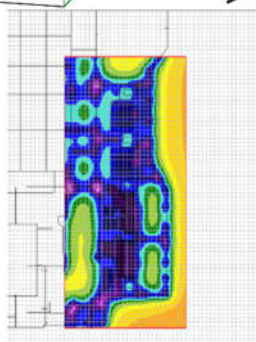
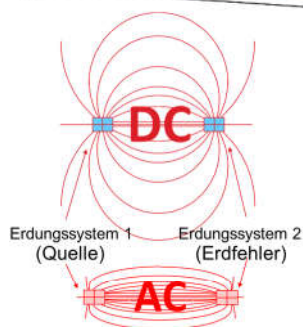
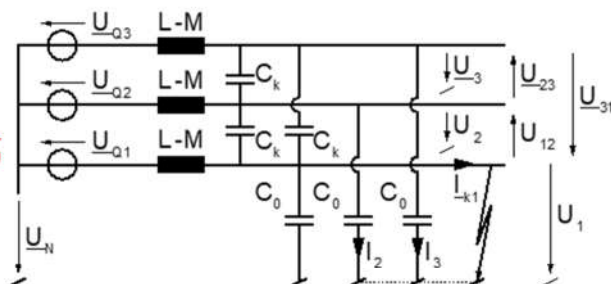
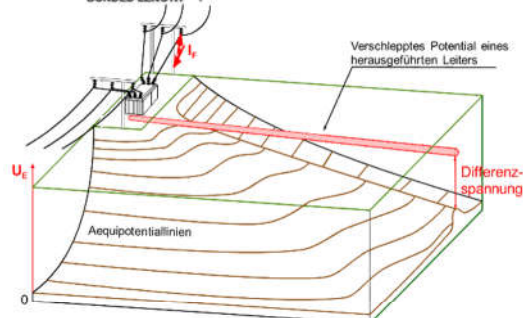
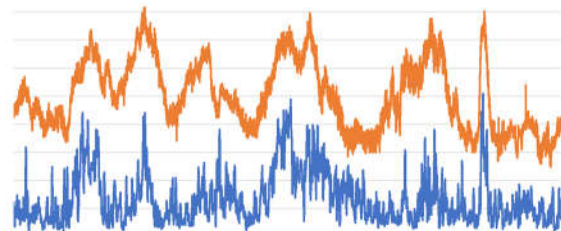
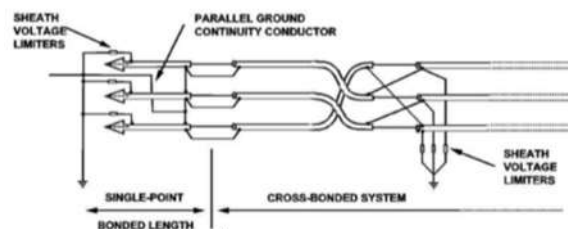


FKH - Fachtagung

21. November 2019

Hotel Arte, Olten

Erdungen



A_p : edlere Fläche
 A_k : unedlere Fläche

*FKH - Fachtagung
21. November 2019
Hotel Arte, Olten*

Erdungen

Veranstalter:



*Fachkommission für Hochspannungsfragen
Hagenholzstrasse 81
8050 Zürich*

**FKH - Fachtagung
21. November 2019
Hotel Arte, Olten**

Vorwort zur Tagung

Die elektrische Erde – oft assoziiert mit einem einfachen Symbol aus vier Strichen $\perp$ - stellt für alle elektrischen Potentiale die 0-Volt-Referenz dar. So gesehen könnte man sie in der Elektrotechnik als physikalisch bedeutungslose Formalität ansehen. In der Praxis werfen jedoch Erdungen viele komplexe Fragen auf, die für das sichere Funktionieren der energie- und nachrichtentechnischen Systeme entscheidend sind und die deshalb viele Elektrotechniker immer wieder beschäftigen.

Die Schwierigkeiten werden einem bewusst, wenn man bedenkt, dass reale Erdungen nie ideal sind, indem sie aus begrenzt leitfähigen Materialien bestehen und dass aber die gleichen Erdungen unter Umständen als Bezugspotential für elektrische Systeme dienen müssen, die Ströme von Mikro- bis Kiloampère führen und Spannungen von Milli- bis Kilovolt aufweisen können.

Die FKH-Fachtagung 2019 widmet sich den Erdungsfragen von Hochspannungsanlagen, Starkstromleitungen und Bahnen. Es werden die geltenden Richtlinien für Ausführung und Kontrolle von Erdungsanlagen, sowie deren Berechnung und Dimensionierung besprochen. Ein weiteres Thema betrifft den Korrosionsschutz im Zusammenhang mit Erdungen. In den Referaten wird auch auf gegenseitige System-Beeinträchtigungen bei Benützung der Erdungen durch verschiedene elektrische Einrichtungen eingegangen.

Die Tagung schafft einen Überblick über häufige Erdungsprobleme und liefert Hinweise für die Erarbeitung von praktischen Lösungen.

Günther Storf
Tagungsleiter, FKH

Dr. Reinhold Bräunlich
Geschäftsleiter, FKH

Tagungsprogramm

Titel: Erdungen
 Ort: Hotel Arte, Olten
 Termin: Donnerstag, 21. November 2019
 Tagungsleiter: Günther Storf, FKH

	Beitrag	Referent
08 ³⁰ -09 ⁰⁵	Willkommenskaffee	
09 ¹⁰ -09 ¹⁵	Begrüssung	Dr. Reinhold Bräunlich, FKH
09 ²⁰ -09 ³⁵	Einführung, Zweck der Erdungen	Günther Storf, FKH
09 ⁴⁰ -10 ¹⁰	Normen und Richtlinien für Erdungsanlagen in der Schweiz	Josef Schmucki, Electrosuisse
10 ¹⁵ -10 ⁴⁵	Korrosionsschutz und Erdungsanlagen	Dr. Markus Büchler, SGK
	Kaffeepause	
11 ¹⁵ -11 ⁴⁵	Auswirkung der Sternpunktbehandlung auf das Erdfehlergeschehen	Dr. Patrick Favre-Perrod, Hochschule für Technik und Architektur Freiburg
11 ⁵⁰ -12 ²⁰	Erdungsberechnungen und Erderdesign	Patrick Noth, BKW Energie AG
12 ²⁵ -12 ⁵⁵	Erdung und Schirmbehandlung von Hochspannungskabeln	Damian Aegerter, Braavos GmbH
	Mittagessen	
14 ³⁵ -15 ⁰⁵	Methoden der Erdungskontrolle und Erdungsmessung	Günther Storf, FKH
15 ¹⁰ -15 ⁴⁰	Beurteilung und Messung des Erdungssystems von Freileitungsmasten mit Erdseil	Christoph Studer, Primeo Netz AG
15 ⁴⁵ -16 ¹⁵	Bahnerdungssysteme: an Schnittstellen zwischen AC- und DC-Bahnen	Dr. Thomas Brügger, FKH
16 ²⁰ -16 ⁵⁰	Schlussdiskussion	Günther Storf, FKH
ab 16 ⁵⁰	Ausklang, Apéro	

Zusammenfassung der Referate

Inhaltsverzeichnis

	Seite
Zweck der Erdungen	1
Günther Storf, FKH	
Normen und Richtlinien für Erdungsanlagen in der Schweiz	9
Josef Schmucki, Electrosuisse	
Korrosionsschutz und Erdungsanlagen	33
Dr. Markus Büchler, SGK	
Auswirkung der Sternpunktbehandlung auf das Erdfehlergeschehen	47
Dr. Patrick Favre-Perrod, Hochschule für Technik und Architektur Freiburg	
Erdungsberechnungen und Erderdesign	67
Patrick Noth, BKW Energie AG	
Erdung und Schirmbehandlung von Hochspannungskabeln	71
Damian Aegerter, Braavos GmbH	
Methoden der Erdungskontrolle und Erdungsmessung	89
Günther Storf, FKH	
Beurteilung und Messung des Erdungssystems von Freileitungsmasten mit Erdseil	99
Christoph Studer, Primeo Netz AG	
Bahnerdungssysteme: an Schnittstellen zwischen AC- und DC-Bahnen	109
Dr. Thomas Brügger, FKH	
Referentenadressen	123
Internetseite zur Fachtagung	125
Notizen	127

FKH - Fachtagung

21. November 2019

Erdungen

Einführung, Zweck der Erdungen

Günther Storf

Fachkommission für Hochspannungsfragen (FKH), Zürich

Funktion und beruflicher Werdegang

Günther Storf hat an der ETH Zürich die Ausbildung zum diplomierten Elektroingenieur abgeschlossen. Seit 1994 arbeitet er bei der FKH als Prüfenieur.

Seit 2006 ist G. Storf Mitglied des TK "Erdungen" des CES, seit 2012 als Vorsitzender.

Einführung, Zweck der Erdungen

Günther Storf

Fachkommission für Hochspannungsfragen (FKH), Zürich

1 Zweck der Erdung

Erdungen haben primär eine wichtige sicherheitstechnische Aufgabe. Im Erdschlussfall (z.B. bei einem Isolationsversagen) und bei Bahnanlagen auch im Normalbetrieb fließen hohe Ströme im Erdungssystem, die auch teilweise ins Erdreich übertreten. Durch Erdungsmassnahmen müssen die Potentialdifferenzen geringgehalten werden. Zwischen metallischen Teilen untereinander und zwischen ihnen und dem Erdboden treten in obigen Fällen Potentialdifferenzen (Spannungen) auf, die Lebewesen oder technische Einrichtungen gefährden können (Abbildung 1).

Durch die Erdung aller nicht spannungsführender Teile und durch einen ausgedehnten Erdpotentialausgleich (Erdungssystem) werden die Spannungsabfälle reduziert und bei definierten Erdungsverhältnissen auch quantifizierbar.

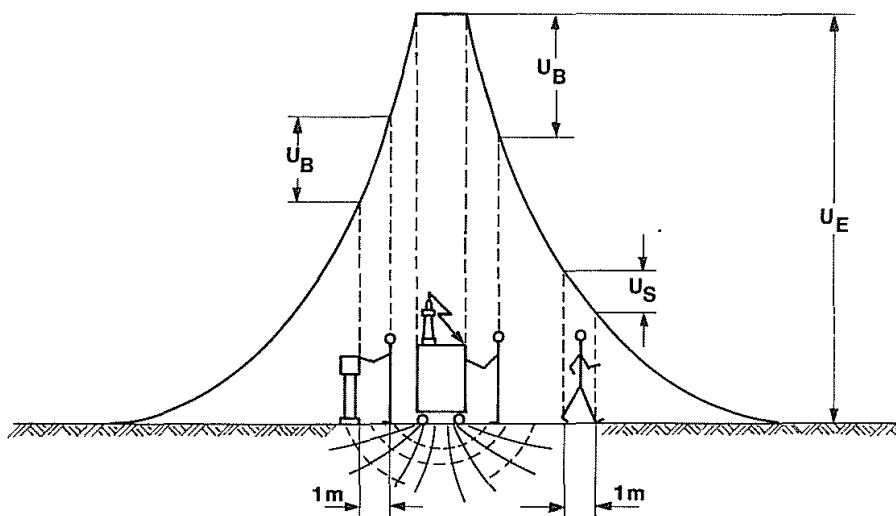


Abbildung 1: Schematische Darstellung eines Ausschnitts einer elektrischen Anlage im Erdschlussfall und der dabei auftretenden Spannungsabfälle, welche Personen in unterschiedlicher Weise gefährden können, Erdungsspannung (Gesamtspannungsabfall) U_E , Berührungsspannung U_B , Schrittspannungen U_S , Verlauf des Erdpotentialtrichters an der Peripherie der elektrischen Anlage, aus [4]

Die diesbezüglichen Anforderungen an Erdungssysteme sind in Form von Spannungsgrenzwertfestlegungen in der Electrosuisse-Regel SNG 483755 (2016): "Erden als Schutzmassnahme in elektrischen Starkstromanlagen" [1] bzw. in der geltenden Starkstromverordnung (Ausgabe März 1994) [2] im Einzelnen formuliert.

Diese Grundsätze gelten für alle Starkstromanlagen und auch für alle Gebäude mit elektrischen Einrichtungen.

2 Die Gefährdung des Menschen durch den elektrischen Strom

Kommt der menschliche Körper mit spannungsführenden Teilen in Berührung, so führt dies zu einer elektrischen Durchströmung des Körpers.

Die Wirkungen von technischen Wechselströmen (15 bis 100 Hz) unterschiedlicher Grösse und Dauer, auf den Menschen, kann gemäss Abbildung 2 dargestellt werden. Darin sind durch die Kurven vier Bereiche abgegrenzt, die sich durch unterschiedlich schwerwiegende pathophysiologische Wirkung unterscheiden.

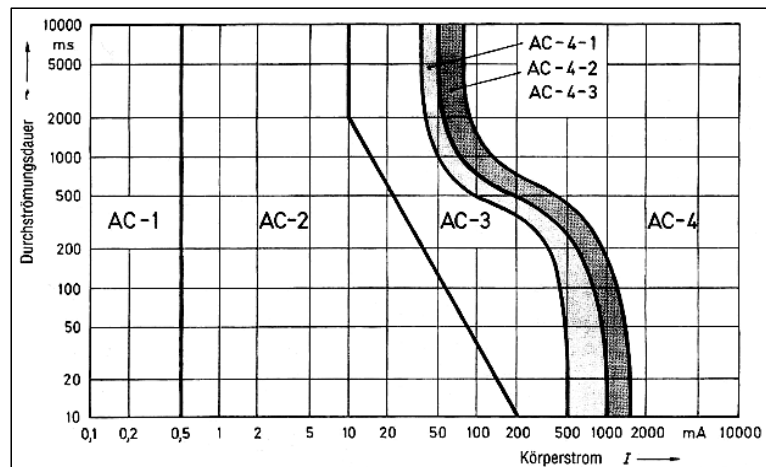


Abbildung 2: Zeit-Strom-Bereiche der Wirkung von Wechselströmen (15 bis 100 Hz) auf den Menschen [3].

AC-1: In der Regel keine spürbaren Wirkungen.

AC-2: In der Regel keine physiologisch schädlichen Wirkungen.

AC-3: In der Regel keine organischen Schäden zu erwarten. Wahrscheinlichkeit von Muskelkontraktionen und Atemschwierigkeiten, reversible Störungen der Impulsbildungen und -leitung im Herzen, einschliesslich arterielles Flimmern und mit zunehmender Stromstärke und Zeit vorübergehender Herzstillstand ohne Herzkammerflimmern.

AC-4: Zusätzlich zu den Wirkungen des Bereiches AC-3 Wahrscheinlichkeit von Herzkammerflimmern, zunehmend bis zu 5% (Kurve AC-4-1), bis zu 50% (Kurve AC-4-2) und über 50% jenseits von Kurve AC-4-3. Mit zunehmender Stromstärke und Zeit können pathophysiologische Wirkungen wie Herzstillstand, Atemstillstand und heftige Verbrennungen auftreten.

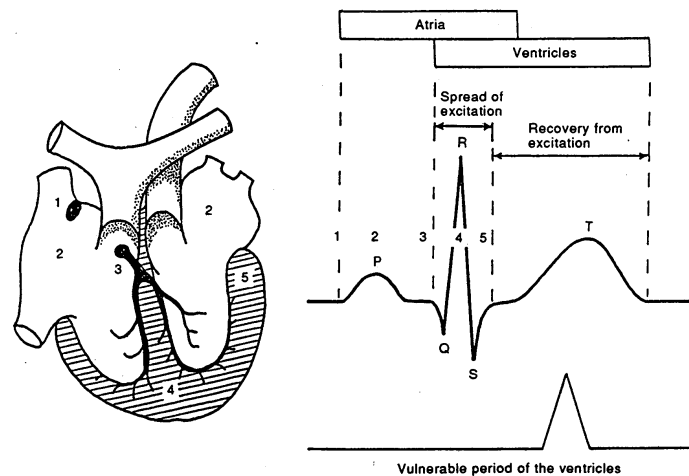


Abbildung 3: Gefahr einer Auslösung von Herzkammerflimmern in Funktion des Zeitpunkts der Elektrisierung [3]

Die Höhe des Stromflusses ist dabei abhängig vom Widerstand zwischen den Punkten unterschiedlichen Potentials und von der Berührungsspannung.

Gemäss einer IEC-Studie [3] ist der Körperwiderstand abhängig von der Berührungsspannung (Abbildung 4).

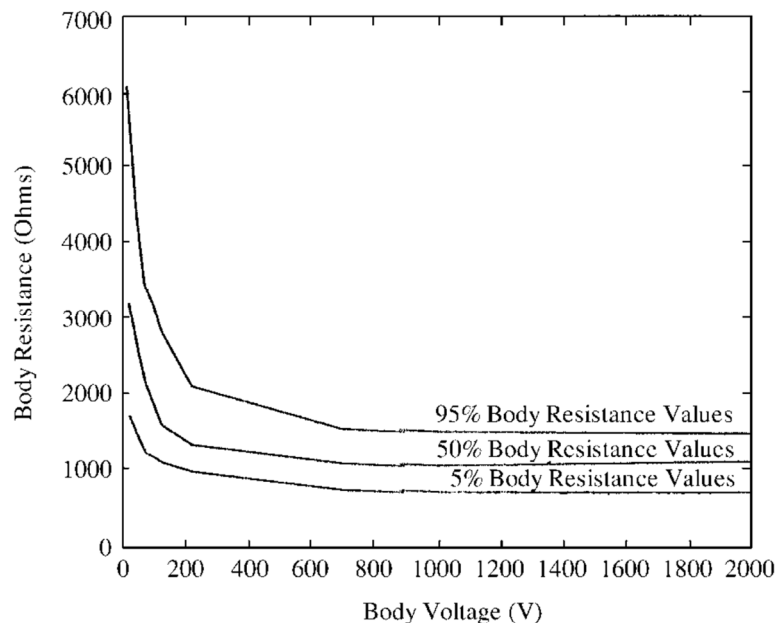


Abbildung 4: Statistische Werte der gesamten Körperimpedanz lebender Personen, die von 5% bzw. 50% bzw. 95% aller Personen nicht überschritten werden in Abhängigkeit von der Berührungsspannung beim Stromweg Hand-Hand oder Hand-Fuss. [3]

Für den Rumpf des menschlichen Körpers kann ein mittlerer Wert von 1000Ω abgesetzt werden [2].

Aufgrund des ohmschen Gesetzes kann der maximal tolerierbare Körperstrom durch eine Spannungsbegrenzung limitiert werden.

In der Eidgenössische Verordnung über elektrische Starkstromanlagen (StV) [2] sind die zulässigen Berührungsspannungen in Abhängigkeit zur Einwirkdauer für Gleichspannung und für technische Wechselspannungen bis 100 Hz vorgeschrieben (Abbildung 5).

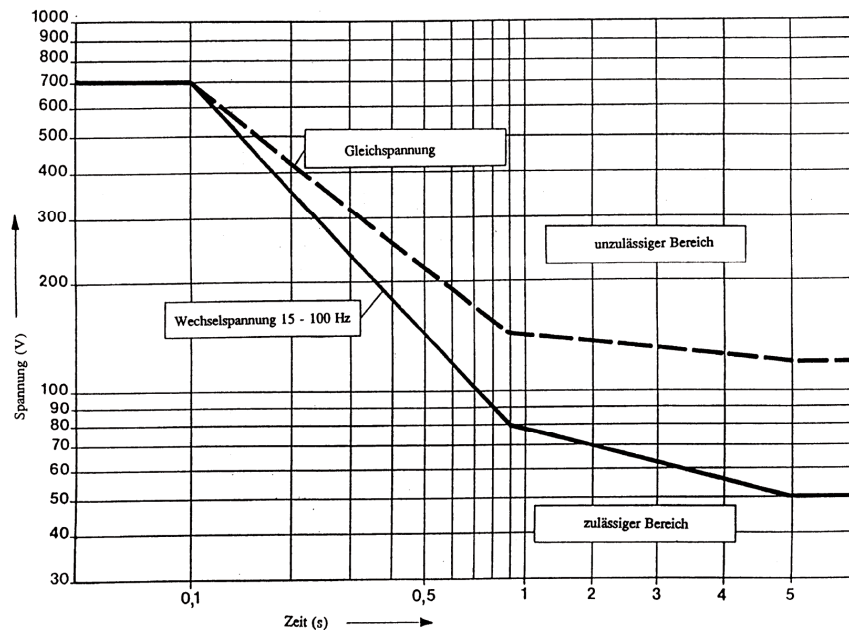


Abbildung 5: Kurve aus Anhang 4 der Starkstromverordnung (StV) mit den Bereichen zu den erlaubten Berührungsspannungen [2]

3 Erdungssysteme

Bei der Auslegung einer Erdungsanlage müssen folgende Anforderungen erfüllt sein:

- Sicherstellung der mechanischen Festigkeit und der Korrosionsbeständigkeit
- Beherrschung der thermischen Wirkung des höchsten Fehlerstromes
- Vermeidung von Beschädigungen an Sachen und Betriebsmittel
- Gewährleistung der Personensicherheit

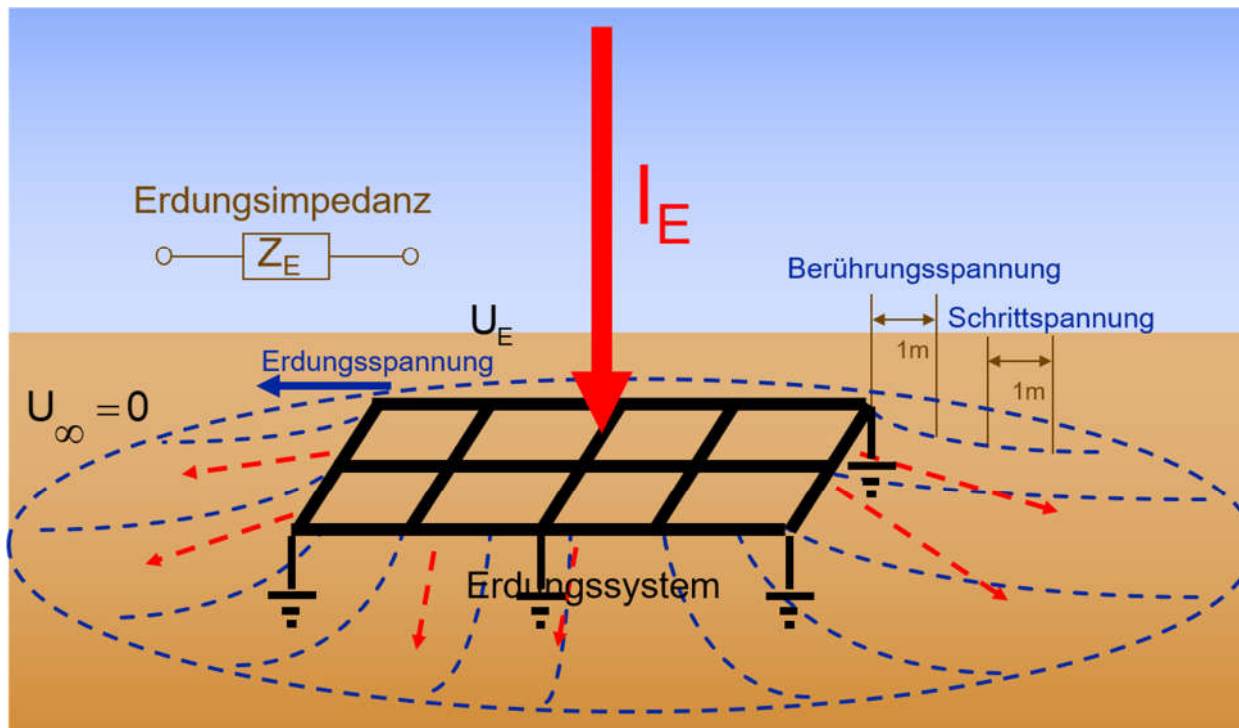


Abbildung 6: Erdschlussstrom I_E , der über ein Erdungssystem in die Erde fließt

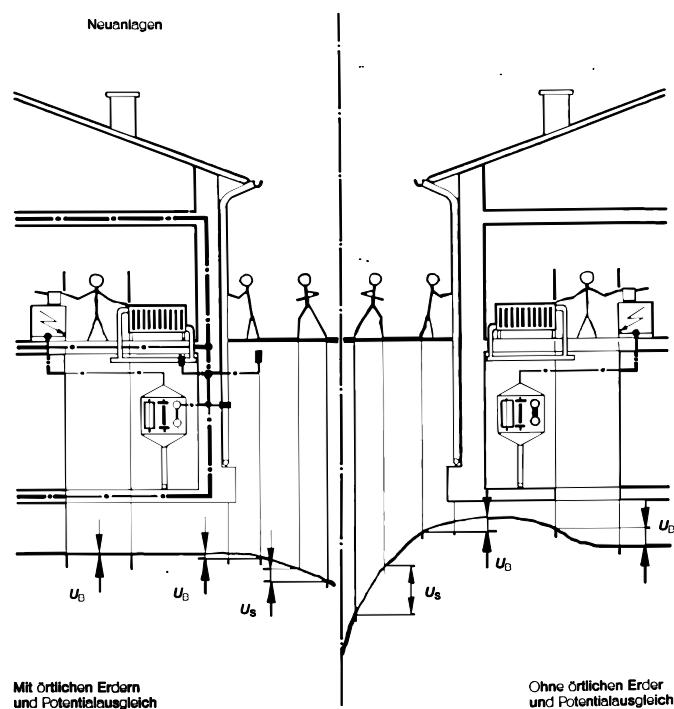


Abbildung 7: Definition von Berührungs-, Differenz- und Schrittspannungen und Verlauf des Erdpotentialtrichters an der Peripherie einer Hochspannungsschaltanlage nach [6] mit und ohne Potentialausgleich

4 Erdung als Rückleiter

Die Wirksamkeit einer Erdungsanlage wird aber vor allem über die Art der mit ihr verbundenen Energieleitungen bestimmt. Erdseile von Freileitungen und vor allem beidseitig geerdete Schirme von Kabelleitungen führen einen Teil des Erdschlussstroms direkt zurück zu den Quellen, ohne dass er durch das Erdungssystem ins Erdreich fließt.

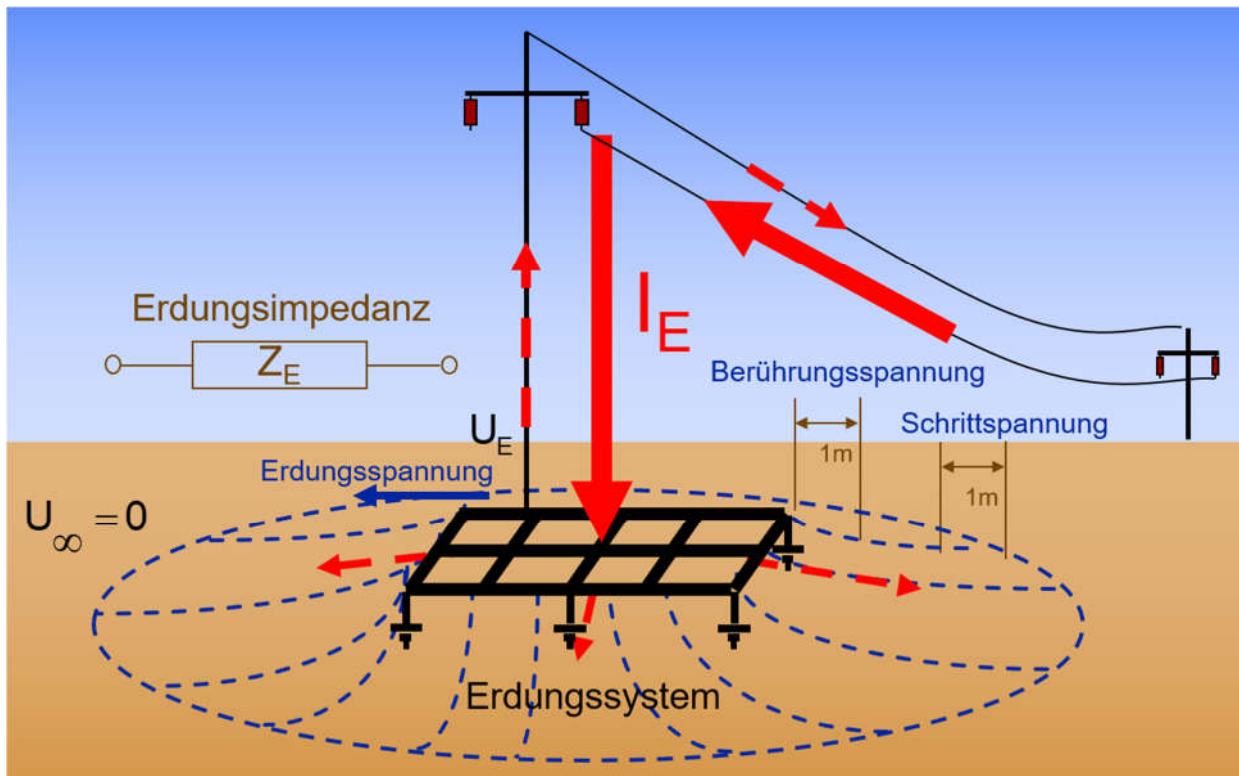


Abbildung 8: Erdschlussstrom I_E , der über ein Erdungssystem in die Erde fließt

5 Literatur

- [1] Electrosuisse-Regel SNG 483755 (2016) "Erden als Schutzmassnahme in elektrischen Starkstromanlagen".
- [2] Eidgenössische Verordnung über elektrische Starkstromanlagen (StV) vom 30. März 1994 (Stand am 20. April 2016)
- [3] IEC TS 60479-1 (2005) Effects of current on human beings; Part 1: General aspects and livestock
- [4] Erden in Starkstromnetzen, VDEW
- [5] Erdungsanlagen, Thomas Niemand, Heinz Kunz, VDE „Anlagentechnik für elektrische Verteilnetze“ Band 6.

FKH - Fachtagung

21. November 2019

Erdungen

Normen und Richtlinien für Erdungsanlagen in der Schweiz

Josef Schmucki
Electrosuisse, Fehraltorf

Funktion und beruflicher Werdegang

Josef Schmucki ist seit über 20 Jahren bei Electrosuisse tätig. Er befasst sich vor allem mit Elektrischen Niederspannungsinstallationen. Er ist Mitglied in entsprechenden Normengremien in der Schweiz und arbeitet in der TK 64 «Niederspannungsinstallationen und Schutz gegen elektrischen Schlag», der TK 81 «Blitzschutz» und TK «Erdungen» mit.

International vertritt er die Schweiz im TC 64 bei IEC und Cenelec. Seine Fachkenntnisse bringt er in einigen MTs des TC 64 bei IEC ein. Eines seiner Spezialgebiete ist Schutz gegen elektrischen Schlag. Zudem ist Josef Schmucki Referent an vielen Veranstaltungen und er verfasst regelmässig Beiträge für die Fachpresse.

Normen und Richtlinien für Erdungsanlagen in der Schweiz

Josef Schmucki
Electrosuisse, Fehraltorf

1 Präsentationsfolien



Fachtagung «Erdungen»

Normen und Richtlinien für Erdungsanlagen in der Schweiz

Fachtagung Erdungen Hotel Arte, Olten 21. Nov. 2019
Josef Schmucki, Electrosuisse

Agenda

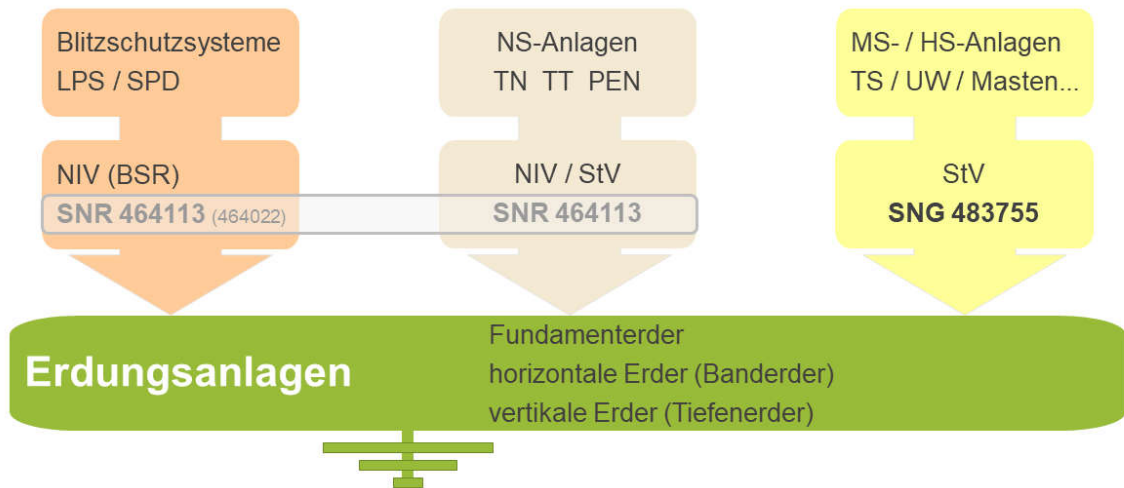
- Normen / Regeln der Technik
- Erder - praktische Werte
- Erderwerkstoffe / minimale Abmessungen
- Art der Erdverbindung (System TN, TT)
- SNR 464113:2015 «Fundamenterder»
- SNG 483755 «Erden als Schutzmassnahme in elektrischen Starkstromanlagen»

2 FKH Fachtagung 2019 «Erdungen» | Josef Schmucki | 21. Nov. 2019 | © Electrosuisse

Normen Regeln der Technik

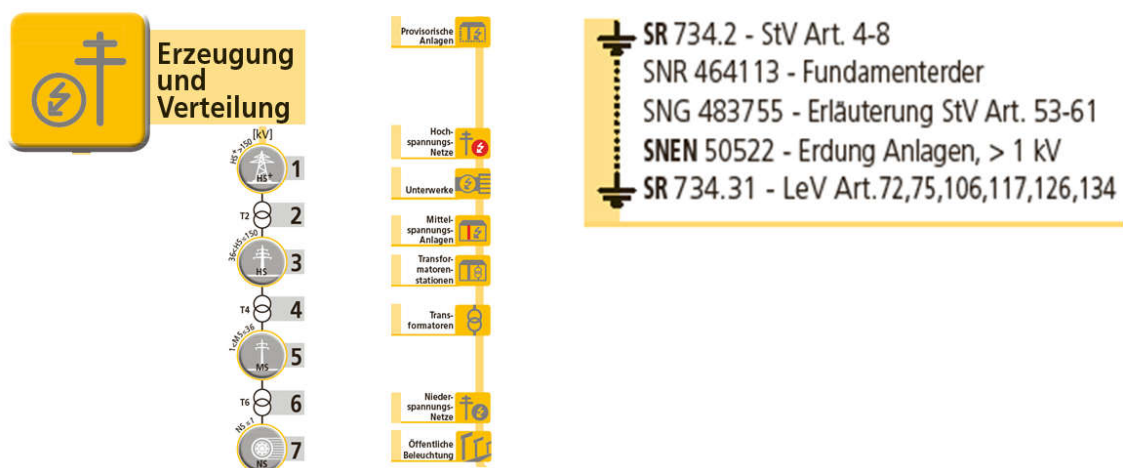
3 FKH Fachtagung 2019 «Erdungen» | Josef Schmucki | 21. Nov. 2019 | © Electrosuisse

Erdungsanlagen



4 FKH Fachtagung 2019 «Erdungen» | Josef Schmucki | 21. Nov. 2019 | © Electrosuisse

Erden als Schutzmassnahme in elektrischen Anlagen gemäss Starkstromverordnung



5 FKH Fachtagung 2019 «Erdungen» | Josef Schmucki | 21. Nov. 2019 | © Electrosuisse

«Regeln der Technik»



SN Klassische Norm
Normatives Dokument von Fachleuten erarbeitet mit
anerkanntem Prozess nach Internationalen Vorgaben



SNR Normative Regeln mit limitiertem Konsens
Von Fachleuten erarbeitete Schrift mit normativem Charakter
mit freiwilliger durchgeführter oder beschränkter öffentlichen
Umfrage. Limitierte Lebensdauer mit Verlängerungs-
möglichkeit



SNG Ergänzende Guidelines zu Normen und Regeln
Dokumente mit Erläuterungen zur Erstellung und Anwendung
von Normen und Regeln. Enthält keine normativen
Festlegungen.

6 FKH Fachtagung 2019 «Erdungen» | Josef Schmucki | 21. Nov. 2019 | © Electrosuisse

**Erder – praktische Werte
Ein unkonventioneller Vergleich**

7 FKH Fachtagung 2019 «Erdungen» | Josef Schmucki | 21. Nov. 2019 | © Electrosuisse

Wie lange ist ein Cu-Leiter von 1 Ω ?

Wie lange ist ein Cu-Leiter mit einem ohmschen Widerstand von **1.0 Ω** ?

Querschnitt	Länge
mm ² Cu	in m
95	5'429
50	2'857
25	1'429
16	914
10	571
6	343
1.5	86
1	57

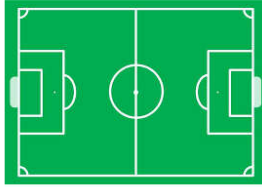
8 FKH Fachtagung 2019 «Erdungen» | Josef Schmucki | 21. Nov. 2019 | © Electrosuisse

Welchen Widerstand hat ein Cu-Leiter von 100 m Länge?

Querschnitt	Länge	Widerstand	
mm ² Cu	m	Ohm	in mOhm
1	100	1.750	1'750
1.5	100	1.167	1'167
6	100	0.292	292
10	100	0.175	175
16	100	0.109	109
25	100	0.070	70
50	100	0.035	35
95	100	0.018	18

9 FKH Fachtagung 2019 «Erdungen» | Josef Schmucki | 21. Nov. 2019 | © Electrosuisse

Vergleich Leitfähigkeit Erdreich - Cu



$$\rho = 100 \frac{\Omega \cdot m}{m}$$

$$= \frac{100 \Omega \cdot m \cdot 1 m}{7500 m^2} = 13.2 m\Omega$$

$$R = \frac{\rho \cdot l}{A}$$

$$13.2 m\Omega \approx 11.7 m\Omega$$



$$\rho = 0.0175 \frac{\Omega \cdot mm^2}{m}$$

$$= \frac{0.0175 \Omega \cdot mm^2 \cdot 1 m}{1.5 mm^2} = 11.7 m\Omega$$

Cu 1.5 mm² ? 7500 m² «Erdreich»

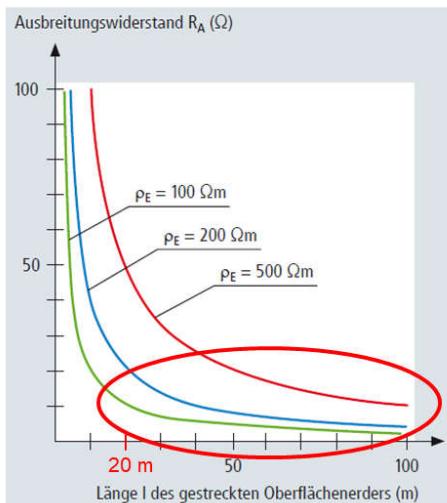
? 1 Fussballfeld

Cu 10 mm² ? 7 Fussballfelder

50'000 m² = 5 ha

10 FKH Fachtagung 2019 «Erdungen» | Josef Schmucki | 21. Nov. 2019 | © Electrosuisse

Banderder (horizontal)

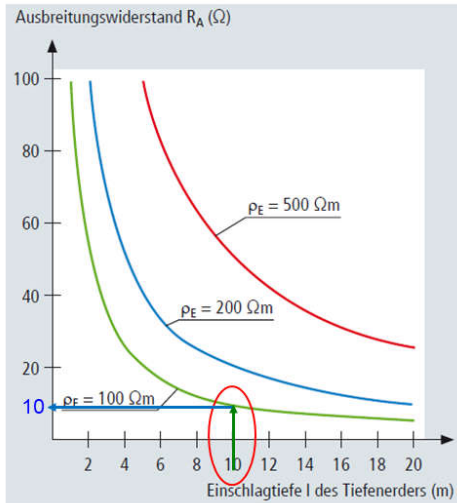


Grafik «Blitzplaner» Dehn & Söhne GmbH

Abhängigkeit des Ausbreitungswiderstandes R_a von der Länge l des Banderders bei verschiedenen spezifischen Erdwiderständen ρ_e

11 FKH Fachtagung 2019 «Erdungen» | Josef Schmucki | 21. Nov. 2019 | © Electrosuisse

Tiefenerder (vertikal)

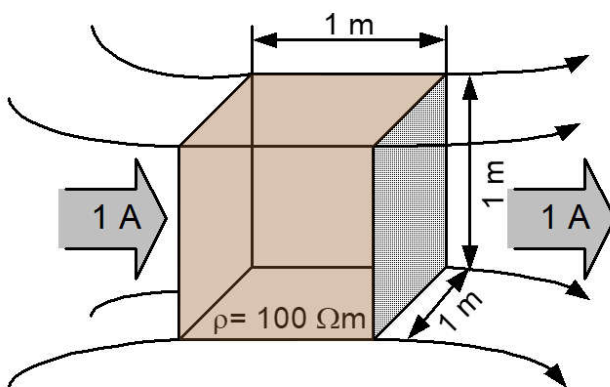


Ausbreitungswiderstand R_a von Tiefenerdern in Abhängigkeit von ihrer Länge (Einschlagtiefe) bei verschiedenen spezifischen Erdwiderständen ρ_e

Grafik «Blitzplaner» Dehn & Söhne GmbH

12 FKH Fachtagung 2019 «Erdungen» | Josef Schmucki | 21. Nov. 2019 | © Electrosuisse

Spezifischer Erdwiderstand r_e



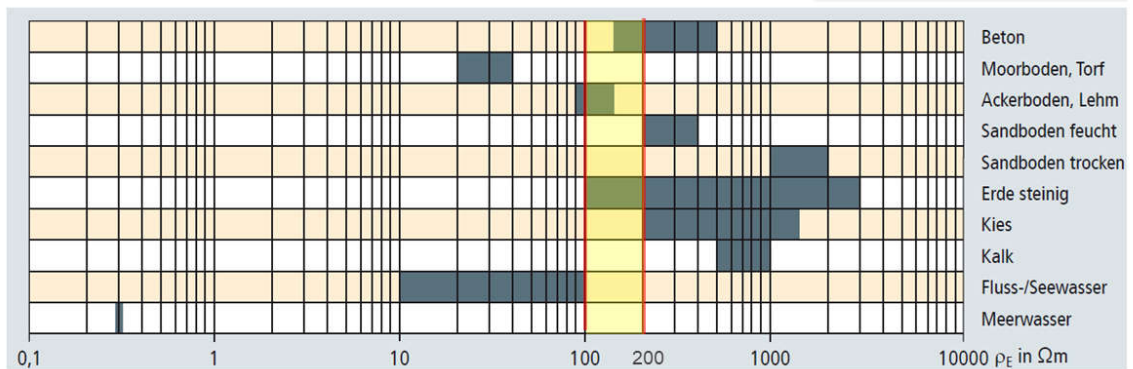
$$\rho = \frac{R \cdot A}{l} \quad \left[\frac{\Omega \cdot m^2}{m} \right] \quad \text{oder} \quad [\Omega \cdot m]$$

13 FKH Fachtagung 2019 «Erdungen» | Josef Schmucki | 21. Nov. 2019 | © Electrosuisse

Spezifischer Erdwiderstand r_e

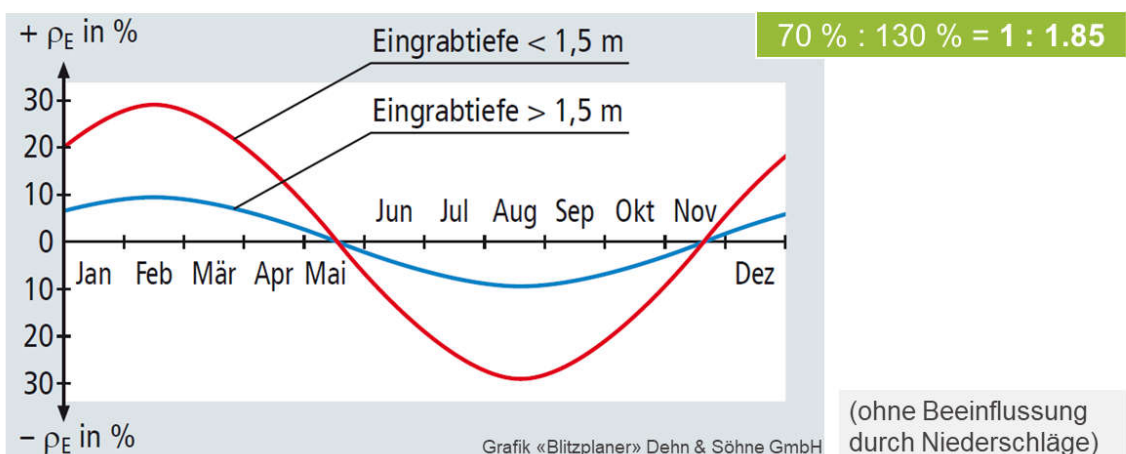
Spezifischer Erdwiderstand r_e von verschiedenen Bodenarten

Grafik «Blitzplaner» Dehn & Söhne GmbH



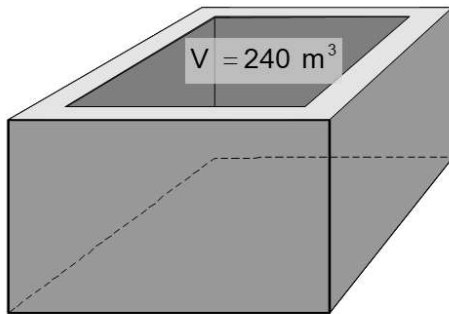
14 FKH Fachtagung 2019 «Erdungen» | Josef Schmucki | 21. Nov. 2019 | © Electrosuisse

Saisonale Unterschiede



15 FKH Fachtagung 2019 «Erdungen» | Josef Schmucki | 21. Nov. 2019 | © Electrosuisse

Fundamenterder EFH

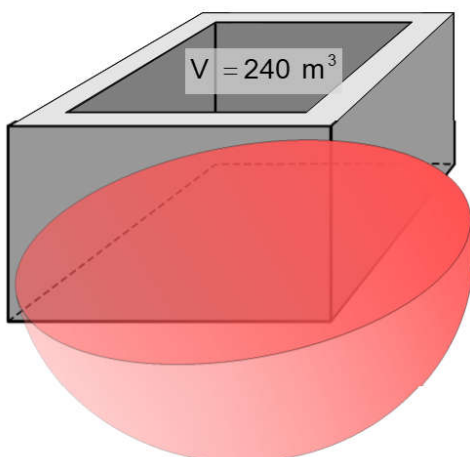


Beispiel EFH

Betonwanne 10 x 12 x 2 m = 240 m³

16 FKH Fachtagung 2019 «Erdungen» | Josef Schmucki | 21. Nov. 2019 | © Electrosuisse

Fundamenterder EFH



$$V = 240 \text{ m}^3$$

$$d_{\text{Halbkugel}} = 1.57 \cdot \sqrt[3]{240 \text{ m}^3}$$

$$\rho_{\text{Humus / Lehm}} \approx 100 \Omega \text{m}$$

$$R_a = \frac{\rho_E}{\pi \cdot d}$$

$$R_a = \frac{100 \Omega \cdot \text{m}}{\pi \cdot 9.75 \text{ m}} \approx 10 \Omega$$

17 FKH Fachtagung 2019 «Erdungen» | Josef Schmucki | 21. Nov. 2019 | © Electrosuisse

Erder-Werkstoffe

Minimale Abmessungen

18 FKH Fachtagung 2019 «Erdungen» | Josef Schmucki | 21. Nov. 2019 | © Electrosuisse

Koordination Erder-Werkstoffe

in CH zuständig	TK 81 Blitzschutz	TK Erdungen	TK 64 NS-Installationen
harmoni- sierte Dokumente	EN 62305-1 bis 4(5) Blitzschutz-Systeme		HD 60364-5-54 „Erdung und Schutzleiter“
	EN 50164-1 und 2 «Blitzschutzbauteile»		
Nationale Dokumente	SNR 464022 Blitzschutzsysteme	SNR 464113 Fundamenterder	NIN Teil 5.4 Erdung und Schutzleiter
Gemein- same Ziele	keine Widersprüche möglichst gleiche Festlegungen möglichst gleichzeitige Veröffentlichung		

19 FKH Fachtagung 2019 «Erdungen» | Josef Schmucki | 21. Nov. 2019 | © Electrosuisse

Werkstoffe und Abmessungen für Erder

koordinierte Tabelle für
464113, 464022 und 2 5.4

Werkstoff	Form	eingesetzt als			Index	Minimal- abmessung j)		Bemerkungen / Minimalabmessung
		Komplett in Beton (Fundamente)	horizontal im Erdreich (Bänder)	vertikal im Erdreich (Tiefener)		□ mm ²	Ø mm	
Stahl	Rund, verzinkt		X		c, g		10	
	Rund, verzinkt, massiv			X	c, h, g		16	
	Band, verzinkt		X		c, g	90		3 mm
	Rund, blank	X			d, e, f		10	
	Band, blank	X			d, e, f	75		3 mm
	Band, blank	X			d, f	90		3 mm in Beton ohne metallische Bewehrung
	Seil, blank	X			d, e, f	70		Ø 1.7 mm pro Draht
Nichtrost. Stahl (mind. A4)	Rund	X	X		a		10	
	Stab			X	a		16	
	Band	X	X		a	100		2 mm

20 FKH Fachtagung 2019 «Erdungen» | Josef Schmucki | 21. Nov. 2019 | © Electrosuisse



Werkstoffe und Abmessungen für Erder

koordinierte Tabelle
Teil 2

Kupfer	Seil	X	X		b	50	Ø 1.7 mm pro Draht
	Seil		X	X	b	50	Ø 3 mm pro Draht
	Rund	X	X		b	50	Ø 8 mm
	Rohr			X		20	Wandstärke 2 mm
	Rund, massiv			X		15	
	Band	X	X		b	50	2 mm

a Chrom ≥ 16 %; Nickel ≥ 5 %; Molybdän ≥ 2 %; Kohlenstoff ≤ 0.08 %, ab Werkstoff-Nr. 1.4404

b Kann auch verzinkt sein.

c Die Beschichtung muss glatt, durchgehend und frei von Flussmittelresten sein, mit einer Mindestbeschichtung von 350 g/m² (50 µm) für Rundmaterial und 500 g/m² (70 µm) für Bandmaterial. (Beschichtung nach ISO 1461:1999)

d Nur erlaubt, wenn das Material komplett in Beton eingebettet ist.

e Nur erlaubt, wenn es mindestens alle 5 m mit den natürlichen Bewehrungen des Fundamentes angemessen verbunden wird.

f Kann auch verzinkt sein.

g Im Erdreich ist vorzugsweise blanker Kupfer oder rostfreier Stahl A4 zu verwenden. Aufgrund der hohen Korrosionsgefahr, ist verzinkter Stahl im Erdboden nur unter Vorbehalt einsetzbar, vor allem wenn dieser mit Fundamenteerdungen direkt verbunden wird.

h Gewinde müssen vor der Verzinkung geschnitten werden.

j zulässige Querschnittstoleranz -3%

21 FKH Fachtagung 2019 «Erdungen» | Josef Schmucki | 21. Nov. 2019 | © Electrosuisse

Korrosion

Werkstoff-Kombinationen von Erdern bei unterschiedlichen Flächenverhältnissen

Werkstoff mit kleiner Fläche	Werkstoff mit grosser Fläche				
	Stahl verzinkt	Stahl	Stahl in Beton	Stahl verzinkt in Beton	Kupfer Edelstahl
Stahl verzinkt	+	+ Zinkabtrag	-	+ Zinkabtrag	-
Stahl	+	+	-	+	-
Stahl in Beton	+	+	+	+	+
Stahl mit Cu-Mantel	+	+	+	+	+
Kupfer Edelstahl	+	+	+	+	+

= 800 mV !

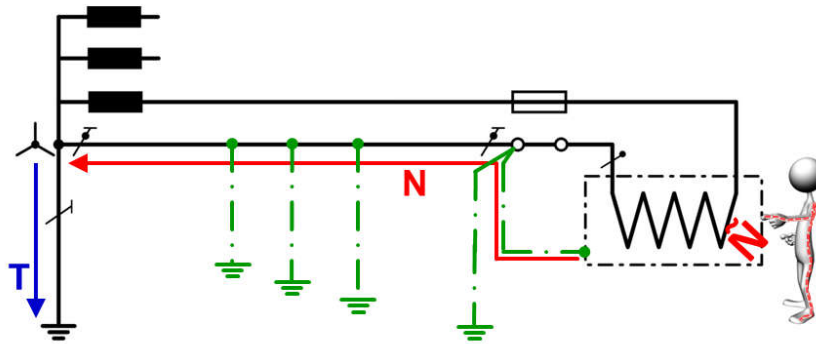
22 FKH Fachtagung 2019 «Erdungen» | Josef Schmucki | 21. Nov. 2019 | © Electrosuisse

Art der Erdverbindung TN- TT- IT-System

23 FKH Fachtagung 2019 «Erdungen» | Josef Schmucki | 21. Nov. 2019 | © Electrosuisse

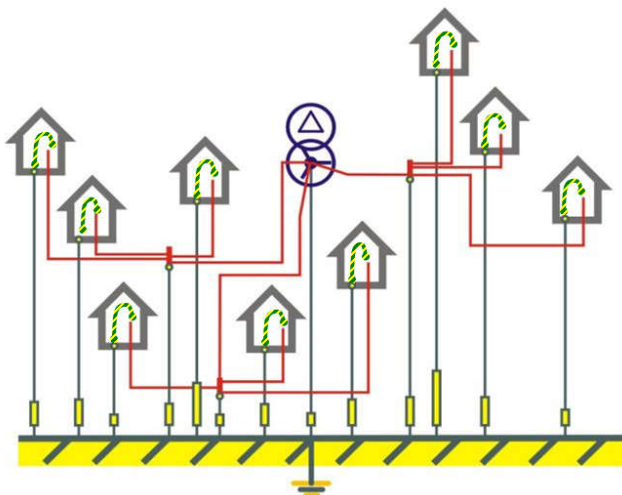
Art der Erdverbindung

TN-System



24 FKH Fachtagung 2019 «Erdungen» | Josef Schmucki | 21. Nov. 2019 | © Electrosuisse

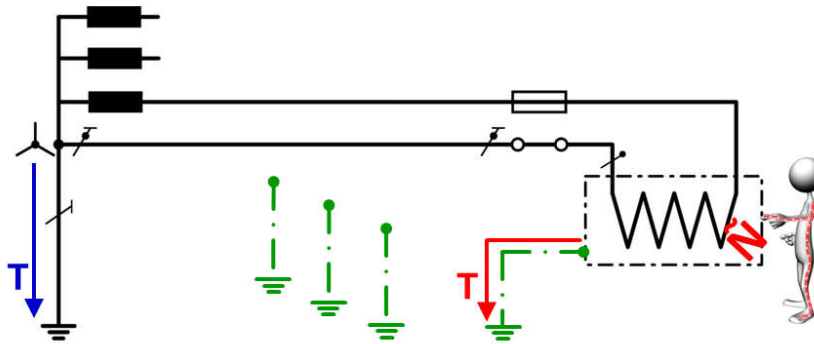
PEN und PE und Erder im TN-System



25 FKH Fachtagung 2019 «Erdungen» | Josef Schmucki | 21. Nov. 2019 | © Electrosuisse

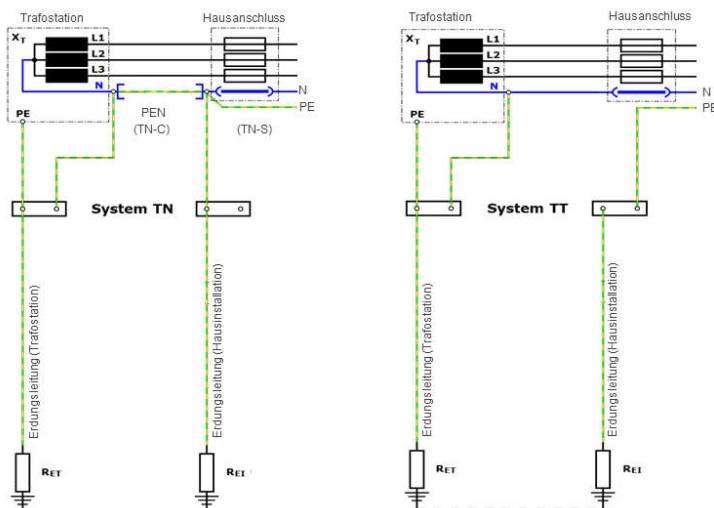
Art der Erdverbindung

TT-System



26 FKH Fachtagung 2019 «Erdungen» | Josef Schmucki | 21. Nov. 2019 | © Electrosuisse

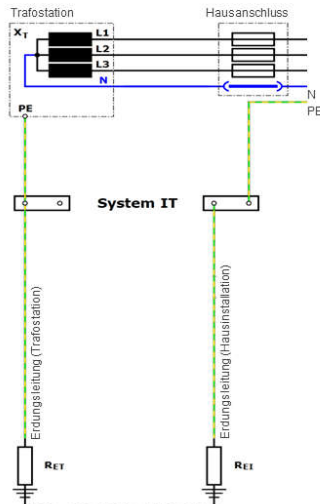
Erdung von Hausinstallationen



StV Art.58 ¹ In jedem Niederspannungsnetz ist ein Punkt nahe der Speisestelle direkt zu erden.
In Drehstromnetzen ist es in der Regel der Sternpunkt des Transformators.
Die Niederspannungsnetze sind als TN-Systeme oder TT-Systeme auszubilden.

27 FKH Fachtagung 2019 «Erdungen» | Josef Schmucki | 21. Nov. 2019 | © Electrosuisse

Erdung von Hausinstallationen



IT-System

StV Art. 58 ² In Niederspannungs-Sonderanlagen (Steuersysteme, ... Speisung einzelner Verbraucher, Anlagen, die keine Betriebsunterbrüche zulassen usw.) kann auf eine Erdung eines Punktes nahe der Speisestelle verzichtet werden.

Es handelt sich bei diesen Anlagen um ein sogenanntes IT-System (z.B. Steuerstromkreise oder Stromkreise in medizinisch genutzten Räumen der Gruppe 2).

Solche IT-Systeme müssen mit IMD versehen werden. Ein Erdschluss in einem IT-System hat nämlich zur Folge, dass dieses in ein TN- oder TT-System verwandelt wird. Wenn aber ein Erdschluss nicht signalisiert wird, kann niemand merken, dass die erstrebte Schutzwirkung des IT-Systems gar nicht mehr vorhanden ist.

28 FKH Fachtagung 2019 «Erdungen» | Josef Schmucki | 21. Nov. 2019 | © Electrosuisse

SNR 464113:2015 «Fundamenterder»

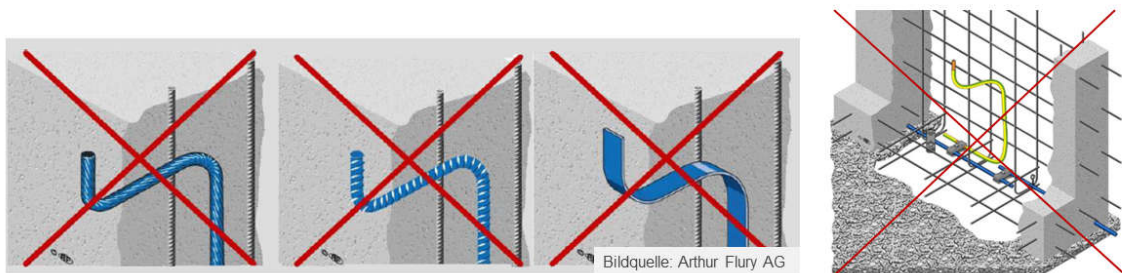
Wo gibt es Fragen?
Diskussionen?
Probleme?



29 FKH Fachtagung 2019 «Erdungen» | Josef Schmucki | 21. Nov. 2019 | © Electrosuisse

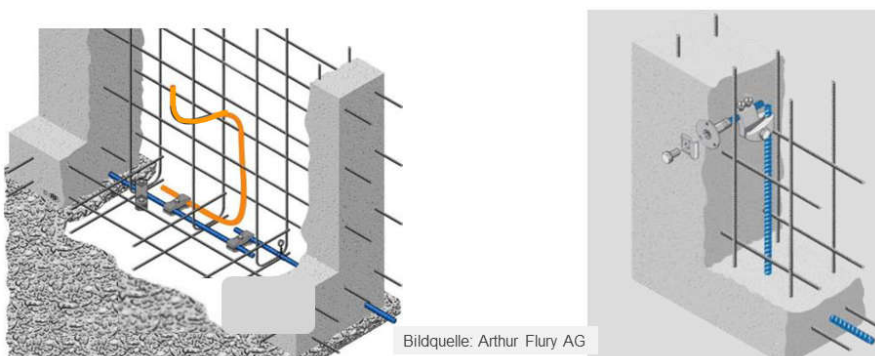
Austritt aus dem Beton

Beim Austritt aus dem Beton (z.B. Anschlussstellen) ist **korrosionsbeständiges** Material wie nichtrostender Stahl (z.B. A4) oder **Kupfer massiv (eindrätig)** zu verwenden.



30 FKH Fachtagung 2019 «Erdungen» | Josef Schmucki | 21. Nov. 2019 | © Electrosuisse

Austritt aus dem Beton



31 FKH Fachtagung 2019 «Erdungen» | Josef Schmucki | 21. Nov. 2019 | © Electrosuisse

Anordnung Anschluss- und Messstellen

Anschlussstellen sind möglichst gut zugänglich anzuordnen!

Fig. 6.4 Messstelle beim Anschluss an den Fundamente der Erde

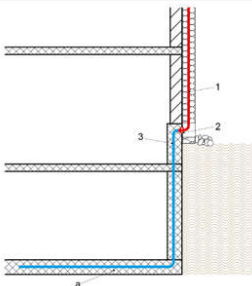


Fig. 6.5: Messstelle bei Ableitungen unter der Isolation

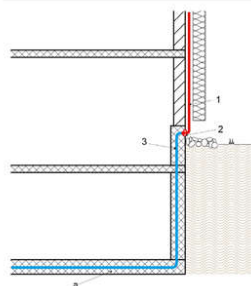


Fig. 6.6: Messstelle bei eingegossenen Ableitungen

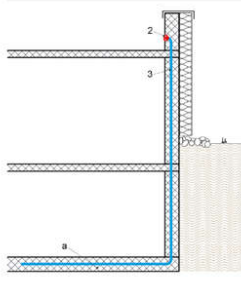
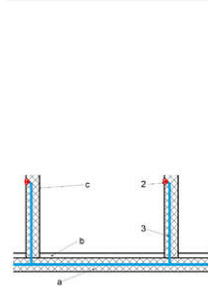


Fig. 6.7: Messstelle bei Ableitungen in Betonsäulen

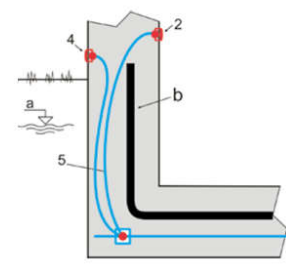
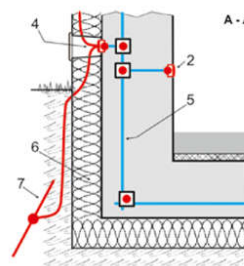
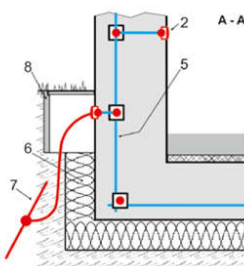
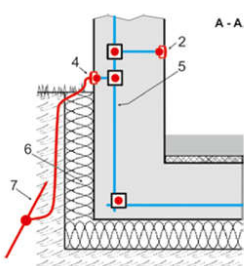


32 FKH Fachtagung 2019 «Erdungen» | Josef Schmucki | 21. Nov. 2019 | © Electrosuisse

Anschlussstellen gut zugänglich

Anschlussstellen sind möglichst gut zugänglich anzuordnen!

- 4 Anschluss für Ring-erder und LPS
- 2 Erdungsleitung

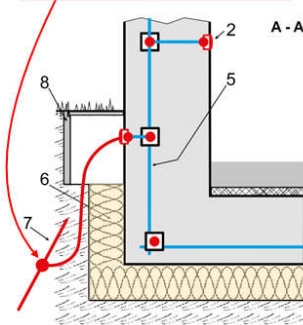


33 FKH Fachtagung 2019 «Erdungen» | Josef Schmucki | 21. Nov. 2019 | © Electrosuisse

SNR 491000-2118 (2019-08) (info Electrosuisse)

In welchen Fällen braucht es einen Ringerder?

mit Wärmedämmung:
Ringerder **erforderlich**

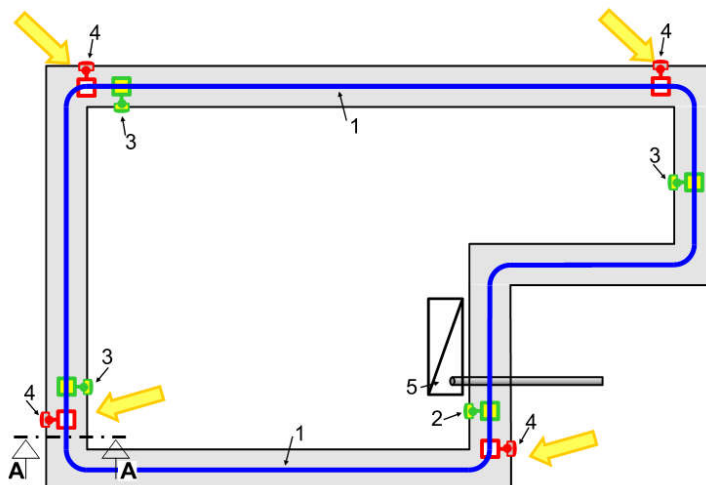


Ohne Wärmedämmung oder Isolationsschicht:
Kein Ringerder erforderlich

Weil praktisch alle Arten von Beton ähnlich gute elektrische Leiter sind, müssen zusätzlich erdfühligke Ringerder lediglich bei wärme-gedämmten Fundamenten oder Bodenplatten erstellt werden.

34 FKH Fachtagung 2019 «Erdungen» | Josef Schmucki | 21. Nov. 2019 | © Electrosuisse

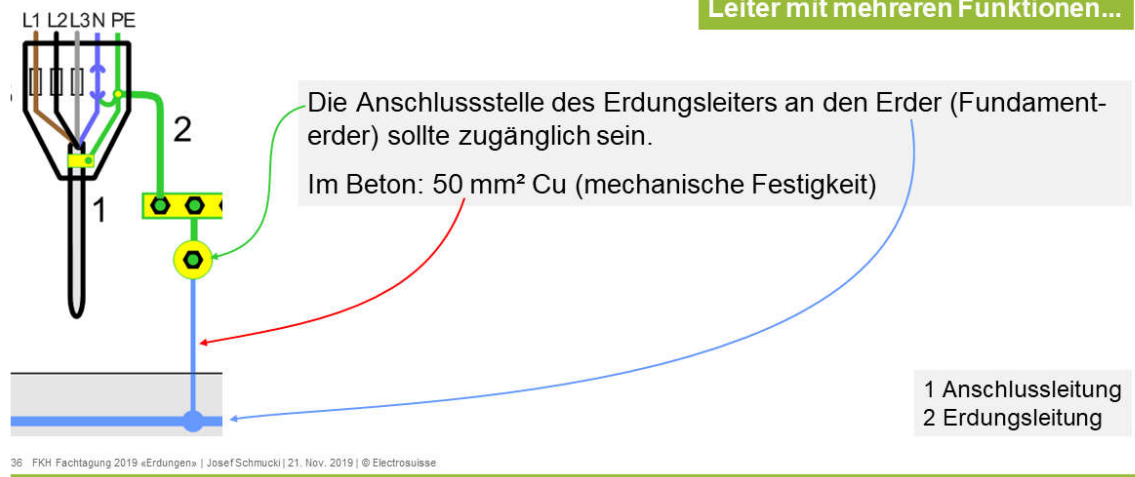
Anschlussstellen für LPS SNR 464022 6.4



Anschlussstellen bei nicht blitzschutzpflichtigen Gebäuden sind zu empfehlen: mindestens zwei, diagonal versetzte, Anschlussstellen an den Gebäudeecken und bei grösseren Gebäuden entsprechend zusätzliche Anschlussstellen vorzusehen.

35 FKH Fachtagung 2019 «Erdungen» | Josef Schmucki | 21. Nov. 2019 | © Electrosuisse

SNR 464113 «Erdungsleitung»



Abnahmekontrolle der Erdungsanlage SNR 464022)

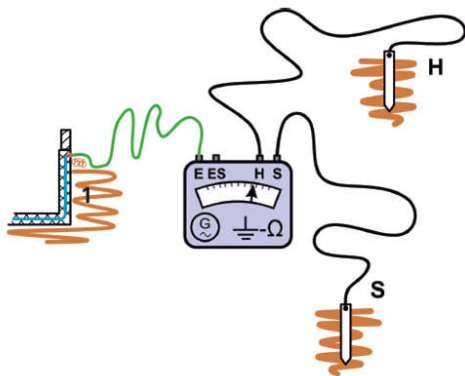
Kein Grenzwert festgelegt!

Der Erdübergangswiderstand [...] ist [...] zu messen und in einem Protokoll festzuhalten.

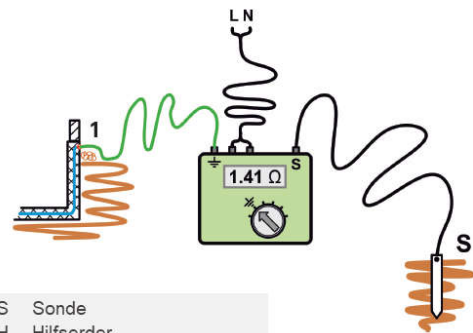
Ein Grenzwert für den Erdübergangswiderstand **ist nicht festgelegt**. Für die Messung sind alle Verbindungen zwischen den Ableitungen und dem Erdungssystem (Messstelle) zu trennen. Die Messung wird [...] Die Erdungsanlage ist umgehend nach der Erstellung zu überprüfen. Die Messungen sind durch eine Fachperson vorzunehmen.

Abnahmekontrolle der Erdungsanlage SNR 464022

Figur 50.8.7a: Messung des Erdübergangswiderstandes mit Erdungsmessgerät



Figur 50.8.7b: Messung des Erdübergangswiderstandes mit Installationstester



S Sonde
H Hilfserde
1 Anschluss Fundamenterde

38 FKH Fachtagung 2019 «Erdungen» | Josef Schmucki | 21. Nov. 2019 | © Electrosuisse

Erden als Schutzmassnahme... SNG 483755

Welche Fragen werden beantwortet



39 FKH Fachtagung 2019 «Erdungen» | Josef Schmucki | 21. Nov. 2019 | © Electrosuisse

SNG 483755

beantwortet im Kapitel .. folgende Fragen:



- 2 kurze Beschreibung, teilweise mit Zeichnungen illustriert - aller Fachausdrücke in alphabetischer Reihenfolge.
- 3 was muss geerdet werden?
- 4 welche Berührungs- und Schrittspannungen sind zulässig?
- 5 welche Berührungsspannungen sind in NS-anlagen zulässig?
- 6 welche Massnahmen vermindern die Gefährdung in Starkstromanlagen?
- 7 wie werden Hochspannungsanlagen geerdet?

40 FKH Fachtagung 2019 «Erdungen» | Josef Schmucki | 21. Nov. 2019 | © Electrosuisse

SNG 483755

beantwortet im Kapitel .. folgende Fragen:



- 8 wie werden Niederspannungsanlagen geerdet?
- 9 wie werden Leitungsbestandteile von Nieder- und Hochspannungsleitungen geerdet?
- 10 wie werden Erder und Erdungsleiter richtig bemessen?
- 11 wer kontrolliert - wann - welche Erdungsanlagen?
- 12 wie werden Erdungsanlagen messtechnisch beurteilt, wie wird der Erdfehlerstrom I_F ermittelt, wie werden Berührungs- Schritt- und Erderspannungen ermittelt?

SNG 483755 ist durch die TK Erdungen überarbeitet worden und wird demnächst publiziert.

41 FKH Fachtagung 2019 «Erdungen» | Josef Schmucki | 21. Nov. 2019 | © Electrosuisse



Herzlichen Dank für Ihre Aufmerksamkeit

FKH - Fachtagung

21. November 2019

Erdungen

Korrosionsschutz und Erdungsanlagen

Dr. Markus Büchler

SGK Schweizerische Gesellschaft für Korrosionsschutz, Zürich

Funktion und beruflicher Werdegang

1994	Diplom als Werkstoffingenieur an der ETHZ
1998	Promotion an der ETHZ in Korrosion
1998 – 2000	Postdoc an der University of Minnesota
2000 – 2006	Leiter Forschung und Entwicklung der SGK
Seit 2006	Geschäftsführer der SGK

Korrosionsschutz und Erdungsanlagen

Dr. Markus Büchler

SGK Schweizerische Gesellschaft für Korrosionsschutz, Zürich

1 Präsentationsfolien



Korrosionsschutz und Erdungsanlagen

Dr. Markus Büchler

SGK Schweizerische Gesellschaft für Korrosionsschutz
Technoparkstrasse 1, CH-8005 Zürich
Tel. +41 44 213 15 90 Fax +41 44 213 15 91

www.sgk.ch

Übersicht

- Grundlagen der Korrosion
- Korrosionsprobleme aufgrund von Erdungsanlagen
- Korrosion in Erdungsanlagen
- Erdung als Schutzmassnahme gegen Korrosion
- Schlussfolgerung

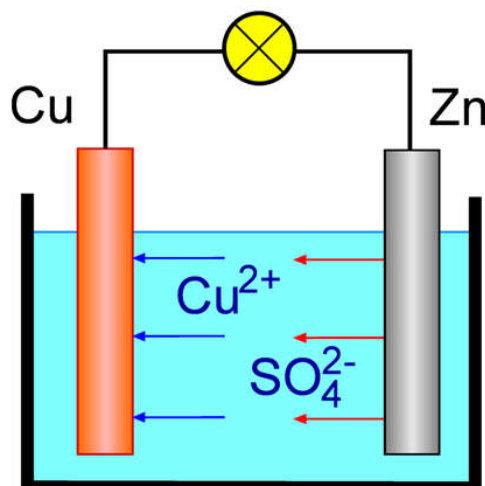
Grundlagen der Korrosion

Es fließt ein Strom aufgrund der unterschiedlichen Potenziale bei metallischer und elektrolytischer Verbindung

Zink wird aufgelöst:



Kupfer wird abgeschieden:



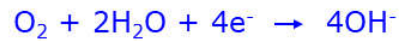
Korrosion von Stahl



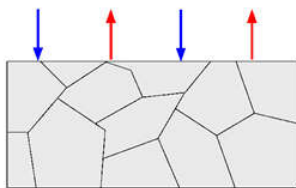
Anodische Metallauflösung



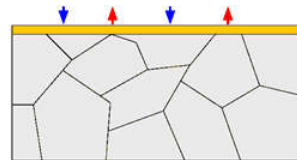
Kathodische O₂ Reduktion



Korrosion



Passivität



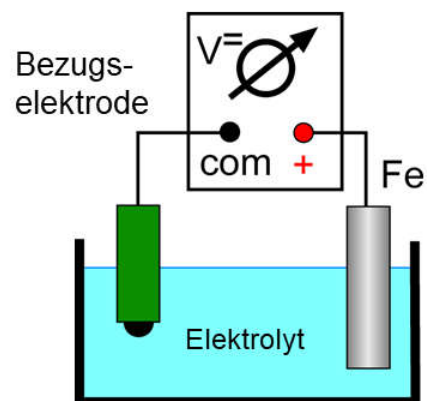
Die Passivierung führt zu einem Potenzial des Stahls, welches vergleichbar mit jenem eines Edelmetalls ist

Messung des Metall/Elektrolyt Potenzials

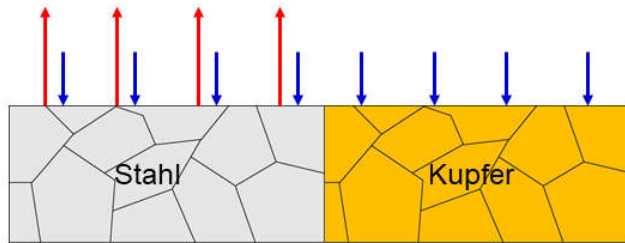


Typische Potenzialwerte von Werkstoffen in verschiedenen Elektrolyten

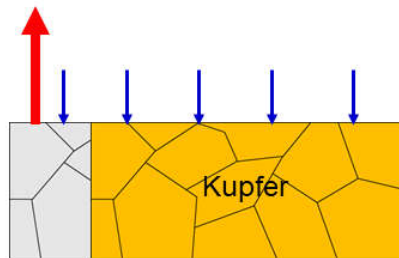
Metall	Potential [V CSE]
Kupfer	-0.2
Nichtrostender Stahl	-0.2
Eisen im Beton	-0.2
Eisen in belüftetem Boden	-0.4
Eisen im nicht belüfteten Boden	-0.7
Zink	-1



Galvanische Korrosion



A_p : edlere Fläche
 A_k : unedlere Fläche

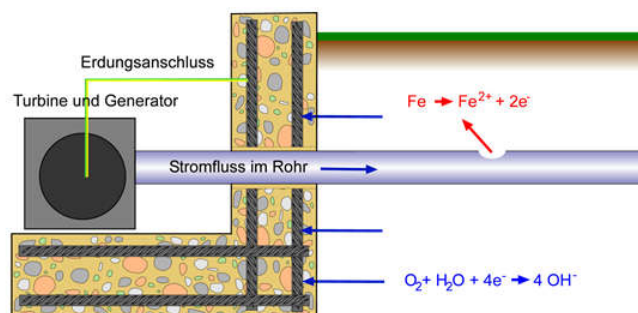


$$I_{\text{Korr}} = I_0(1 + A_p/A_k)$$

Geometrie und Flächenverhältnisse sind für die effektiv auftretenden Korrosionsgeschwindigkeiten entscheidend

Korrosion aufgrund von Erdungsanlagen

- Der Einbezug der Wasserleitung in den Potenzialausgleich bewirkt ein galvanisches Element
- Die Flächenverhältnisse sind besonders ungünstig
- Hohe Korrosionsgeschwindigkeiten sind die Folge



Schäden durch Aussenkorrosion

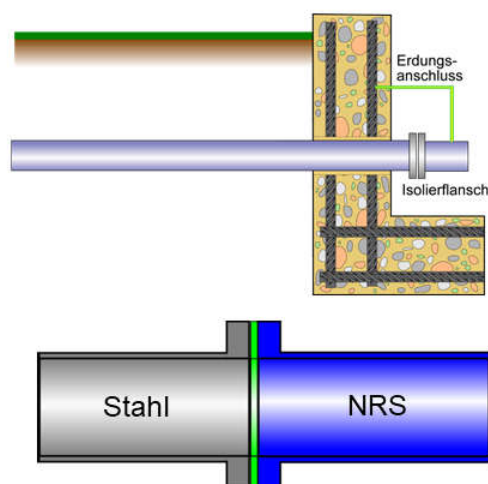
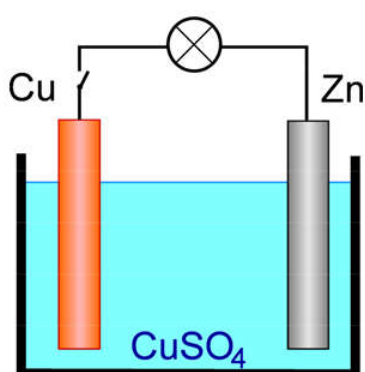
SGK®



- Der Erdung in Kombination mit hochwertiger Umhüllungsqualität führt zu Korrosionsgeschwindigkeiten von bis zu 2 mm/Jahr

Primäre Schutzmassnahme: Trennung des Stromkreises

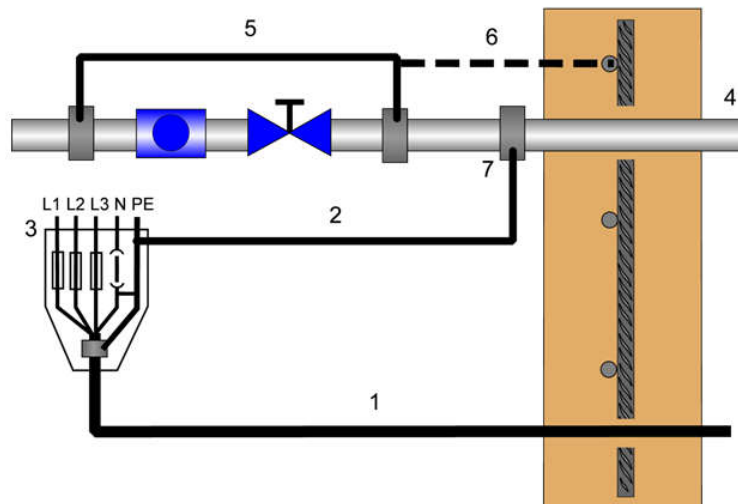
SGK®



Die galvanischen Trennungen werden ohne geeignete Massnahmen oft durch den Potenzialausgleich überbrückt

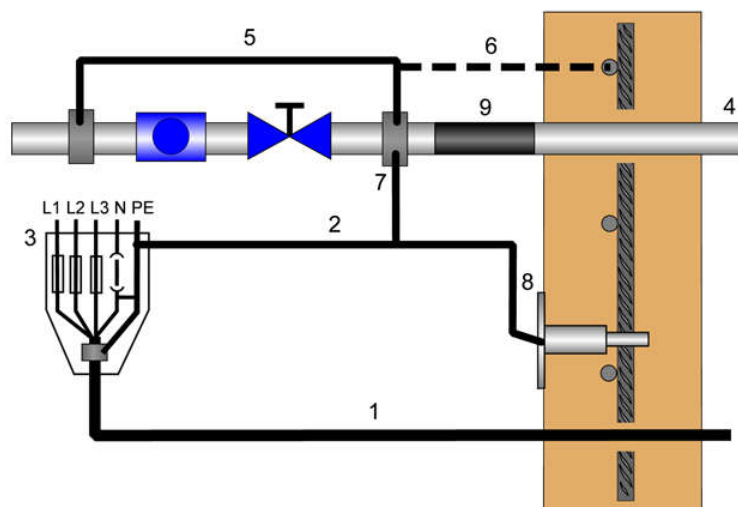
Praktische Umsetzung für Aussenkorrosion

SGK®



Einbau eines Isolierstücks

SGK®



Problematik der Innenkorrosion

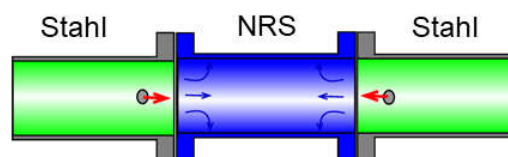
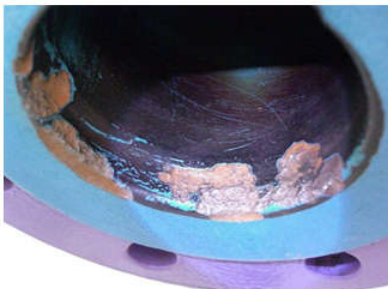
SGK®



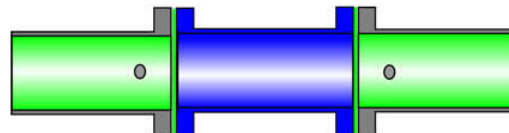
Schutz vor Innenkorrosion

SGK®

- Korrosion auf der Rohrrinnenseite durch Elementbildung
- Durch isolierende Flanschverbindung kann die Korrosionsproblematik gelöst werden



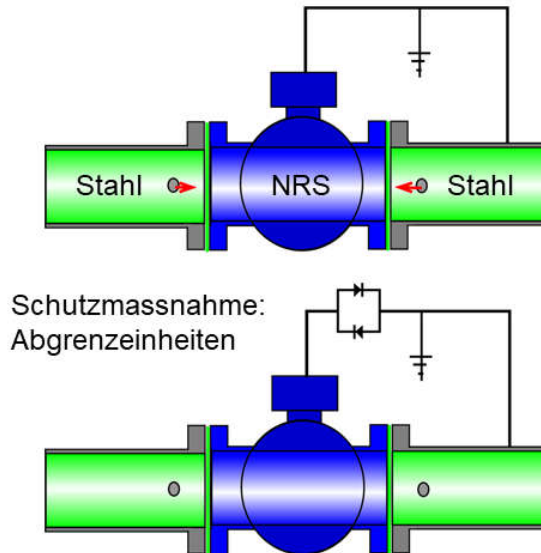
Schutzmassnahme: Isolierflansche



Galvanische Trennung und Überbrückung durch elektrifizierte Einheiten

SGK®

- Galvanisch getrennte Anlageteile können durch den Potenzialausgleich überbrückt werden
- Durch den Einbau von Abgrenzeinheiten kann sowohl Korrosions- als auch Personenschutz gewährleistet werden



Korrosionsschutz von Erdungsanlagen

SGK®

- Korrosion kann durch galvanische Trennung zwischen Rohrleitung und Erdungsanlage stark vermindert werden
- Dies erfordert die Unterbrechung der Elektronenleitung
- Bei Erdungsanlagen und Potenzialausgleich basiert auf durchgehender Elektronenleitung
- Die galvanische Trennung stellt somit keine Lösung dar
- Korrosion kann nur durch geeignete Werkstoffkombinationen kontrolliert werden

Conditions ambiantes, environnement (Electrolyte) Umgebungsbedingung (wirkt als Elektrolyt)	Composition des conducteurs, du matériel ou des alliages Werkstoff Leiter- oder Konstruktionsmaterial	Composition des raccords, des éléments de fixation et des connexions Werkstoff für verbindungs- und Befestigungselemente							
	Optimal Optimal Utilisable (avec réserve) Verwendbar Ne pas utiliser Nicht benutzen	Acier galvanisé Stahl verzinkt	Acier nu Stahl blank	Aluminium et alliages Aluminium	Aluminium	Cuivre nu Kupfer blank	Cuivre étamé Kupfer verzinkt	Acier inox V2A WS- Nr. 1.4301 Nicht rost. Stahl V2A	Acier inox V4A WS- Nr. 1.4571 Nicht rost. Stahl V4A
Dans l'air Matériaux conducteurs et de construction (Tôles de façade, SPF, capteurs et descentes) Im Luft (Fassadenblech, Fangleiter, Ableiter)	Acier galvanisé Stahl verzinkt	OK	NON	≈	NON	≈	≈	≈	≈
	Aluminium et alliages d'aluminium Aluminium	≈	NON	OK	NON	≈	≈	≈	OK
	Cuivre nu Kupfer blank	NON	NON	NON	OK	≈	≈	≈	OK
	Cuivre étamé Kupfer verzinkt	≈	NON	≈	≈	OK	≈	≈	≈
	Acier inox V2A WS-Nr. 1.4301 Nicht rostender Stahl V2A	≈	NON	≈	≈	≈	≈	OK	OK
Dans le sol, en pleine terre (lignes circulaires, rubans de terre et terres radiales) Im Erdreich (Ring-, Strahlenerder)	Zinc au Cuivre-Titane (tôle de zinc) Kupfer-Titan-Zink (Zinkblech)	OK	NON	≈	NON	≈	≈	≈	≈
	Cuivre nu Kupfer blank	NON	NON	NON	OK	≈	≈	NON	≈
Dans le sol Mise à terre de profondeur (ex : pieux, palanques, etc.) Im Erdreich (Tiefenerder)	Acier inox V4A WS-Nr. 1.4571 Nicht rostender Stahl V4A	NON	NON	NON	≈	≈	≈	NON	OK
	Acier galvanisé Stahl verzinkt	OK	NON	NON	NON	NON	NON	NON	≈
	Acier cuivre Stahl verkupfert	≈	NON	NON	NON	NON	NON	NON	NON
	Cuivre nu Kupfer blank	≈	≈	NON	OK	≈	≈	≈	≈
Dans le béton Terre de fondation Im Beton (Fundamentender)	Acier nu Stahl blank	≈	OK	NON	≈	NON	≈	≈	≈
	Acier galvanisé Stahl verzinkt	OK	≈	NON	≈	NON	≈	≈	≈



- Geeignete Werkstoffe dürfen kombiniert werden
- Die Umgebungsbedingungen sind zu berücksichtigen
- Dauerhafte Erdungssysteme können so erstellt werden

Korrosionsschutz durch Erden bei AC-Beeinflussung



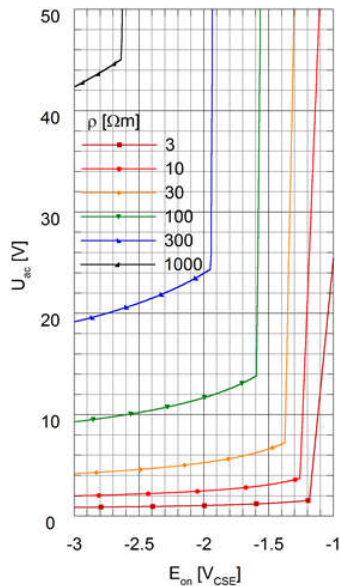
- Parallelführung von Hochspannungsanlagen und Transportrohrleitungen führt zur Induktion von Wechselspannungen
- In Fehlstellen kommt es nun trotz wirksamem Korrosionsschutz und einhalten der Normenvorgaben zu Korrosion!



- Die Wechselspannung kann durch Erden der Rohrleitung begrenzt werden

Bewertung der Gefährdung mit DVGW GW 28-B1

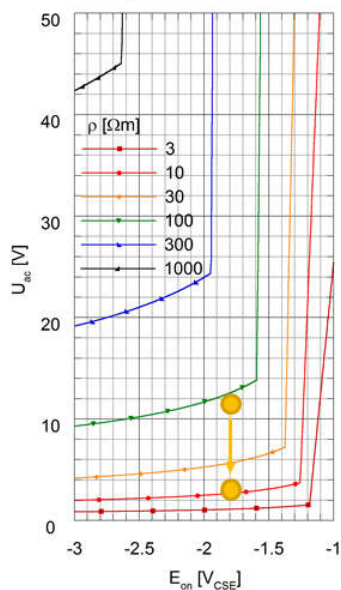
SGK®



- Neu erfolgt die Bewertung basierend auf dem Einschaltpotenzial des KKS (E_{on}) und der Wechselspannung (U_{ac})
- Es werden die Tagesmittelwerte der Wechselspannung verwendet
- Die zulässigen Spannungen sind vom Bodenwiderstand abhängig

Wechselstromkorrosion kann begrenzt aber nicht verhindert werden!

Beispiel



- Der Bodenwiderstand ist 30 Ωm und E_{on} kann nicht positiver eingestellt werden
- Einbau von Erdungsanlagen und Abgrenzeinheiten





Schlussfolgerung

- Erdungsanlagen können zu stark beschleunigter Korrosion von erdverlegter Infrastruktur führen: Galvanische Trennung verhindert diese Schädigung
- Ungeeignete Werkstoffkombinationen führt innerhalb von Erdungsanlagen zu beschleunigter Korrosion: Geeignete Werkstoffwahl führt zu dauerhaften Installationen
- Induzierte Wechselspannungen führen zu Korrosion an erdverlegten Gas- und Ölhochdruckleitungen: Verringerung der Spannung durch Erden vermindert die Gefährdung



FKH - Fachtagung

21. November 2019

Erdungen

Auswirkung der Sternpunktbehandlung auf das Erdfehlergeschehen

Dr. sc. ETH Patrick Favre-Perrod, MBA
Hochschule für Technik und Architektur, Freiburg

Funktion und beruflicher Werdegang

Patrick Favre-Perrod (Dr sc ETH, MBA) hat von 2008 bis 2013 bei Areva T&D, Alstom und Siemens verschiedene F&E sowie Innovationsmanagement Funktionen übernommen. Seit 2013 ist er an der Fachhochschule Westschweiz in der Grund- und Weiterbildung sowie in Forschungsprojekten im Bereich der elektrischen Netze tätig.

Auswirkung der Sternpunktbehandlung auf das Erdfehlergeschehen

Patrick Favre-Perrod

Hochschule für Technik und Architektur, Freiburg

Kurzfassung

Die Bestimmung des besten Ansatzes zur Sicherstellung der Personensicherheit, der Zuverlässigkeit des Betriebs und des möglichst schonenden Einsatzes der Betriebsmittel im Erdfehlerfall erfordert eine sorgfältige Wahl der Art der Sternpunktbehandlung des betrachteten Netzes. Die wichtigsten möglichen Ansätze für diese Aufgabe sind bekannt und etabliert: Isolierter Sternpunkt, erdschlusskompensiertes Netz, direkte Sternpunkterdung, Impedanzerdung und vorübergehende Sternpunkterdung. Ergänzende Massnahmen wie die Erdung von fehlerbehafteten oder gesunden Phasenleiter sowie die Überbrückung der Sternpunktimpedanz wurden ebenfalls schrittweise eingeführt.

Es zeigt sich, dass keine der Lösungen in allen Anwendungen eindeutig optimal sein kann: verschiedene Aspekte des Kurzschlussverhaltens müssen verglichen werden. Die Strom- und Spannungsverläufe im stationären und transienten Fall, die betrieblichen Folgen eines Erdfehlers sowie der Aufwand für die Erfassung und die Ortung von Erdfehlern sind die wesentlichen Elemente dieses Vergleichs. Die Wahl der Sternpunktbehandlung hat darüber hinaus Auswirkungen auf die erreichbare Ausdehnung des Netzes, die Beschaltung der Transformatoren, die Bemessung der Erdungsanlagen und die Schutztechnik.

Über die Zeit haben sich für bestimmte Anwendungskategorien in Abhängigkeit der Spannungsebene und des Verkabelungsgrades bevorzugte Lösungen etabliert. In naher Zukunft ist nicht zwingend mit der Einführung von neuartigen Lösungen zur Sternpunktbehandlung zu rechnen. Vielmehr ist es die Entwicklung der Netze selber (mehr Verkabelung, mehr verteilte Erzeugung, höhere Spannungen, usw.) welche punktuell eine Änderung der Sternpunktbehandlung eines existierenden Netzes auslösen kann.

1 Sternpunktbehandlung: Möglichkeiten und Anforderungen

1.1 Erdfehler in Netzen: Abhängigkeit von der Sternpunktbehandlung

In mehrphasigen Systemen besteht der grundsätzliche Freiheitsgrad der Art der Verbindung zwischen dem Sternpunkt der Generatoren, Transformatoren und Lasten mit der Erde. In der Praxis relevant sind dreiphasige Systeme sowie zweiphasige Systeme mit 180° Phasenverschiebung. In diesem Beitrag wird nur auf dreiphasige Netze (ohne Kraftwerksnetze und Hausinstallationen) eingegangen. Abbildung 1 bis Abbildung 4 zeigen die grundsätzlichen Varianten der Sternpunktbehandlung: isolierter Sternpunkt, erdschlusskompensiertes Netz, direkte Sternpunkterdung und Impedanzerdung. Diese werden im folgenden Teil dieses Beitrags kurz vorgestellt und diskutiert. Netze werden dabei jeweils vereinfacht dargestellt: Generatoren und Transformatoren in Umspannwerken sind zu einer dreipoligen Spannungsquelle zusammengefasst und alle Leitungen und Kabel sind durch eine dreiphasige Induktivität (mit einem Beitrag aus der Eigeninduktivität

L jedes Leiters und der Koppelinduktivität M zu den anderen Leitern) sowie die Koppel- und Erdkapazitäten C_k und C_0 dargestellt. Die Verluste (Leit- und Ableitwiderstände) sind in den Abbildungen nicht ersichtlich und es ist nur ein Sternpunkt für das gesamte Teilnetz dargestellt.

Der Ablauf eines einpoligen Erd(kurz)schlusses ist einer der wesentlichen Unterscheidungsmerkmale zwischen Netzen mit unterschiedlicher Sternpunktbehandlung: die Sternpunktverbindungen befinden sich direkt im Pfad des Kurzschlussstromes und deren Impedanz bestimmt somit direkt das Vorhandensein und den Wert des Kurzschlussstromes. Falls der Erdfehler zu keinem Kurzschluss (welcher zwangsläufig abgeschaltet werden muss) führt, muss dennoch der resultierende Erdschluss erfasst und in angemessener Form eliminiert werden. In letzterem Fall kann ein Weiterbetrieb des Fehlerbehafteten Teilnetzes zulässig sein.

Eine vollständige Betrachtung muss die sehr unterschiedlichen Erdfehlerarten umfassen, unter anderen metallische Fehler (mit vernachlässigbarer Impedanz), Lichtbogenfehler (mit Widerständen im Bereich einiger Ohm) und ohmsche Fehler (mit Widerständen bis in den $k\Omega$ Bereich oder höher).

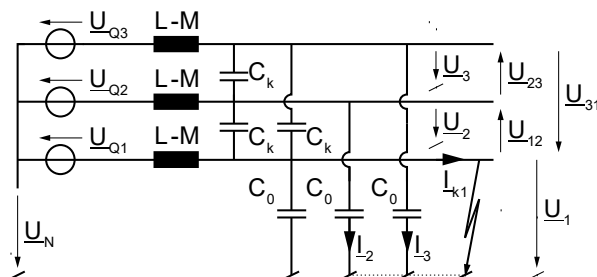


Abbildung 1: Erdschluss in einem Netz mit isoliertem Sternpunkt.

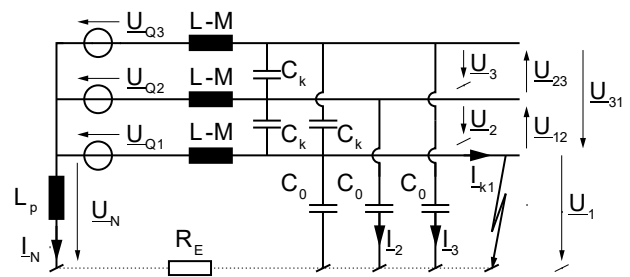


Abbildung 2: Erdschluss in einem erdschluss-kompensierten Netz.

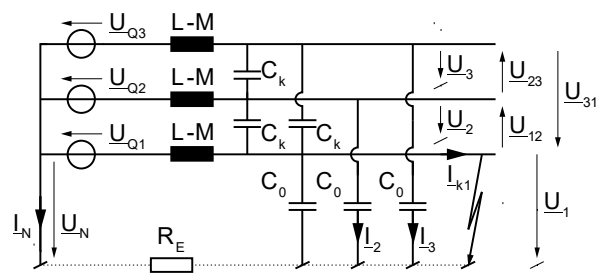


Abbildung 3: Erdschluss in einem Netz mit direkter Sternpunkterdung.

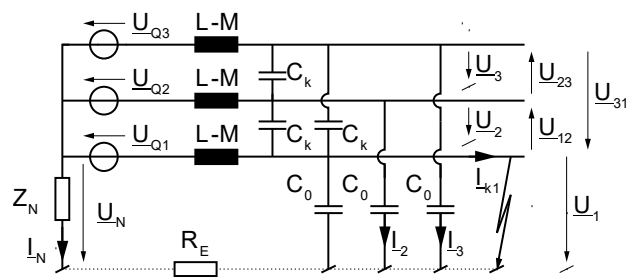


Abbildung 4: Erdschluss in einem Netz mit Impedanzerdung.

1.2 Mögliche Umsetzungen der Sternpunktbehandlung

1.2.1 Isolierter Sternpunkt

In Netzen mit isoliertem Sternpunkt wird der Sternpunkt der Transformatoren nicht mit der Erde verbunden (zumindest auf der Seite, welche mit dem betrachteten Netz verbunden ist). Bei Eintritt des Erdschlusses wird die Leiter-Erde Spannung an der Fehlerstelle (U_1 in Abbildung 1) Null. Es kann kein Erdschlussstrom zur Quelle fließen und der Weiterbetrieb bei einem Erdfehler erscheint somit möglich. Dies ist neben der einfachen Umsetzung ein Hauptvorteil dieser Art der Sternpunkterdung. Die Störung löst eine Wandlerwelle aus deren Reflexionen an Netzverzweigungen Schwingungen im Bereich von 10kHz (in ausgedehnten Netzen) bis 1000 kHz (in Industrienetzen) zur Folge haben [1]. Bei einem idealen Erdschluss werden in den ersten Augenblicken nach dem Fehlereintritt

(also als transienter Vorgang) die gesunden Leiter aufgeladen und die fehlerbehafteten werden entladen. Diese Schwingungen treten auch bei anderen Sternpunktbehandlungen auf, jedoch mit anderen Kennwerten. Die netzfrequenten Spannungen U_2 und U_3 werden durch den Erdschluss auf ca. die 1.73-fache Nennspannung des Netzes angehoben, was natürlich eine entsprechende Spannungsfestigkeit aller Betriebsmittel voraussetzt. Das Verhältnis der grössten Phasenspannung (Effektivwert) zur Nennspannung (Phase) des Netzes wird üblicherweise als Erdfehlerfaktor δ definiert. Während eines Erdschlusses wird die Sternpunktspannung (Verschiebungsspannung) bis zur Nennspannung (Leiter-Erde) des Netzes angehoben. Bemerkenswert ist die Tatsache, dass die verketteten Spannungen durch den Erdschluss idealerweise nicht beeinflusst werden.

Abbildung 1 zeigt, dass während eines Erdschlusses in Netzen mit isoliertem Sternpunkt dennoch ein Strom über die Fehlerstelle fliesst: es handelt sich um den kapazitiven Erdschlussstrom, welcher durch die Leiter-Erde Kapazitäten C_0 der Kabel und Leitungen bestimmt wird. Diese Erdkapazität unterscheidet sich im Allgemeinen von der Betriebskapazität da die Leiter-Leiter Kapazitäten C_k den Erdschlussstrom nicht beeinflussen. Somit wird bei dieser Sternpunktbehandlung der Fehlerstrom durch die Topologie des Netzes definiert: bestimmend ist die Summe der Erdkapazitäten aller Leitungen und Kabel im Teilnetz. Tendenziell weisen also Netze mit einer grösseren Leitungslänge sowie Netze mit hohem Kabelanteil auch höhere Erdschlussströme auf. Dieser kapazitive Fehlerstrom kann bei Lichtbogenfehlern bedeuten, dass der Lichtbogen selbständig weiterbrennen kann, selbst wenn kein Kurzschluss vorliegt. In der Praxis existiert eine Löschgrenze unterhalb welcher die Lichtbögen selbständig löschen. Die Löschgrenze liegt typischerweise bei 30...35 A (für 20 kV Netze) bis 60 A (für 60 kV Netze) [1, 2]. Bei Weiterbetrieb im Erdfehlerfall, insbesondere auch wenn der Fehler kein Lichtbogen ist, ist die Berührungsspannung an der Fehlerstelle ebenfalls einzuhalten. Somit ist in der Regel bei Netzen mit isoliertem Sternpunkt ein Erdfehlerstrom unterhalb der Löschgrenze anzustreben, da ansonsten bei Erdschluss eine Abschaltung nötig wird, was die Nutzung eines Vorteils dieser Art der Sternpunktbehandlung verunmöglicht. Insbesondere wird dadurch die mögliche Ausdehnung des betrachteten Netzes eingegrenzt.

Die Fehlerortung ist wegen der kleinen Fehlerströme im Vergleich zur Ortung eines Kurzschlusses erschwert. Die Verlagerungsspannung wird dabei oft als Indikator verwendet. Unsymmetrische Spannungen (und somit eine Verlagerungsspannung ungleich Null) lassen in Netzen mit isoliertem oder erdschlusskompensiertem Sternpunkt jedoch nicht zwingend auf einen Erdschluss schliessen: bei diesen Arten der Sternpunktbehandlung können auch Leiterunterbrechungen zu hohen Verlagerungsspannungen führen.

Es können bei Dauererdschlüssen ebenfalls hohe transiente Spannungen bei Eintritt des Erdschlusses sowie beim Abschalten oder Zuschalten von Leitungen und Kabeln während der Fehlersuche auftreten. Die Amplitude dieser transienten Spannung ist wesentlich grösser als die stationäre Überspannung da sie einerseits durch die Überspannung der gesunden Leiter wie auch durch die Spannungserhöhung am Sternpunkt angeregt wird. Bei wiederzündenden Fehlern können Fälle entstehen in denen noch höhere Überspannungen auftreten [3]. Bei sehr kleinen kapazitiven Erdschlussströmen (typischerweise < 10 A) besteht wegen des schnellen Anstiegs der Spannung nach dem Erlöschen des Lichtbogens die Gefahr eines intermittierenden Fehlers mit hohen transienten Überspannungen [4, 5]. Dies kommt ggf. in Netzen mit sehr kleiner Ausdehnung vor und kann eine Umstellung auf Impedanzerdung oder direkte Sternpunktterdung benötigen. In

Kabelnetzen sind ebenfalls intermittierende Fehler mit geringen Spannungserhöhungen möglich [1].

Ergänzend kann noch erwähnt werden, dass in Netzen mit isoliertem Sternpunkt Ferroresonanz Phänomene auftreten können, in denen die Hauptimpedanz eines Spannungswandlers mit der Erdkapazität des Kabelnetzes einen nichtlinearen Schwingkreis bildet. Die Resonanzfrequenzen liegen dann in der Regel unterhalb der Netzfrequenz [2, 3]. Diese Art von Ferroresonanz tritt bei anderen Sternpunktbehandlungen nicht auf.

1.2.2 Erdschlusskompensiertes Netz

In Erdschlusskompensierten Netzen wird wie in Abbildung 2 dargestellt an mindestens einem Sternpunkt eine Drossel zwischen Sternpunkt und Erde eingefügt. Dadurch wird, wie in der Abbildung angedeutet, angestrebt den Strom an der Fehlerstelle zu reduzieren indem durch die Sternpunktdrossel ein Strom fliesst, welcher gegenüber der Summe die kapazitiven Ströme durch die Leitungserdkapazitäten um 180° verschoben ist. Somit wird je nach Wahl der Induktivität der Sternpunktdrossel der Fehlerstrom reduziert oder theoretisch gar eliminiert. Der Anschluss der Kompensationsspule erfolgt aus betrieblichen (z.B. Verfügbarkeit) und technischen (z.B. Zugang zum Sternpunkt, Behandlung des Sternpunkts Oberspannungsseitig) Überlegungen oft über einen Sternpunktbildner statt.

Die Vorteile dieser Art der Sternpunktbehandlung gegenüber des isolierten Sternpunkts sind: die Verringerung des Fehlerstroms an der Fehlerstelle, und somit die besseren Chancen für selbstlöschende Fehler, die Möglichkeit grössere Teilnetze zu bilden als bei isoliertem Sternpunkt, sowie weniger intermittierende Kurzschlüsse.

In der Praxis kann der Fehlerstrom nicht exakt auf null reduziert werden. Dies wäre nicht einmal wünschenswert, da dadurch Erfassung und Ortung des Erdfehlers noch stärker erschwert würden. Der verbleibende Erdfehlerstrom wird Reststrom genannt. Folgende Ursachen tragen zu diesem Reststrom bei:

- Die Fehlabbstimmung der Kompensationsspule. Um unter anderen die Erfassung und die Ortung eines Erdschlusses zu erleichtern wird die Erdschlusskompensationsdrossel oft so ausgelegt, dass ein induktiver Fehlerstrom im Bereich 2...6% des nicht kompensierten Erdschlussstromes entsteht. Diese Absichtliche Fehlabbstimmung (und weitere unabsichtliche Gründe für eine unvollständige Kompensation) werden als Unter- bzw. Überkompensation bezeichnet.
- Der Wirkanteil des Reststroms welcher durch den Widerstand der Kompensationsspule, Ableitverluste des Netzes und allfällige Widerstände in der Sternpunktverbindung verursacht wird.
- Der Verlagerungsstrom aufgrund von Asymmetrien des Netzes (vorwiegend kapazitiv). Insbesondere in Kabelnetzen ist diese Asymmetrie oft sehr gering.
- Der Oberschwingungsreststrom, welcher stark abhängig von der Spannungsform im betrachteten Netz ist. In extremen Fällen ist dieser Strom grösser als der Betrag der Fehlabbstimmung.

Um die Beiträge der Grundschwingung und der Oberschwingungen rechnerisch zu unterscheiden machen wird der Erdschlussreststrom gemäss SN EN 50522 / SNG 483755 (I_H ist dabei der Oberschwingungsstrom) folgendermassen ausgedrückt:

$$|I_{RES}| = \sqrt{|I_C + I_N|^2 + |I_H|^2}$$

Bei dieser Art der Sternpunktbehandlung ist also der Fehlerstrom insbesondere durch die Wahl der Verstimmung sowie durch die auftretenden Oberschwingungen bestimmt. Ähnlich wie bei Netzen mit isoliertem Sternpunkt wurde für Netze mit erdschlusskompensiertem Sternpunkt eine experimentelle Löschgrenze von typischerweise 60 A (für 20 kV Netze) bis 180 A (für 150 kV Netze) festgestellt [2]. Die in Bezug auf Netze mit isoliertem Sternpunkt diskutierten transienten Überspannungen treten auch in Netzen mit erdschlusskompensiertem Sternpunkt auf, jedoch mit reduzierten Werten.

In vielen Fällen, insbesondere bei Netzen, welche rekonfiguriert werden können, sind die Sternpunktrosseln automatisch verstellbar und geregelt. Die Abstimmung der Petersen Spule muss vor dem Erdschluss erfolgen. Diese Tatsache muss insbesondere bei der Fehlersuche mittels Umschaltungen von Netzelementen beachtet werden. Zur Abstimmung der Spule muss das Resonanzverhalten des Nullsystems im (gesunden) Betrieb durch Variieren der Spuleninduktivität gemessen werden. Dies erfolgt über die Verlagerungsspannung ohne Erdfehler, welche in Über- oder Unterkompensierten Netzen bemerkenswerterweise nur aufgrund der kleinen Asymmetrien der Netzkomponenten entstehen kann (C_0 sind die Erdkapazitäten der einzelnen Phasen und G_E der Leitwert aller Widerstände in der Erdschleife) [6]:

$$\underline{U}_{NE} = \frac{U_n}{\sqrt{3}} \frac{j\omega(C_{0(L1)} + a^2 C_{0(L2)} + a C_{0(L3)})}{j\omega(C_{0(L1)} + C_{0(L2)} + C_{0(L3)}) + \frac{1}{j\omega L_N} + 3G_E}$$

In Netzen mit isoliertem Sternpunkt und in erdschlusskompensierten Netzen kann bei mehrsystemigen Leitungen verschiedener Spannungsebenen ein Erdschluss in einem System aufgrund der kapazitiven Kopplung auch eine Verlagerungsspannung im anderen System verursachen. Dieser Einfluss nimmt mit abnehmender Verstimmung der Erdschlusskompensationsspule zu.

Die Fehlerortung ist auch bei erdschlusskompensierten Netzen verhältnismässig umständlich, wobei ein Weiterbetrieb während eines Erdfehlers bei genügend kleinem Erdschlussstrom möglich ist. Die Abstimmung der Erdschlusskompensationsspule mit dem Netz muss ggf. nachgeregelt werden.

Unter der in der Literatur [3, 7] dargelegten Annahme, dass der Effektivwert der Grundschwingung des Erdschlussreststroms bis zu etwa 10% des ungelöschten Stroms beträgt, kann der maximal zulässige ungelöschte Erdstrom im Fehlerfall abgeschätzt werden. Die Ausdehnung des Netzes ist somit so zu beschränken, dass der ungelöschte Erdstrom Werte von 600 A bei 6 kV bis zu 1.5 kA bei 110 kV Netzspannung nicht übersteigt [8]. Da diese Überlegung Oberschwingungen und Resonanzen nicht berücksichtigt, muss die genaue Bestimmung der Ausbaugrenze des Netzes systematischer erfolgen. Entsprechende Arbeiten zeigen, dass die Verringerung der Verstimmung der Kompensationsspule die Ausbaugrenze erhöhen kann [9]. Andererseits muss bei Erreichen der Ausbaugrenze das Netz aufgetrennt werden. Bei höheren Nennspannungen ist zusätzlich zu berücksichtigen, dass die Korona Verluste einen relativ hohen Restwirkstrom verursachen würden, so dass selbstlöschende Erdfehler kaum noch erreichbar sind. Daher findet die Erdschlusskompensation oberhalb der 110 kV Spannungsebene nur wenige Anwendungen. Somit ist die Ausdehnung von erdschlusskompensierten Netzen ebenfalls eingegrenzt, jedoch liegt die Grenze im Vergleich zu Netzen mit isoliertem Sternpunkt höher.

1.2.3 Direkte Sternpunktterdung (niederohmige Sternpunktterdung - direkte Erdung)

Die Sternpunktterdung eines Netzes wird gemäss SN EN 50522 als niederohmig bezeichnet, falls der Erdfehlerstrom zur Abschaltung führt. Dies wird wie in Abbildung 3 durch eine möglichst niederohmige Verbindung des Sternpunkts mit der Erde realisiert.

Transiente und stationäre Überspannungen sind in Netzen mit direkter Sternpunktterdung kleiner als bei anderen Ansätzen zur Sternpunktbehandlung. Die Erdkurzschlussortung lehnt sich an Kurzschlussortung an und ist weniger anfällig auf den Einfluss der Oberschwingungen und gewisser Arten der Ferroresonanz. Der Erdfehlerfaktor kann dennoch Werte bis 1.4 annehmen, u.a. wegen der höheren Impedanzen im Nullsystem der Leitungen und Kabel ($|Z_0 / Z_1| > 1$). In wenig ausgedehnten Netzen sowie in der Nähe von Kraftwerken oder Umspannwerken kann die Nullimpedanz an der Fehlerstelle stark abnehmen ($|Z_0 / Z_1| < 1$) und es ergibt sich bei einem Erdkurzschluss sogar eine Reduzierung der Spannung der gesunden Leiter. Die hohen Erdkurzschlussströme, welche aufgrund der direkten Sternpunktterdung entstehen stellen hohe Anforderungen an die Erdungsanlagen. Sie beeinflussen zudem andere Systeme, wie z.B. Telekommunikationsanlagen, metallische Leitungen und andere Stromnetze sehr stark. Bei dieser Art der Sternpunktbehandlung ist der Erdschlussstrom vom Fehlerort sowie der Eigenschaften der Komponenten im Netz abhängig.

Die Vorteile der direkten Sternpunktterdung sind die geringen transienten und stationären Überspannungen im Erdfehlerfall, die vergleichsweise einfache Erdfehlererfassung und -ortung sowie die grosse Erreichbare Netzausdehnung.

1.2.4 Impedanzerdung (niederohmige Sternpunktterdung - Impedanzerdung)

Abbildung 4 zeigt eine weitere Möglichkeit der Beschaltung des Sternpunktes: die Verbindung zwischen Sternpunkt und Erde kann mit einer Impedanz erfolgen, welche derart ausgelegt ist, dass der Erdschlussstrom nicht kompensiert wird, aber der resultierende Fehlerstrom jedoch wesentlich kleiner ist als bei einer direkten Sternpunktterdung. Die Impedanz wird so ausgelegt, dass eine selektive Auslösung der fehlerbehafteten Komponente mit dem UMZ- oder Distanzschutz der Leitungen möglich wird. Aufgrund der nötigen Anregesicherheit sind je nach Spannungsebene Erdkurzschlussströme im Bereich 1.5...5 kA üblich. Der Erdkurzschlussstrom wird somit bei dieser Art der Sternpunktbehandlung durch die Sternpunktimpedanz (sowie ebenfalls durch den Ort des Erdschlusses) bestimmt.

Um den gewünschten Effekt der Reduzierung des Erdschlussstromes zu erreichen ist die Verwendung einer ohmschen oder einer induktiven Erdungsimpedanz möglich. Die Werte des begrenzten Erdschlussstromes liegen unter Berücksichtigung auf die Zuverlässigkeit des UMZ- oder Distanzschutzes bei wenigen kA. Demzufolge wird die Verwendung einer Spule als Erdungsimpedanz in grösseren Netzen bevorzugt, da die Verlustleistung kleiner ist als bei Widerständen. Im Gegensatz dazu sind die transienten Überspannungen bei der Sternpunktterdung über einen Widerstand kleiner [10]. Diese Lösung findet in kleineren Netzen Anwendung.

Die Vorteile dieser Art der Sternpunktbehandlung sind: die Verkürzung der Dauer der Spannungserhöhung im Erdfehlerfall (weniger Alterung und Risiko für Doppelerdschlüsse) als bei Netzen mit Erdschlusskompensation, die einfachere Ortung des Erdfehlers, die geringere Spannungsschwankung aller Phasen während des Erdschlusses, und die mässige thermische Belastung der Komponenten.

1.2.5 Vorübergehende Sternpunktterdung

Bei der vorübergehenden Sternpunktterdung gemäss Abbildung 5 werden die offene (oder erdschlusskompensierte) Sternpunktbehandlung und die Impedanzerdung kombiniert: bei nicht selbstlöschenden Erdfehlern wird nach einer Verzögerung von einigen Sekunden der Sternpunkt meist über eine Impedanz oder möglicherweise auch direkt geerdet. Die Impedanz wird so bemessen, dass der Fehlerstrom genügt, um den Leitungsschutz selektiv auszulösen. Durch diese Massnahme ist einerseits das selbständige Löschen von Lichtbögen möglich und das Risiko durch längere stationäre Überspannungen bei stehenden Erdfehlern wird gegenüber der offenen oder erdschlusskompensierten Sternpunktbehandlung reduziert.

Es sind ebenfalls Anwendungsfälle bekannt, in welchen die Dauer der kurzzeitigen Erdung so gewählt wurde, dass die Schutzfunktionen lediglich Anregen, jedoch nicht Auslösen. Somit wird der Erdfehler durch Auswerten dieser Anregungen geortet [11].

Die Vorteile dieser Art der Sternpunktbehandlung sind eine Kombination der Vorteile der offenen (oder erdschlusskompensierten) und der niederohmigen Sternpunktterdung: Lichtbogenfehler erlöschen in der Regel selbständig, die beschleunigte Alterung durch netzfrequente Überspannungen (insb. bei Feststoffisolation) wird reduziert und Schäden durchstehende Lichtbögen (falls diese auftreten können) werden ebenfalls reduziert.

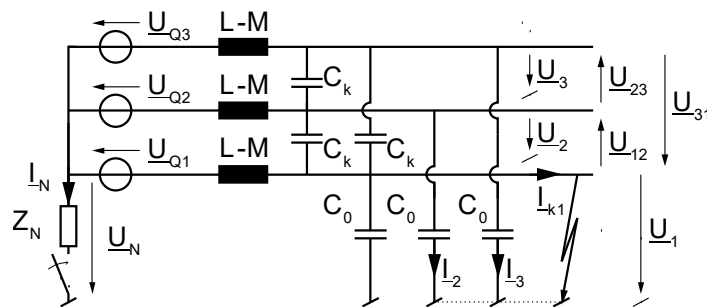


Abbildung 5: Erdschluss in einem Netz mit vorübergehender Sternpunktterdung

1.3 Anforderungen an das Erd(kurz)schlussverhalten von Netzen

Nachdem grundsätzlich mehrere Arten der Sternpunktbehandlung möglich sind, ist bei der Gestaltung von Netz Aus- oder Umbauten grundsätzlich eine Entscheidung zur bestgeeigneten Option nötig. Sehr oft sind technisch gesehen mehrere Optionen umsetzbar und es wird nach dem wirtschaftlichsten Weg gesucht, welcher es ermöglicht die folgenden Kriterien zu erfüllen:

- Bezüglich der Sicherheit:
 - Berührungs- / Schrittspannungen müssen den gesetzlichen Anforderungen genügen.
 - Eine Schutzabschaltung muss in allen gefährlichen Situationen erfolgen.
 - Lichtbögen müssen selbstlöschend sein, falls keine Abschaltung vorgesehen ist.
- Bezüglich der Auslegung der Betriebsmittel:
 - Die Fehlerströme müssen grundsätzlich unter den Auslegungswerten bzgl. des Effektivwertes und der Dauer der Belastung liegen.

- Überspannungen können Betriebsfrequent (Erdfehlerfaktor δ) oder Transient (Überspannungsfaktor k_{LE}) sein. Diese müssen auch unter den entsprechenden dielektrischen Festigkeiten liegen um einerseits sofortige Ausfälle sowie auch beschleunigte Alterung zu vermeiden.
- Bezüglich des Netzbetriebs:
 - Die Erfassung und Ortung von Fehlern muss möglich sein.
 - Die Beeinflussung von Kommunikationsanlagen ist nicht zulässig.
 - Die Spannungsqualität muss sichergestellt werden.
 - Die Versorgungszuverlässigkeit muss durch folgende Massnahmen unterstützt werden:
 - Falls möglich Weiterbetrieb im Fehlerfall
 - Selektive Abschaltung im Fehlerfall (sofern Abschaltung nötig)

1.4 Vergleich der Ansätze zur Sternpunktbehandlung

Die Vorteile der verschiedenen Arten der Sternpunktbehandlung wurden in den vorhergehenden Abschnitten bereits kurz dargestellt. Da sich gewisse Anforderungen gegenseitig widersprechen ist klar, dass keine Lösung universell als die beste betrachtet werden kann. Vielmehr spielen die sich aus dem betrachteten Anwendungsfall ergebenden Gewichtungen der einzelnen Kriterien sowie die etablierte Praxis eines Netzbetreibers eine wichtige Rolle. In Tabelle 1 sind die wichtigsten Unterscheidungsmerkmale der präsentierten Arten der Sternpunktbehandlung zusammengestellt.

1.5 Ergänzende technische Massnahmen zur Behandlung von Erdschlüssen

1.5.1 Erdung des fehlerbehafteten Leiters

Abbildung 6 zeigt eine Übersicht der Möglichen Strategien zur zeitweisen Erdung von Leitern oder Überbrücken der Sternpunktterdung. Bei der Erdung des fehlerbehafteten Leiters mit einem Polerdungsschalter [12, 13] wird bei Eintritt des Erdfehlers (und ggf. Abwarten einer kurzen Verzögerungszeit) der fehlerbehaftete Leiter durch den Polerdungsschalter geerdet. Hiermit wird beabsichtigt den Strom an der Fehlerstelle zu reduzieren. Dies kann genügen, um den Fehler zu eliminieren. In diesem Fall wird der Polerdungsschalter wieder geöffnet und das Netz weiterbetrieben. Bei wiederzündenden Fehlern kann der Polerdungsschalter dazu beitragen, die Umladungsvorgänge der gesunden Leiter zu reduzieren und die Gefahr durch den Erdstrom an der Fehlerstelle zu reduzieren. Es muss jedoch auch darauf geachtet werden, dass bei einem stehenden Erdfehler mit kleinem Fehlerwiderstand die Erdung an der Trafostation und der Erdfehler einen unerwünschten Stromfluss des Phasenstroms des fehlerbehafteten Leiters durch die Erde zur Folge haben. Die Erfassung des Fehlerbehafteten Leiters ist ebenfalls wichtig. In der Praxis genügt oft die Erkennung einer Verlagerungsspannung sowie von netzfrequenten Über- bzw. Unterspannungen an den Leitern. Dies ist jedoch bei ohmschen Fehlern nicht zwingend zielführend.

1.5.2 Erdung eines gesunden Phasenleiters

Bei der Erdung eines gesunden Phasenleiters [14] wird beim Erfassen eines Dauererdschlusses (und Abwarten einer Verzögerung von einigen 10 Sekunden) in einem Erdschlusskompensierten Netz einer der gesunden Phasenleiter über einen Widerstand mit der Erde verbunden. Es entsteht also ein Doppelerdschluss. Der Widerstand ist so ausgelegt, dass eine selektive Auslösung der fehlerbehafteten Komponente mit dem (ggf. angepassten) UMZ- oder Distanzschutz erfolgt.

Tabelle 1: Vergleich der Sternpunktbehandlung. Zusammengestellt mit Angaben aus [1, 2, 8, 15-17] für dreiphasige 50 Hz Systeme.

	Isolierter Sternpunkt	Erdschluss-kompensiertes Netz	Direkte Sternpunktterdung	Impedanz-erdung	Vorübergehende Sternpunktterdung
Verlagerungsspannung (ohne Fehler)	Gering, abhängig von Netzasymmetrie	Abhängig von Netzasymmetrie / Abstimmung der Spule	Keine	Gering, abhängig von Netzasymmetrie	-
Bestimmender Parameter für Erd(kurz)-schlussstrom	(Erd-) Kapazität des Netzes	Abstimmung der Spule	Fehlerort (und Netztopologie)	Sternpunktimpedanz	-
Erdfehlerfaktor (Netzfrequente Überspannung)	1.73	1.73...1.9	< 1.4	1.4...1.73	-
Überspannungsfaktor (transient)	2.5...3.5 (6 ¹)	< 2.5	1.3...1.8	1.5...2.5 ²	-
Erfassung des Erdschlusses	Erhöhter Aufwand	Erhöhter Aufwand	Verhältnismässig einfach	Verhältnismässig einfach	Erhöhter Aufwand
Verhalten bei Erdschluss-wischer	Verlöschen u.U. selbständig	Verlöschen u.U. selbständig	Übergang zu Erdkurzschluss	Übergang zu Erdkurzschluss	Verlöschen u.U. selbständig
Abschaltung bei Erdfehler	Weiterbetrieb u.U. zulässig	Weiterbetrieb u.U. zulässig	zwingend	zwingend	zwingend
Erdstrom bei Erdfehler	Einige 10 A (Doppel-erdschluss möglich!)	Einige 10 A (Doppel-erdschluss möglich!)	Bis einige 10 kA	Einige kA ³	Einige 100 A
Erreichbare Netzausdehnung	Durch Löschgrenze begrenzt ⁴ (typ. 35...60 A)	Durch zulässigen ungelöschten Erdstrom begrenzt (typ. 0.6...1.5 kA)	Keine direkte Einschränkung (Komplexität nimmt jedoch mit der Netzausdehnung zu)	Keine direkte Einschränkung (Kurzschlussleistung kann jedoch hoch werden)	-

1.5.3 Überbrücken der Erdungsimpedanz

Durch das Überbrücken der Erdungsimpedanz (bzw. einer der Erdungsimpedanzen falls mehrere installiert sind) in einem Netz mit Impedanzterdung kann bei ungenügendem Erdkurzschlussstrom der Fehlerstrom erhöht werden [18]. Der Sternpunktschalter kann z.B. nach Ansprechen einer U₀> Funktion und Abwarten einer Verzögerungszeit (ohne dass ein UMZ oder Distanz Schutz auslöst) geschlossen werden, was den Fehlerstrom erhöht und somit eine selektive Auslösung ermöglicht.

¹ Bei intermittierenden Fehlern.

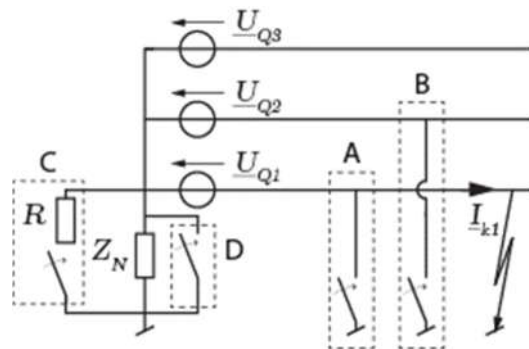
² Ebenfalls abhängig von der Art der Impedanz: Widerstand oder Spule.

³ In Mittelspannungsnetzen oft unter 2 kA.

⁴ Unter der Annahme, dass das Netz im Erdfehlerfall weiterbetrieben werden soll.

1.5.4 Verstärkung des Wirkreststromes

Durch Manuelles zuschalten eines Widerstands zur Verstärkung des Wirkreststromes in erdschlusskompensierten Netzen kann die Nachortung von Erdschlusswischern mit Folgefehler unterstützt werden [19]. Die höheren Wirkrestströme können dann durch wattmetrische Schutzrelais (in Absatz 2.2 kurz besprochen) zuverlässiger erfasst werden.



- A Erdung des fehlerbehafteten Leiters
- B Erdung eines gesunden Phasenleiters
- C Überbrücken der Erdungsimpedanz
- D Verstärkung des Wirkreststromes

Abbildung 6: Übersicht der Möglichen Polerdungs- und Überbrückungsfunktionen in Ergänzung zur Sternpunktbehandlung. In der Praxis wird nur höchstens eine dieser Möglichkeiten pro Teilnetz umgesetzt.

1.5.5 Einpolige Kurzunterbrechung

In Netzen mit direkter Sternpunktterdung ist die einpolige Kurzunterbrechung insbesondere in den höheren Spannungsebenen eine mögliche Massnahme zur Reduzierung der Folgen eines Erdfehlers. Falls der Erdfehler während der Verzögerungszeit verschwindet, bleibt im vermaschten Netz der Fehler fast ohne Konsequenzen für Verbraucher.

2 Verhalten des Netzes im Erd(kurz)schlussfall bei verschiedenen Sternpunktbehandlungen

2.1 Auslegung und Gestaltung der Primäranlagen und Erdungen

2.1.1 Netzausdehnung

In Netzen mit isoliertem Sternpunkt sowie mit Erdschlusskompensation ist der zulässige Erdschlussstrom bzw. der Reststrom durch die Löschgrenze beschränkt. Jeder Kabel- bzw. Leitungsabschnitt liefert einen Beitrag zum Erdschlussstrom. In Tabelle 2 sind typische Werte für den kapazitiven Erdschlussstrombelag angegeben. Es fällt auf, dass aufgrund dieser physikalischen Einschränkung die Werte von 60 A (isolierter Sternpunkt) bzw. 1'500 A (erdschlusskompensierte Netze) in den höheren Spannungsebenen sehr schnell erreicht werden. Dies ist im Widerspruch mit dem Einsatz höherer Spannungen für längere Übertragungslängen und erklärt mitunter, weshalb die Erdschlusskompensation faktisch auf Spannungen unter 150 kV beschränkt ist und kaum Netze mit isoliertem Sternpunkt mit einer Nennspannung von über 30 kV (mit Weiterbetrieb bei Erdschluss) betrieben werden. Andererseits ist aus Tabelle 2 auch ersichtlich, dass die erreichbare Netzausdehnung in Freileitungsnetzen vergleichsweise höher wird.

Auch Netze mit Impedanzterdung weisen bei steigender Ausdehnung mehr Komplexität auf: da die Impedanz der Leitungen bei von der Sternpunktimpedanz entfernten Erdschlüssen immer stärker ins Gewicht fällt werden diese Erdschlussströme entsprechend klein (und stellen die Zuverlässigkeit des Schutzes in Frage). Falls die Sternpunktimpedanz

danz jedoch zu stark reduziert wird, sind die Erdschlussströme in der Nähe der Sternpunktimpedanz dann möglicherweise zu hoch. Die Platzierungsstrategie der Sternpunktimpedanzen muss dann möglicherweise bei Netzausbauten angepasst werden.

Tabelle 2: Typische Werte des kapazitiven Erdschlussstrombelags I_{CE}' . Zusammengestellt mit Daten aus [4, 5, 20-22].

Nennspannung [kV]	I_{CE}' Kabel [A/km]	I_{CE}' Freileitung [A/km]
20	1.5...6	~ 0.05
30	4...7	~ 0.08
110	10...15	0.3...0.4
220	20...35	0.7...0.8
400	35...55	1.2...1.7

2.1.2 Transformatoren

Bei Yy Transformatoren in HS-MS Umspannwerken stellt sich ggf. die Frage nach der Beidseitigen Erdung der Transformatorsternpunkte. Die gewünschte Beschaltung der Sternpunkte ergibt sich aus den Sternpunktbehandlungen der beiden Netze. Die Folge der beidseitigen Erdung sind jedoch die Übertragung der Nullströme und -spannungen sowie Ausgleichströme zwischen parallel geschalteten Transformatoren im Fehlerfall. Beide können unerwünschte Auswirkungen haben, unter anderem Fehlauslösungen des Schutzes Unterspannungsseitig aufgrund der zu hohen Nullspannung oder erhöhte Schritt- und Berührungsspannungen sowie Fehlauslösungen des Schutzes aufgrund der Ausgleichströme. Insbesondere bei Netzen mit Impedanzerdung und starr geerdeten Sternpunkten mit mehreren Einspeisungen ist oft die Erdung möglichst vieler Sternpunkte wünschenswert. Um Anwendungsfälle mit beidseitiger Erdung der Transformatorsternpunkte zu validieren muss der Fall des einpoligen Fehlers auf der Oberspannungsseite näher untersucht werden.

Die aus verschiedenen Überlegungen notwendige Kompensationswicklung des Transformators ist bei beidseitiger Sternpunkterdung sehr wichtig: nur mit Einsatz der Kompensationswicklung kann die Verlagerungsspannung im einpoligen Fehlerfall u.U. auf einen zulässigen Wert gebracht werden. Wo dies möglich und wirtschaftlich vertretbar ist, wird der Einsatz eines Sternpunktbildners (unterspannungsseitig) insbesondere in erdschlusskompensierten Netzen bevorzugt. Somit lassen sich die Nachteile der beidseitigen Sternpunkterdung vermeiden.

Mit Berücksichtigung der Übertragung der Nullsystemspannungen und –ströme sind dennoch verschiedene Kombinationen der Sternpunkterdungen Ober- und Unterspannungsseitig machbar, wobei jeder Einzelfall natürlich geprüft werden muss. Es ergibt sich folgendes Bild [5, 23]:

- Ausgeschlossene Kombinationen der Sternpunktbehandlung sind:
 - Beidseitige Erdung des Sternpunkts (mit oder ohne Impedanz) ohne Kompensationswicklung
 - Oberspannungsseitig (OS) direkte Sternpunkterdung und Unterspannungsseitig (US) Erdschlusskompensation (mit und ohne Kompensationswicklung)
- Machbare Kombinationen der Sternpunktbehandlung sind, Kompensationswicklung vorausgesetzt:

- OS Kompensiert / US Kompensiert (es ist jedoch darauf zu achten, dass Netzfrequente und transiente Nullspannungen von bis zu 0.4 p.u. im Fehlerfall übertragen werden können)
- OS direkt geerdet / US direkt geerdet (übertragene Nullspannungen bis zu 0.25 p.u. können auftreten)
- OS direkt geerdet / US mit Impedanzerdung: am besten geeignet ist die Sternpunktterdung mit einem Widerstand.
- OS kompensiert / US direkt geerdet

Die einseitige Erdung ist dagegen unter dem Gesichtspunkt der Übertragenen Nullspannungen und –ströme unproblematisch. Da jeder Einzelfall eigene Merkmale aufweisen wird, können allgemeine Aussagen nur mit Vorsicht gemacht werden. Dennoch können einige grundsätzliche Punkte für den Fall in dem sowohl das überspannungsseitige wie auch das unterspannungsseitige Netz kompensiert ist beobachtet werden [24]:

- Die übertragene Nullspannung ist geringer falls die Kompensation auf mehrere Standorte verteilt ist.
- Die übertragene Nullspannung nimmt bei grösserer Verstimmung gering ab. Bei exakter Abstimmung, insbesondere in Netzen mit geringen Leitungslängen, ist diese Nullspannung sehr gross.
- Ein grösseres R/X Verhältnis im Nullsystem (z.B. durch zusätzliche Dämpfung der Kompensationsspule) reduziert die übertragene Nullspannung signifikant.

Bei Unterspannungsseitiger Impedanzerdung hängt die Nullspannungsübertragung u.a. von der gewählten Erdschlussstrombegrenzung ab: die Sternpunktterdung mit einem Widerstand ergibt kleinere netzfrequente Überspannungen und sehr kleine transiente Überspannungen im Vergleich zur induktiven Impedanzerdung des Sternpunkts. Anwendungsfälle mit überspannungsseitig starrer Erdung sind aus dem Gesichtspunkt der übertragenen Nullspannung hingegen weniger problematisch da die Nullspannung im Falle des überspannungsseitigen Kurzschlusses gering bleibt.

Abhängig von der Sternpunktbehandlung des Netzes (und nicht ausschliesslich aufgrund der Beschaltung des betreffenden Transformators) entsteht während eines Erdschlusses eine Sternpunktspannung, deren stationärer Wert der Verlagerungsspannung im Fehlerfall entspricht. Bei Eintritt des Erdfehlers ist zudem mit einer transienten Überspannung am Transformatorsternpunkt mit einem Überspannungsfaktor von ca. 1.8 zu rechnen [25].

2.1.3 Erdungsanlagen

Die Auslegung der Erdungsleiter und Erder muss einerseits die thermische Festigkeit und andererseits die Einhaltung der Berührungsspannung ermöglichen. Für ersteres ist der grösste Fehlerstrom durch die Erdungsanlage bestimmend und für die zweite Bedingung der durch den Ausbreitungswiderstand des Erders fliessende Strom. Die je nach Sternpunktbehandlung unterschiedlichen Fehlerströme beeinflussen somit die Auslegung. Gemäss SN EN 50522 sind folgende Ströme für die Bemessung massgebend:

- In Netzen mit direkter Sternpunktterdung oder Impedanzerdung ist der Anfangswert des einpoligen Kurzschlussstroms gemäss IEC 60909 für die thermische Belastung massgebend. Derselbe Strom wird mit dem Reduktionsfaktor multipliziert, um Erdungs- und Berührungsspannungen zu bestimmen (wobei ein allfälliger Strom durch den Transformatorsternpunkt noch abgezogen wird).

- In Netzen mit isoliertem Sternpunkt oder Erdschlusskompensation erfolgt die thermische Bemessung aufgrund des Doppelerdschlussstromes. Für die Berührungsspannung ist der kapazitive Erdschlussstrom bzw. der Reststrom massgebend. In Anlagen mit einer Kompensationsspule sind der Spulenstrom ebenfalls zu berücksichtigen. Auch hier gilt es den Reduktionsfaktor zu beachten.

2.1.4 Leistungsschalter

Die bereits erwähnten netzfrequenten Überspannungen sind für die Amplitude der Wiederkehrenden nach dem Öffnen eines Leistungsschalters bestimmend. Die Beanspruchung des Leistungsschalters ist somit ebenfalls von der Sternpunktbehandlung des Netzes abhängig. Allerdings ist hier nicht der Fall des Erdschlusses relevant (da ein Erdschluss auch nicht immer abgeschaltet werden muss), sondern mehrpolige Kurzschlüsse. Der schlimmste, aber auch unwahrscheinlichste Fall, ist der dreipolige Fehler ohne Erdberührung in Netzen mit isoliertem Sternpunkt [25]. Diese Überspannungen müssen bei der Wahl der Komponenten berücksichtigt werden.

2.2 Schutztechnik

2.2.1 Erdkurzschlussfassung in Netzen mit direkter Sternpunktterdung

Grundsätzlich wird zwischen der Erfassung und der Ortung des Erdschlusses unterschieden. Einige Erfassungsmethoden können natürlich auch zur Ortung des Erdschlusses verwendet werden. Nachfolgend sind die wesentlichen Methoden der Erfassung und Ortung kurz zusammengefasst.

Kurzschlusschutz Relais ($I >$)

Das Maximalstromzeitschutz Relais bietet eine Strom-/Zeit-basierte Auslösung, welche in Strahlennetzen prinzipiell eine selektive Abschaltung des betroffenen Abgangs oder Leitungsabschnitts ermöglicht.

Impedanz Relais / Distanzschutz ($Z <$)

Beim Distanzschutzrelais erfolgt die Auslösung aufgrund der Phasen- oder Scheinimpedanz. Typischerweise werden zur Erfassung von Erdfehlern separate Auslösezonen der Phasenimpedanzen definiert (u.a. um den sogenannten Erdfaktor zu berücksichtigen). Die Distanzmessung zur Ortung des Erdfehlers ist mit dem Distanzschutzrelais prinzipiell auch möglich. Bei entsprechender Dimensionierung der Sternpunktimpedanz kann der Distanzschutz auch in Netzen mit Impedanzerdung eingesetzt werden.

Differentialschutz

Der Leitungsdifferentialschutz ermöglicht ebenfalls die Erfassung von einpoligen Fehlern. Da die Schutzzone nur eine Komponente umfasst, ist auch eine Ortung des Fehlers auf diese Komponente möglich.

Nullstrom Relais ($I_0 <$), gerichtete Erdschluss Relais, empfindlicher Richtungsvergleichsschutz

Um die Zuverlässigkeit des Netzschutzes bei hochohmigen Erdfehlern zu garantieren kann der Einsatz eines Schutzrelais mit einem Schutzkriterium im Nullsystem nötig werden. Dies erfolgt immer in Ergänzung zum Hauptschutz.

2.2.2 Erdschlusserfassung in Netzen mit $Z_N > 0$

Erdschlussmelderelais ($U_0 >$)

Dieses Relais erkennt Erdfehler aufgrund eines Schwellwerts der Nullspannung. Da die Nullspannung aller Abgänge identisch ist, kann das Erdschlussmelderelais nicht Abgangsselektiv arbeiten. Die Zuverlässigkeit dieses Kriteriums nimmt bei grossen Asymmetrien im Netz ab, da zur sicheren Erfassung Einstellwerte in der Grössenordnung von 30% der Nennspannung nötig sein können.

Oberschwingungsrelais

Die Erdschlusskompensationsspule ist für die Grundschwingung abgestimmt. Bei höheren Frequenzen nimmt die Impedanz der Spule zu und das Verhalten des Erdschlusskompensierten Netzes wird demjenigen eines Netzes mit isoliertem Sternpunkt ähnlich: kapazitive Ladeströme fliessen von dem fehlerbehafteten Abgang weg und können somit zur Erfassung und Ortung des Erdschlusses verwendet werden. Das Oberschwingungsrelais erfasst harmonische kapazitive Summenströme und die Verlagerungsspannung. Die Ortung auf einen bestimmten Abgang kann mit einem Phasenvergleich der Oberschwingungsströme erfolgen: der fehlerbehaftete Abgang muss 180° verschoben sein.

Wattmetrische Relais

In Erdschlusskompensierten Strahlennetzen mit zentraler Kompensation kann der Wirkanteil des Nullstroms bei der Einspeisung erfasst werden. Dieser ist charakteristisch für Erdschlüsse und wird von dem wattmetrischen Relais als Auslösekriterium verwendet. Dessen Anwendung ist in vermaschten Netzen allerdings nicht möglich.

Blindleistungsrichtung

In Netzen mit isoliertem Sternpunkt kann die Nullsystem Blindleistung zur Erkennung des Erdschlusses verwendet werden.

Admittanz-Verfahren

Unter diesem Sammelbegriff werden mehrere Verfahren gruppiert, welche die Nullsystem-Admittanzen und/oder deren Änderungen zur Erfassung von Erdfehlern verwenden.

2.2.3 Erdschlusssortung in Netzen mit $Z_N = 0$

In vermaschten Netzen kann die Distanzmessung des Distanzschutzes zur Ortung eines Erdschlusses verwendet werden. In radialen Netzen mit Maximalstromzeitschutz können ergänzend zu den Schutzrelais auch Kurzschlussanzeiger (u.U. mit Ablesen vor Ort) zur feineren Eingrenzung des Fehlerorts verwendet werden.

2.2.4 Erdschlusssortung in Netzen mit $Z_N > 0$

In Netzen mit isoliertem Sternpunkt und Erdschlusskompensation stehen folgende Optionen für die Ortung der Erdschlüsse zur Verfügung:

- Vergleich der Restwirkströme (Nullsystem) oder Admittanzen pro Abgang: die Nullströme im Fehlerbehafteten Abgang unterscheiden sich von jenen der gesunden Abgänge.
- Pulsortungsmethode: im Erdschlusskompensierten Netz wird die Erdschlusskompensationsspule kurzzeitig (teilweise) überbrückt was den Erdschlussreststrom

ändert und somit eine bessere Ortung der Fehlerstelle ermöglicht. In ähnlicher Weise kann auch die Spuleneinstellung geändert werden.

- Nullsystemeinspeisung: mit einer Einspeisung wird der Reststrom verstärkt und somit die Ortung mit etablierten Kriterien einfacher.
- Änderung der Einstellung der Erdschlusskompensationsspule: dies kann ebenfalls eine Erhöhung des Reststroms bewirken.
- Topologische Massnahmen:
 - Zu-/Abschalten von Netzelementen bis der Fehler verschwindet.
 - Umschalten von Netzelementen im Betrieb mit getrennten Sammelschienen, um die Fehlerbehaftete Komponente in ein separates Teilnetz zu schalten.

Da Erdschlüsse in Netzen mit Impedanzerdung abgeschaltet werden müssen, erfolgt die Ortung weitgehend ähnlich der Situation in Netzen mit direkter Sternpunktterdung.

3 Aktueller Stand und Perspektiven

3.1 Etablierte Praxis

Im Bereich der dreiphasigen 50-Hz-Netze, haben die Einschränkungen der verschiedenen Arten der Sternpunktbehandlung zur Folge, dass technisch und wirtschaftlich oberhalb der 150-kV-Ebene fast ausschliesslich die direkte Sternpunktterdung Anwendung findet. Da diese entsprechenden Spannungsebenen in der Regel zum Verbundnetz gehören, ist auch eine einheitliche Sternpunktbehandlung im gesamten Netz nötig, was wiederum die breite Anwendung der direkten Sternpunktterdung erklärt.

In den Verteilnetzebenen ist die Vielfalt grösser, wobei der Kabel- bzw. Freileitungsanteil im Netz eine Rolle bei der Wahl der Sternpunktbehandlung spielt. Im unteren Spannungsbereich der Mittelspannung (10...20 kV) ist der isolierte Sternpunkt ein zweckmässiger Ansatz, insbesondere in Freileitungs-, Industrie- oder Kraftwerksnetzen. Allerdings ist bei Letzteren eine Gefahr von intermittierenden Fehlern mit hohen transienten Spannungsüberhöhungen zu beachten.

Mittelspannungsnetze mit höherem Kabelanteil und Freileitungsnetze im Bereich 50...150 kV werden sehr oft mit Erdschlusskompensation betrieben. Die stationären Spannungserhöhungen sind in diesem Spannungsbereich oft noch tragbar und der Vorteil der selbstlöschenden Lichtbögen ist wesentlich. In Hochspannungsnetzen mit hohem Kabelanteil ist dies nicht mehr zwingend der Fall und die Impedanzerdung wird in diesen Anwendungen oft gewählt.

Die Impedanzerdung bietet sich unter Umständen ebenfalls als gemeinsamen Nenner für den Zusammenschluss verschiedener Netze mit unterschiedlicher Sternpunktbehandlung. Ein Beispiel in dieser Hinsicht ist das 65-kV-Netz im Wallis [26].

Bei gemischten Netzen im höheren Spannungsbereich ist es besonders wünschenswert selbstlöschende Lichtbögen ohne Abschaltung zu behandeln und trotzdem bei stehenden Fehlern rasch abzuschalten, um die Belastung der Betriebsmittel durch stationäre Spannungserhöhungen zu minimieren. In solchen Fällen ist die Vorübergehende Sternpunktterdung besonders interessant.

3.2 Wechsel der Sternpunktbehandlung eines Netzes

Da Netze faktisch ständig um- und ausgebaut werden können, ändert sich gelegentlich auch die Entscheidung bezüglich der bestgeeigneten Sternpunktbehandlung. Es ergeben sich daraus relativ umfangreiche Projekte mit netzweiten Auswirkungen in Primär- und Sekundärtechnik.

Netze mit isoliertem Sternpunkt werden bei Überschreiten der Löschgrenze durch zusätzliche Kabelstrecken oder Netzausbauten oft als erdschlusskompensierte Netze umgebaut. Ein grösseres Projekt wurde z.B. bei BKW im 50-kV-Netz der Jura/Seeland-Region durchgeführt [19]. Insbesondere in Hochspannungsnetzen muss die Inselnetzbildung bei der Platzierung der Erdschlusskompensationsspulen berücksichtigt werden. In Mittelspannungsnetzen muss vor einer Umkonfiguration des Netzes geprüft werden, ob die Erdschlusskompensation dadurch weiterhin möglich ist.

Wenn die Löschgrenze in erdschlusskompensierten Netzen oder in Netzen mit isoliertem Sternpunkt überschritten wird oder die Belastung der Betriebsmittel durch stationäre Überspannungen unzulässig wird, kann eine Umstellung auf Impedanzerdung sinnvoll werden. Ein Beispiel ist das damalige 50 kV (später 132 kV) Netz der NOK (später Axpo) [18]. Diese Umstellung von erdschlusskompensiert auf Impedanzerdung ist vorteilhaft, da Kosten in der Primärtechnik im Wesentlichen nur durch die Impedanzen entstehen, im Gegensatz zum Wechsel zu einem starr geerdetem Sternpunkt. Auf der sekundärtechnischen Seite muss sichergestellt werden, dass die Erfassung und die Ortung von Erdfehlern mit Distanzschutzrelais oder Maximalstromzeitrelais möglich sind. Ähnlich wie in Netzen mit starrer Sternpunktterdung bleibt die Erfassung von hochohmigen Erdfehlern eine Herausforderung [27].

Falls Überspannungen reduziert werden sollen oder die Anregesicherheit des Schutzes ein Problem darstellt, ist ein Übergang zur direkten Sternpunktterdung in Betracht zu ziehen. Es ist dabei darauf zu achten, dass neben den Erdungsanlagen der Schaltanlagen möglicherweise auch die Leitungen und deren Erdseile neu ausgelegt oder sogar nachgerüstet werden müssen.

Schliesslich zeigt die Praxis, dass das Auftrennen in Teilnetze in gewissen Fällen eine Alternative zur Umstellung der Sternpunktbehandlung darstellen kann.

Literaturverzeichnis

- [1] Energietechnische Gesellschaft Arbeitskreis Sternpunktbehandlung in Netzen bis 110 kV, "Die aktuelle Situation der Sternpunktbehandlung in Netzen bis 110 kV (D-A-CH) eine Bestandsaufnahme mit einer Zusammenfassung der ETG-Umfrage STE 2010, Verfahren der Erdschlusskompensation und selektiven Erdschlusserfassung," VDE Verlag, Berlin, ETG Fachbericht 132, 2012.
- [2] Oesterreichs Energie, "Sternpunktbehandlung in Mittel- und Hochspannungsnetzen," Oesterreichs E-Wirtschaft, Wien, Überarbeitung 2014, 2014.
- [3] K. Heuck, K.-D. Dettmann, and D. Schulz, *Elektrische Energieversorgung Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis*, 8th ed. Wiesbaden: Vieweg+Teubner, 2010.
- [4] D. Oeding and B. R. Oswald, *Elektrische Kraftwerke und Netze*, 7th ed. Heidelberg: Springer, 2011.

- [5] H. Kiank, W. Fruth, and Siemens Aktiengesellschaft, *Planning guide for power distribution plants design, implementation and operation of industrial networks*. Erlangen: Publicis Publishing, 2011.
- [6] J. Schlabbach, *Sternpunktbehandlung*. Berlin: VDE Verlag, 2002.
- [7] E. Fuchs and L. Fickert, "Die Löschgrenze und die Brenndauer von Erdschlusslichtbögen - Eine Neuinterpretation," in *3. ETG-Fachtagung Sternpunktbehandlung in Netzen bis 110 kV (D-A-CH)*, Nürnberg, 2014.
- [8] Siemens AG, "SIPROTEC Schutztechnik - Basis für höchste Versorgungssicherheit," Siemens AG, Erlangen, Brochure, 2016.
- [9] C. Obkircher, "Ausbaugrenzen gelöscht betriebener Netze," Dissertation, Institut für elektrische Anlagen, Technische Universität Graz, Graz, 2008.
- [10] W. Castor, R. Fenkl, and H. Grünert, "Umstellung der Sternpunkterdung im 20-kV-Kabelnetz," *EW - das Magazin für die Energie Wirtschaft*, vol. 108, 2009.
- [11] J. Poll, "Betriebserfahrungen mit der Ortung von Erdschlüssen durch Kurzzeiterdung," in *Sternpunktbehandlung in 10- bis 110-kV-Netzen*, Braunschweig, 1988.
- [12] E. de Raemy and J. Dutoit, "Réduction des interruptions de fourniture grâce au disjoncteur shunt," *Bulletin Electrosuisse VSE-AES*, 2009.
- [13] T. Mölle, U. Schlott, M. Becker, and W. Becker, "Entlastung einer Fehlerstelle durch optimierte Phasenerdung," *EW - das Magazin für die Energie Wirtschaft*, vol. 117, 2018.
- [14] H. Steurer, L. Fickert, and E. Schmutz, "Einführung eines neuen Erdschlussortungs-Systems KNOPE und erste Erfahrungen," *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik*, vol. 131, pp. 289-296, 2014/12/01 2014.
- [15] T. Niemand and A. Schröder, *Erdungsanlagen*, 2nd ed. Berlin: VDE Verlag, 2016.
- [16] Siemens AG, "Der Erdschluss im Netzbetrieb," Siemens AG, Nürnberg, Broschüre, 1996.
- [17] G. Balzer and C. Neumann, *Schalt- und Ausgleichsvorgänge in elektrischen Netzen*. Berlin: Springer Vieweg, 2016.
- [18] M. Häusermann, "110 kV Netze mit niederohmig geerdetem Sternpunkt," in *ETG-Informationstagung Sternpunktbehandlung in MS- und HS-Verteilnetzen*, Burgdorf, 1991.
- [19] M. Dietrich and F. Romanens, "Umstellung eines vermaschten isolierten 50-kV-Verteilnetzes auf gelöschten Sternpunkt," in *4. ETG-Fachtagung Sternpunktbehandlung in Netzen bis 110 kV (D-A-CH)*, Aschaffenburg, 2017.
- [20] A. Eberle GmbH, "Kapazität von Leitungen," A. Eberle GmbH & Co. KG, Nürnberg, Info-Brief Nr. 20, 2013.
- [21] S. Kämpfer and G. Kopatsch, Eds., *ABB Switchgear Manual*. Berlin: Cornelsen Verlag Scriptor, 2012.
- [22] M. Pays, *Câbles de transport d'énergie - Technologies et caractéristiques*. Paris: Editions Techniques de l'ingénieur, 1994.
- [23] G. Balzer and H. Remde, "Probleme bei der beidseitigen Erdung von Transformatoren," *Brown Boveri Technik*, vol. 72, 1985.
- [24] A. Moormann and H. Vennegeerts, "Möglichkeiten und Grenze der beidseitigen Sternpunkterdung bei Hoch-Mittelspannungstransformatoren," in *Jahresbericht 2012*, FGH, Ed. Mannheim: Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V., 2013.
- [25] M. Erche, "Netzbeanspruchungen und ihr Einfluss auf Netzkomponenten," in *Sternpunktbehandlung in 10- bis 110-kV-Netzen*, Braunschweig, 1988.

- [26] G. Köppl and F. Frey, "Interconnexion des différents régimes du neutre d'un réseau régional," *REE - Revue de l'électricité et de l'électronique*, pp. 50-54, 1996.
- [27] G. Ziegler, *Digitaler Distanzschutz Grundlagen und Anwendung*, 2nd ed. Erlangen: Publicis Publishing, 2008.

FKH - Fachtagung

21. November 2019

Erdungen

Erdungsberechnungen und Erderdesign

M.Sc. Patrick Noth

BKW Energie AG, Ostermundigen

Funktion und beruflicher Werdegang

2005 bis 2008	Ingenieur FH in Elektrotechnik, Vertiefung: Elektrische Energie, Hochschule für Technik und Architektur Freiburg
2015 bis 2018	Master of Science in Engineering, Vertiefung: Energie und Umwelt, Berner Fachhochschule
Seit 2008	Anstellung bei der BKW Energie AG zur Messung und Berechnung von Netzkomponenten in der Energieversorgung
Seit 2014	Vorstandsmitglied Power-Quality Erfahrungsgruppe Schweiz
Seit 2017	Mitglied im Technischen Komitee Erdungen
Seit 2018	Leiter akkreditierte Prüfstelle nach IEC 17025

Erdungsberechnungen und Erderdesign

Patrick Noth

BKW Energie AG, Ostermundigen

1 Kurzfassung

Die Konformität eines Erdungssystems kann mittels Berechnung oder Messung nachgewiesen werden. Während sich bei Messungen die realen Gegebenheiten vor Ort erfassen lassen, dienen Erdungsberechnungen als wertvolle Grundlage in der Planungsphase von neuen oder umzubauenden Anlagen. Durch Annäherungsformeln kann die Erdungsimpedanz von einfachen Erderstrukturen wie beispielsweise Band- oder Tiefenerder ermittelt werden. Handelt es sich hingegen um Anlagen mit einem komplizierten Aufbau, ist die Analyse von Spannungsprofilen zur Beurteilung von kritischen Punkten erwünscht. Dazu können Erdungsnetze in entsprechenden Softwares abgebildet und deren Verhalten simuliert werden. Daraus lassen sich Berührungs- sowie Schrittspannungen als auch allfällige Spannungsverschleppungen eruieren. Massgebend für die optimale Nachbildung der reellen Erdungssituation sind die Eingabeparameter, von denen der spezifische Erdwiderstand einen hohen Einfluss auf die berechneten Ergebnisse hat (Bodenart und Bodenzustand). Feldversuche verdeutlichen, dass der spezifische Erdwiderstand mit zunehmender Niederschlagsmenge sinkt und mit längeren Trockenperioden ansteigt. Anhand simulierter Erdungsanlagen von Unterwerken, Transformatorstationen und Masten wird zudem aufgezeigt, wie durch Simulationen das Design von Erdungsanlagen optimiert werden kann und welche Grenzen gegeben sind.

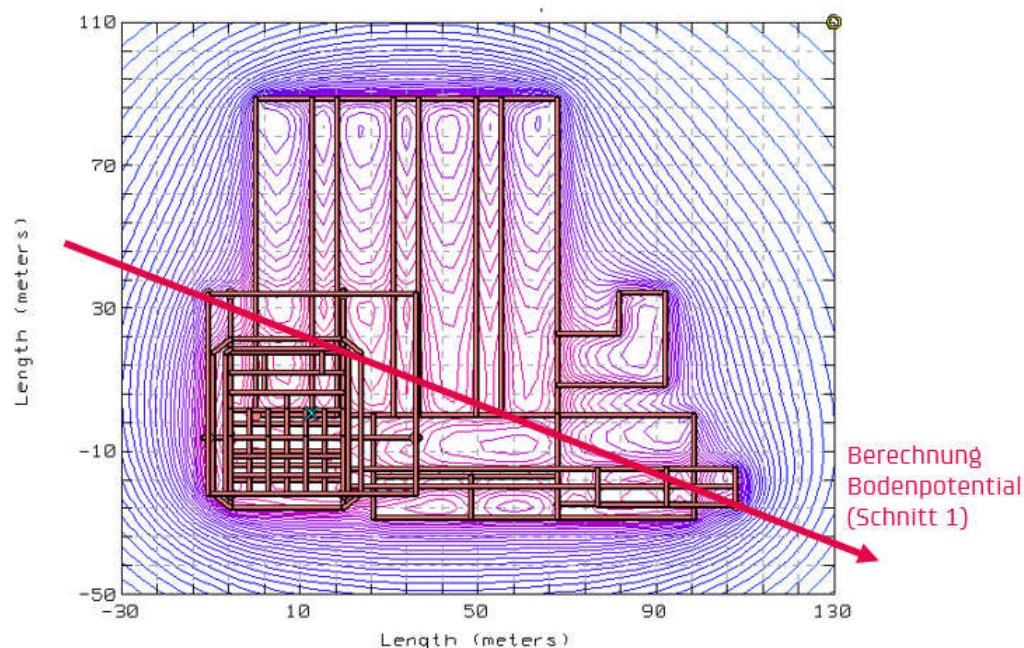


Abbildung 1: Ermittlung kritischer Punkte anhand der Berechnung von Äquipotentiallinien

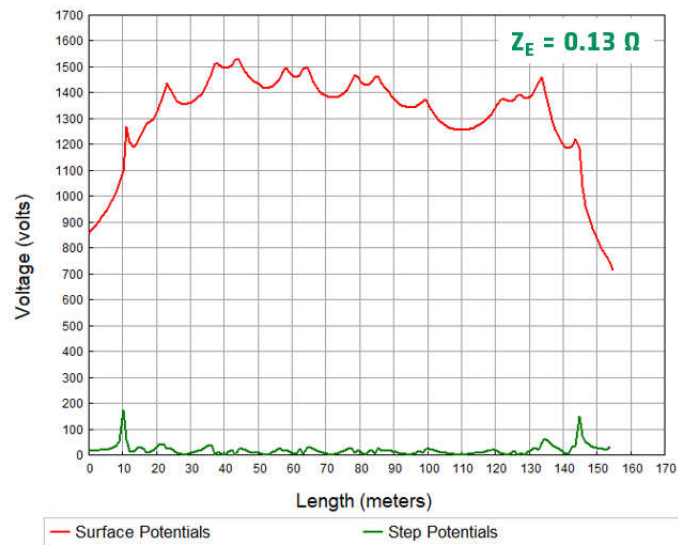


Abbildung 2: Verlauf des Bodenpotentials und der Schrittspannungshöhe entlang Schnitt 1 für ein Unterwerk

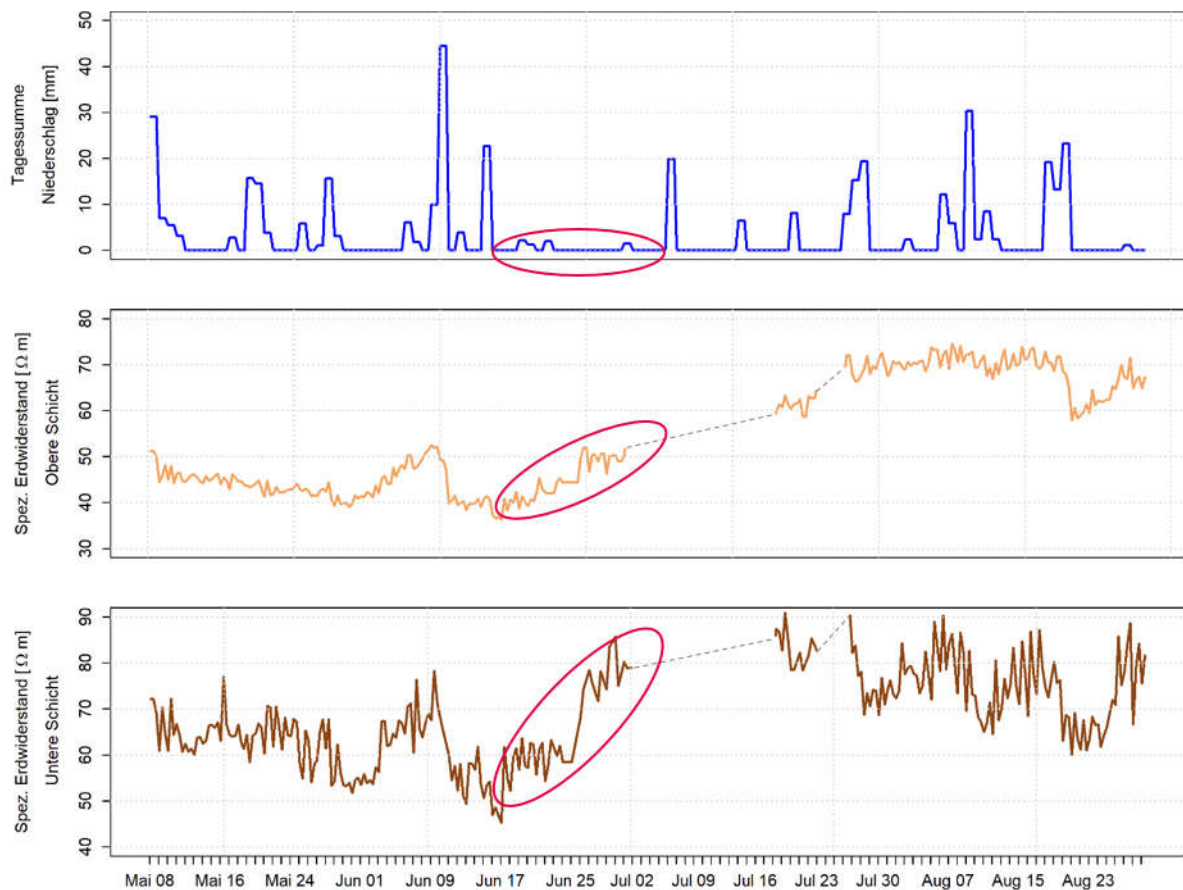


Abbildung 3: Ein Feldversuch in Kallnach zeigt einen Zusammenhang zwischen dem spezifischen Erdwiderstand von zwei Bodenschichten und der Niederschlagsmenge (Beobachtungszeitraum 4 Monate von Mai bis September 2019). Der spezifische Erdwiderstand sinkt mit zunehmender Niederschlagsmenge und steigt mit längeren Trockenperioden an.

FKH - Fachtagung

21. November 2019

Erdungen

Erdung und Schirmbehandlung von Hochspannungskabeln

Dipl.-Ing. ETH Damian Aegerter
Braavos GmbH, Stetten (AG) Schweiz

Funktion und beruflicher Werdegang

Geboren am 8.12.1976 im Aargau

2002	Abschluss Diplomstudium Elektrotechnik, ETH Zürich
2002 – 2006	IBS und TPL Lokomotiven, Bombardier Transportation
2006	Abschluss Nachdiplomstudium Betriebswirtschaft, FH Bern
2006 – 2008	PL Hochspannungskabel, Brugg Cables
2008 – 2015	PL Transmission & Distribution, AF-Consult
seit 2015	Inhaber Ingenieurbüro Braavos GmbH

Mitglied Cigré, Electrosuisse, IEC TC 20 Cables, IEC TC 82 Solar photovoltaic energy systems, Technische Akademie Esslingen

Entwicklung von Cableizer

Erdung und Schirmbehandlung von Hochspannungskabeln

Damian Aegerter

Braavos GmbH, Stetten (AG) Schweiz

1 Kurzfassung

In einem ersten Teil wird der typische Aufbau moderner Kabel der Mittelspannung (MS) und Hochspannung (HS) beschrieben und die Abhängigkeit der thermischen Belastbarkeit von Kabelsystemen von den Schirm- und Mantelverlusten aufgezeigt. Es wird erklärt wie es zu den Verlusten im Schirm kommt. Im zweiten Teil werden die möglichen Schirmerdungen kurz beschrieben. Der dritte Teil widmet sich den induzierten Spannungen und dem Einsatz von Kabelschirm-Überspannungsableitern. Der vierte Teil schliesslich zeigt den Einfluss der Schirmerdung anhand verschiedener Berechnungen.

2 Kabelanlagen und deren Verluste

2.1 Aufbau moderner Kabel

Einadrige MS- und HS-Kabel sind coaxial aufgebaut und enthalten folgende Schichten:

- Die Leiter bestehen meist aus verseilten Kupfer- oder Aluminiumdrähten.
- Die Isolierung von MS- und HS-Kabel besteht meist aus vernetztem Polyethylen (VPE).
- An der Grenzfläche zwischen dem Leiter und der Isolation sowie zwischen der Isolation und dem Schirm liegen Halbleiterschichten zur Feldglättung.
- Der Metallschirm und/oder Metallmantel besteht aus einem oder mehreren der folgenden Elemente: Verseilte Kupfer- oder Aluminiumdrähte; an der Überlappung verklebt laminierte Kupfer- oder Aluminiumfolie; verschweisster Kupfer- oder Aluminiumwellmantel oder Aluglattmantel.
- Ein Isoliermantel aus extrudiertem Polyethylen mit hoher Dichte (HDPE) schützt das Kabel und isoliert den metallischen gegen Erde.

Abbildung 1 zeigt die in [6] erstellte Visualisierung in 3D eines HS-Kabels mit einem Kupferleiter, einer Isolation aus VPE, einem Kupferdrahtschirm und Aluminium-Schichtenmantel.

Da wir in erster Linie die elektrischen Aspekte behandeln sind die Begriffe Schirm und Mantel austauschbar.



Abbildung 1: Kabel in 3D

2.2 Belastbarkeit

Die zulässige Stromtragfähigkeit eines Kabels ergibt sich nach [1] anhand der folgenden Formel. Diese lässt sich vereinfachen für Einleiterkabel ($n = 1$) ohne Bewährung ($\lambda_2 = 0, T_2 = 0$) und ohne Berücksichtigung der eher geringen dielektrischen Verluste ($W_d = 0$):

$$I_c = \sqrt{\frac{\theta_c - \theta_a - W_d \left(\frac{T_1}{2} + n(T_2 + T_3 + T_4) \right)}{R_c T_1 + n R_c (1 + \lambda_1) + n R_c (1 + \lambda_1 + \lambda_2) (T_3 + T_4)}} \rightarrow \sqrt{\frac{\theta_c - \theta_a}{R_c T_1 + R_c (1 + \lambda_1) (T_3 + T_4)}}$$

θ_c, θ_a Leiter- und Umgebungstemperatur [$^{\circ}\text{C}$]

R_c Elektrischer Widerstand Leiter bei Betriebstemperatur [Ω/m]

λ_1 Schirm-Verlustfaktor

T_1, T_3, T_4 Thermischer Widerstand Isolierung, Aussenmantel und Umgebung [$\text{K}\cdot\text{m}/\text{W}$]

Der Faktor λ_1 ist der Schirm-Verlustfaktor, das Verhältnis der Verluste im Schirm zu den Leiterverlusten. Dieser Faktor hat direkten Einfluss auf die Belastbarkeit: Je grösser dieser Wert ist, desto geringer der mögliche Strom.

Der Schirm-Verlustfaktor berücksichtigt Kreisströme und Wirbelströme im Schirm:

$$\lambda_1 = \lambda'_1 + \lambda''_1$$

λ'_1 Verlustfaktor aufgrund Kreisströme

λ''_1 Verlustfaktor aufgrund Wirbelströme

Die Wirbelströme im Schirm sind meist gering, v.a. bei Drähten. Die Kreisströme sind abhängig von den Leiter- und Schirmmaterialien, den Temperaturen und der geometrischen Anordnung. Für drei beidseitig geerdete Kabeln in trefoil ist:

$$\lambda'_1 = \frac{R_s}{R_c} \frac{1}{1 + \left(\frac{R_s}{X_s} \right)^2}$$

R_s Elektrischer Widerstand Schirm bei Betriebstemperatur [Ω/m]

X_s Reaktanz Schirm [Ω/m]

Der elektrische Gleichstromwiderstand des Leiters bei 20°C ist normiert für Kupfer und Aluminium. Dieser Wert wird umgerechnet auf Betriebstemperatur und der Einfluss der Frequenz berücksichtigt. Der Gleichstromwiderstand des Schirms wird aus dem Querschnitt berechnet und auf Betriebstemperatur umgerechnet. Der frequenzabhängige Einfluss im Schirm ist vernachlässigbar.

$$R_c = R_{cDC} (1 + \lambda_s + \lambda_p) \text{ mit } R_{cDC} = R_{c20} (1 + \alpha_c (\theta_c - 20))$$

$$R_s = R_{s20} (1 + \alpha_s (\theta_s - 20))$$

R_{cDC} Gleichstromwiderstand des Leiters bei Betriebstemperatur [Ω/m]

R_{c20}, R_{s20} Gleichstromwiderstand des Leiters und Schirms bei 20°C [Ω/m]

θ_s Schirmtemperatur [$^{\circ}\text{C}$]

λ_s, λ_p Faktor für Skin- und Proximity-Effekt im Leiter

α_c, α_s Temperaturkoeffizient des Leiter- und Schirmmaterials [$1/\text{K}$]

Die Schirm-Reaktanz ist abhängig von der Geometrie im Kabel und vom Abstand der Phasen zueinander. Für drei Kabel in trefoil verlegt ist:

$$X_s = 4\pi f \cdot 10^{-7} \ln \left(\frac{2s_c}{d_s} \right)$$

s_c Leiterabstand

d_s Mittlere Durchmesser des Schirms

f Systemfrequenz

Wir können festhalten, dass der Schirm-Verlustfaktor direkt Einfluss hat auf die Belastbarkeit und abhängig ist von Material, Temperatur, Kabelaufbau und Anordnung.

2.3 Bildung von Schirmverlusten

2.3.1 Kreisströme

Das Magnetfeld, das sich aus dem Stromfluss im Leiter ergibt, koppelt den Schirm und alle anderen benachbarten Leiter. Wenn der Schirm einen durchgehenden geschlossenen Stromkreis bildet, wird im gekoppelten Schirm ein Strom induziert, genannt Kreisstrom (Englisch: circulating current). Widerstandsverluste aufgrund des Kreisstroms tragen dann zum Temperaturanstieg des Kabels bei respektive begrenzen bei gleicher Leitertemperatur die Strommenge, die vom Kabel maximal übertragen werden kann.

2.3.2 Wirbelströme

Wirbelströme sind Stromschleifen, die in elektrischen Leitern durch ein sich änderndes Magnetfeld induziert werden (Faradayschen Induktionsgesetz). Wirbelströme fließen im Leiter in geschlossenen Schleifen senkrecht zum Magnetfeld. Wirbelströme erzeugen ihrerseits ein Magnetfeld, das gemäss der Lenzschen Regel der Änderung des Feldes entgegenwirkt. Dadurch wird der Strom an den Rand eines Leiters gedrängt (Skin-Effekt), je höher die Frequenz und der Leiterquerschnitt desto ausgeprägter. Das betrifft v.a. den Leiter aber auch in geringem Masse den metallischen Mantel und in noch geringerem Masse einen metallischen Schirm.

Die Wirbelströme im Schirm sind in den meisten Fällen gering und nach [1] bei beidseitiger Erdung ganz vernachlässigbar, so dass wir diese nicht weiter betrachten.

3 Schirmbehandlung von Kabelanlagen

3.1 Beidseitige Erdung

Bei Verteilnetzkabeln der MS wird der Schirm in der Regel beidseitig resp. mehrfach geerdet. Dies erfolgt primär aus Gründen der Sicherheit und um im Fehlerfall bessere Erdungsverhältnisse ohne die Problematik induzierter Spannungen zu haben.

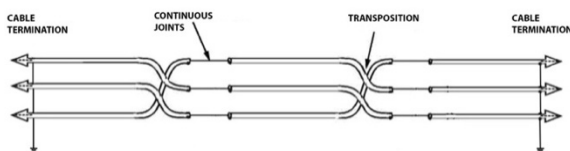


Abbildung 2: Beidseitiger Erdung (aus [2] angepasst)

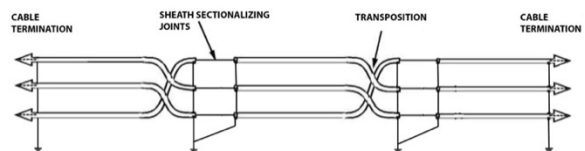


Abbildung 3: Mehrfache Erdung (aus [2] angepasst)

3.2 Einseitige Erdung

3.2.1 Induzierte Spannung

Bei der einseitigen Erdung wird der Schirm der drei Kabel an nur einem gemeinsamen Punkt entlang der Kabelstrecke geerdet. Da kein durchgehender geschlossener Stromkreis existiert, fließt kein Kreisstrom im Schirm, und die Schirmverluste durch Kreisströme werden beseitigt (Wirbelverluste bleiben bestehen). Dafür wird während des Betriebs eine Spannung am Kabelmantel induziert, die mit zunehmendem Abstand vom

geerdeten Punkt progressiv zunimmt und an dem am weitesten vom geerdeten Ende entfernten Punkt ein Maximum erreicht. Die Schirme müssen daher durch einen wirksamen Isoliermantel ausreichend gegen Erde isoliert werden.

Bei langen Längen können mehrere einseitig geerdete Abschnitte erstellt werden.

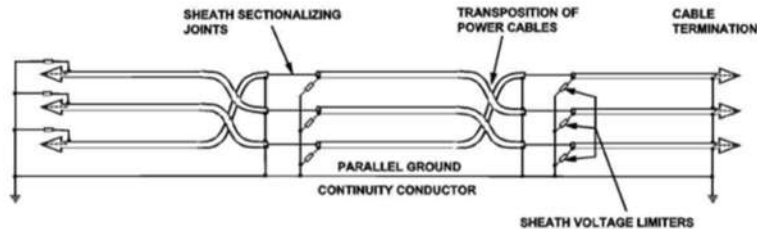


Abbildung 4: Kabel mit einseitiger Erdung in mehreren Abschnitten (Quelle [2])

3.2.2 Kabelschirm-Überspannungsableiter (SVL, surge voltage limiter)

Wenn die eine Seite des Kabelmantels offen bleibt, kann der Mantel auf der ungeerdeten Seite hohe Spannungen annehmen, welche die Mantelisolierung nicht gewachsen ist. Es können kurzzeitige Überschlüsse zwischen Mantel und Erde auftreten, welche die äussere Isolierung des Mantels beschädigen. Es ist daher notwendig, den Kabelmantel auf der ungeerdeten Seite mit einem Ableiter gegen Überspannungen zu schützen.

Der wirkungsvollste Überspannungsschutz ist der Einsatz von Überspannungsableitern in der Nähe der Betriebsmittel.

3.2.3 Schutzleiter

Während eines Erdschlusses im Stromnetz kehrt der von den Kabeladern geführte Fehlerstrom auf allen verfügbaren externen Wegen zurück. Da bei einseitiger Erdung kein Rückfluss über den Schirm möglich ist, kann der Rückstrom nur über das Erdreich fließen. Da der spezifische Widerstand des Bodens im Vergleich zum Leitermaterial sehr hoch ist, wird der Rückstrom weit im Boden gestreut, mit einer mittleren effektiven Tiefe von mehreren hundert Metern. Da der Rückstrompfad somit weit vom Kabel entfernt ist, steigt die induzierte Spannung im Schirm auf sehr hohe Werte. Das Auftreten eines Erdschlusses in unmittelbarer Nähe eines Kabels kann zu einem erheblichen Potentialunterschied zwischen den beiden Enden eines Kabelsystems führen. Das kann den Aussenmantel beschädigen und potentiell gefährlich werden.

Es wird deshalb dringend empfohlen, bei einseitiger Erdung einen parallelen Schutzleiter (Englisch: earth continuity conductor oder kurz ecc) als alternativen Pfad für den Rückstrom zu verlegen. Der Schutzleiter ist beidseitig zu erden und es soll möglichst nahe an den Kabeln liegen, um den Spannungsanstieg im Schirm während eines einphasigen Fehlers auf ein akzeptables Niveau zu begrenzen. Die Grösse dieses Leiters muss ausreichen, um den vollen erwarteten Fehlerstrom für das Kabelsystem zu führen. Der parallele Erdleiter wird idealerweise isoliert, um Korrosion auf Grund von induzierter Spannung zu vermeiden. Der Schutzleiter ist keine eigentliche Erdverbindung und darum nicht gelb-grün.

3.3 Cross-Bonding

3.3.1 Einfaches Cross-Bonding

Das Cross-Bonding besteht im Wesentlichen darin, die Kabelschirme eines Kabelabschnitts in kleinere Nebenabschnitte zu unterteilen und diese zu kreuzen, um die gesamte induzierte Spannung über mehrere aufeinanderfolgende Nebenabschnitte zu neutralisieren. Dazu wird in den Muffen der Schirm aufgetrennt und herausgeführt.

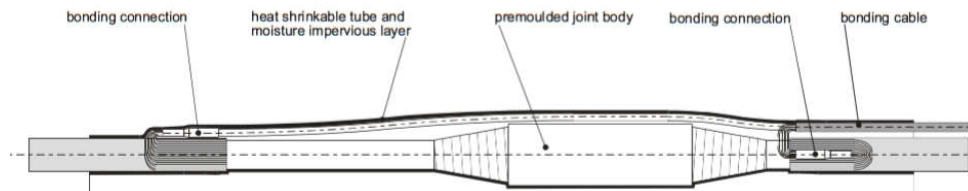


Abbildung 5: Cross-Bonding Muffe mit Coaxial Bonding Kabel (Quelle Nexans Suisse SA)

Die aufeinanderfolgenden Nebenabschnitte (Englisch: minor sections) zusammen werden als Hauptabschnitt (Englisch: major section) bezeichnet. Bei einem dreiphasigen Drehstromnetz werden drei Nebenabschnitte benötigt und die Kabelschirme zweimal gekreuzt.

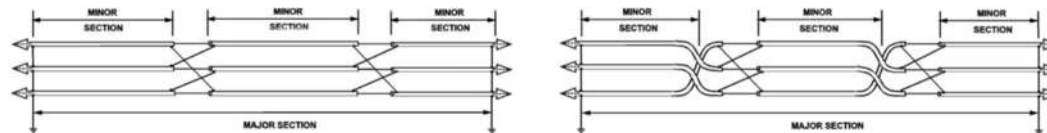


Abbildung 6: Kabel mit Cross-Bonding ohne und mit Transposition (Quelle [2])

Transposition wird bevorzugt, um das beste Gleichgewicht Schirmspannungen zu erreichen. Praktische Schwierigkeiten bei der Verlegung verhindern dies häufig.

3.3.2 Sektioniertes Cross-Bonding

Wenn die Anzahl der Nebenabschnitte genau durch drei teilbar ist, kann die Schaltung so angeordnet werden, dass sie aus einem oder mehreren Hauptabschnitten in Reihe besteht was als sektioniertes (Englisch: sectionalized) Cross-Bonding bezeichnet wird. An der Verbindungsstelle zweier Hauptabschnitte und an den Enden des Stromkreises sind die Kabelschirme miteinander verbunden und geerdet.

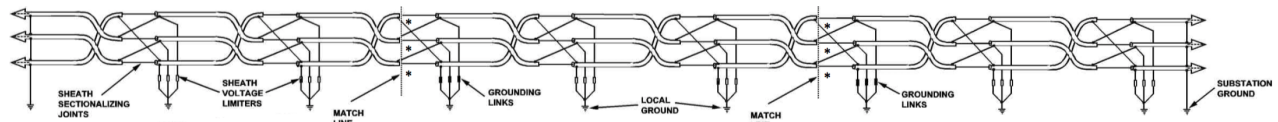


Abbildung 7: Unterteiltes Cross-Bonding mit drei Hauptabschnitten (Quelle [2])

An den Verbindungsstellen der Unterabschnitte werden die Schirme typischerweise über SVL auf Erde geführt. In einem Fehlerfall werden die SVL leitend und der Schirm im Schacht geerdet. Gelegentlich werden die SVL zwischen die beiden Schirmtrennstellen gehängt. In einem Fehlerfall kann der Fehlerstrom durch den Schirm fließen als wäre der Schirm beidseitig geerdet.

3.3.3 Modifiziertes sektioniertes Cross-Bonding

In dieser modifizierten Version des sektionierten Cross-Bonding-Systems ist es nicht erforderlich, dass die Anzahl der Nebenabschnitte durch drei genau teilbar ist. Ausgeglichene Spannungsverhältnisse innerhalb eines bestimmten Hauptabschnitts, der aus vier Nebenabschnitten besteht, können erreicht werden, indem ein Nebenabschnitt in zwei Unterabschnitte unterteilt wird.

Unterschieden werden zwei Fälle:

- a) Eine kurze Länge L_1 , gefolgt von zwei zwei Unterabschnitten mit Länge L , gefolgt von einer kurzen Länge L_2 . Es soll gelten: $L \approx L_1 + L_2$.

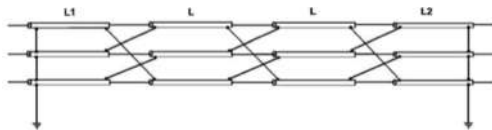


Abbildung 8: Unterteiltes Cross-Bonding mit drei Hauptabschnitten (Quelle [2])

- b) Eine kurze Länge L_1 , gefolgt von einem Unterabschnitt mit Länge L , gefolgt von einer weiteren kurzen Länge L_2 , gefolgt von einem zweiten Unterabschnitt mit Länge L . Es soll gelten: $L \approx L_1 + L_2$. Das erste Cross-Bonding ist umgekehrt.

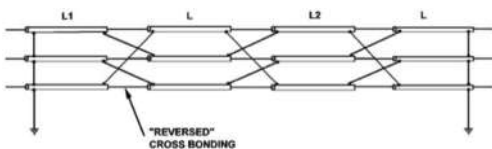


Abbildung 9: Unterteiltes Cross-Bonding mit drei Hauptabschnitten (Quelle [2])

3.3.4 Kontinuierliches Cross-Bonding

Bei diesem System sind die Kabelschirme am Ende jedes Nebenabschnitts über die gesamte Kabelstrecke hinweg gekreuzt. Die drei Kabelschirme werden nur an den beiden Enden der Strecke verbunden und geerdet. Die Anzahl der übereinstimmenden Nebenabschnitte sollte vorzugsweise genau durch drei teilbar sein, was jedoch mit zunehmender Gesamtzahl der Nebenabschnitte an Bedeutung verliert.

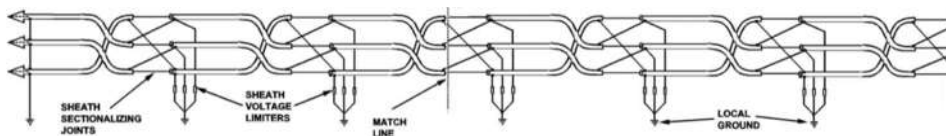


Abbildung 10: Kontinuierliches Cross-Bonding (Quelle [2])

3.3.5 Ungleiche Abschnittslängen

Die induzierte Spannung im Schirm ist mehr oder weniger mit dem Leiterstrom in Phase. Durch Unterteilen der Kabelstrecke in drei gleichlange Nebenabschnitte und Verbinden der Kabelschirme von L1 nach L2 nach dem ersten Nebenabschnitt induziert der L2 Phasenstrom die Spannung im Kabelschirm um 120° gegenüber der vorherigen. Nach einem weiteren Nebenabschnitt wird L2 auf L3 gekreuzt.

Die Länge bestimmt die Amplitude der induzierten Spannung. Sind die drei Nebensegmente gleich lang erreicht man in allen drei Phasen die gleiche Spannung, die resultierende Spannung ist Null und es fließt kein Strom im Schirm (Abbildung 11 links). In

Realität sind die Längen nicht gleich und es ist auch nicht immer möglich, einen konstanten Abstand der Kabel über die gesamte Strecke aufrechtzuerhalten. Beides bewirkt, dass die induzierte Spannung auf den verschiedenen Nebenabschnitten unterschiedlich hoch wird. Folglich liegt an den Kabelschirmen eine resultierende Spannung an und es fließt ein Schirmstrom (Abbildung 11 rechts).



Abbildung 11: Induzierte Spannungen in symmetrischer und unsymmetrischer Anordnung mit daraus resultierendem Spannungspfeil (Quelle [4])

3.3.6 Schutzleiter

Obwohl bei Cross-Bonding kein paralleler Schutzleiter (ecc) erforderlich ist, installieren viele Energieversorgungsunternehmen (EVU) diesen trotzdem, um eine niederohmige Erdverbindung der SVL im Fehlerfall zu ermöglichen.

Es gilt zu beachten, dass im ecc Kreisströme induziert werden, v.a. in unsymmetrischen Cross-Bonding-Systemen. Dies führt zu einer Erwärmung dieser Rückleiter was sogar die Belastbarkeit der Kabel beeinträchtigen kann. Um diese Verluste zu vermeiden sollte der ecc transponiert verlegt werden sofern nicht die Kabel schon transponiert sind.

3.4 Impedanzerdung

Bei der Impedanzerdung werden die Schirme durch eine Impedanz, z.B. Drossel, miteinander verbunden. Ein gewisser Schirmstrom ist dabei zulässig, um Verluste und Schirmspannungen zu reduzieren. Obwohl eine teilweise Unterdrückung der induzierten Schirmspannungen erreicht wird, gibt es eine Reihe von Nachteilen wie zusätzlicher Platzbedarf, hoher Preis der Impedanzeinrichtungen, mögliche EMV-Probleme wegen 3. Harmonische; mögliche Sättigung der Eisenkerne durch DC-Streuströme.

Diese Art der Erdung ist in der Schweiz nicht mehr üblich.

3.5 Mischsysteme

Wenn die Anzahl der Nebenabschnitte nicht genau durch drei teilbar ist, kann das System aus einer Mischung von (modifizierten) sektionierten Cross-Bonding Abschnitten und einseitig geerdeten Abschnitten bestehen. Bei Bedarf kann das Cross-Bonding aufgrund einer Vielzahl von ungleichlangen Nebenabschnitten auch kontinuierlich sein.

Die Abbildung 12 zeigt eine einseitige Erdung am Ende eines Cross-Bonding-Systems.

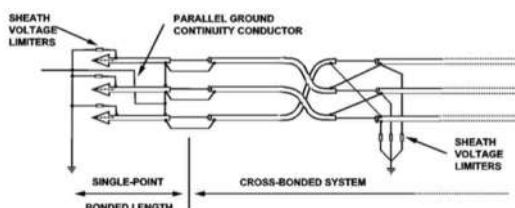


Abbildung 12: Abschluss eines Cross-Bonding mit einer einseitigen Erdung (Quelle [2])

Bei längeren Kabelsystemen kann anstelle des Cross-Bondings auch mehrfach einseitige Erdung eingesetzt werden. Dies ist besonders nützlich, wenn Ersatzkabel installiert sind

(vierte Phase oder siebte Phase bei Doppelsystemen) oder die Abschnittslängen sehr ungleich sind.

4 Induzierte Spannung

4.1 Kabelschirm-Überspannungsableiter

Bei MS- und HS-Kabelsystemen mit einseitiger Erdung und bei cross-bonding werden Kabelschirm-Überspannungsableiter (Englisch: surge voltage limiters oder kurz SVL) verbaut. Typische moderne Ableiter sind aufgebaut aus einem Aktivteil, bestehend aus übereinander gestapeltem Metalloxid (MO)-Widerständen, und einem isolierenden Gehäuse.

Bei einer Überspannung an den Ableiterklemmen steigt der Strom durch den MO Ableiter entsprechend seiner spezifischen Kennlinie kontinuierlich und verzögerungsfrei an, d.h. es findet kein eigentliches Ansprechen statt, sondern der Ableiter geht kontinuierlich in den leitenden Zustand über. Nach dem Abklingen der Überspannung wird der Strom entsprechend der Kennlinie wieder kleiner.

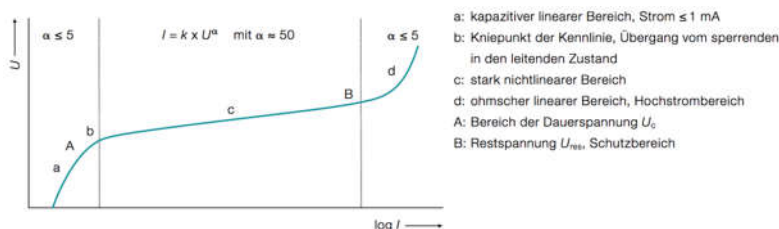


Abbildung 13: Nichtlineare Spannungs-Strom-Charakteristik eines MO-Widerstands (Quelle [5])

Damit die Ableiter im Netz zuverlässig arbeiten können, muss ihr Energieaufnahmevermögen grösser sein als die zu erwartende Energiebelastung beim Ansprechen. Die Dauerspannung U_c des Ableiters ist so zu wählen, dass der Ableiter weder durch die dauernd anliegende, vom Netz gegebene Spannung noch durch auftretende temporäre Überspannungen in einen instabilen Zustand kommen kann. Für die Dauerspannung U_c des Ableiters ist die längs des Kabelmantels induzierte Spannung im Kurzschlussfall massgebend.

Teilweise kann auf Ableiter verzichtet werden. Bei sehr kurzen Verbindungen zwischen Generatoren und Generatorschaltanlagen in einem Kraftwerk werden teilweise mehrere parallele, einseitig geerdete MS-Kabel eingesetzt. Die Schirmdrähte der einzelnen Kabel werden zurückgebogen und mit einem Schrumpfschlauch isoliert und die Kabel innerhalb einer sogenannten Generator Tap Box angeschlossen.

4.2 Berechnung der induzierten Spannungen

Für die Berechnung der induzierten Spannungen wird der dreipolige symmetrischen Kurzschlussstrom I_{k3} sowie der einpolige Erdkurzschlussstrom I_{k1} benötigt. Idealerweise kommen diese Werte aus der Kurzschlussstromberechnung des Netzbetreibers. Alternativ verwendet man den maximal zulässigen dreipoligen symmetrischen Kurzschlussstrom des Leitungsequipments und berechnet auf Basis des Kabelaufbaus und der Verlegeanordnung die Mit- und Nullimpedanz und daraus den einpoligen Erdkurzschlussstrom.

Die Berechnung der induzierten Spannungen erfolgt beispielsweise anhand [2] oder [3].

4.3 Prüfung des Aussenmantels

Um die ordnungsgemässe Leistung spezieller Erdungssysteme zu gewährleisten, ist die elektrische Unversehrtheit des isolierenden Aussenmantels von Bedeutung. Die Kabelprüfnormen fordern eine Prüfung des Aussenmantels nach IEC 60229. Bei der Vor-Ort-Prüfung wird 1 min lang typischerweise 10 kV Gleichspannung zwischen Schirm und der Aussenelektrode angelegt.

Um eine ausreichende Erdung für die Mantelmessung sicherzustellen, kann eine Halbleiterschicht über den isolierenden Aussenmantel extrudiert werden. Gerade in der Schweiz kann dies zu Diskussionen führen, da eine halbleitende Schicht und die üblichen zwei roten Streifen sich gegenseitig ausschliessen.

4.4 Installationsbeispiele

Hier sind ein paar Beispiele für Installationen von Kabelschirm-Überspannungsableiter dargestellt.



Abbildung 14: Erdungsgarnitur mit SVL und Trennmesser an einem Freiluftendverschluss (UW Vorziers)

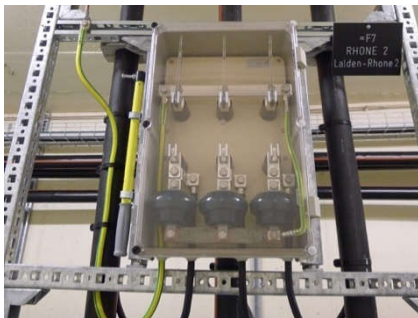


Abbildung 15: Linkbox mit SVL und Trennmesser (Pronutec AG)



Abbildung 16: Linkbox aus Edelstahl für einfach und zweifach einseitige Erdung (Pfisterer Ixosil AG)

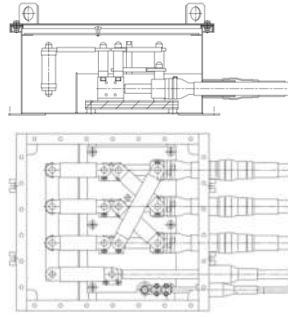
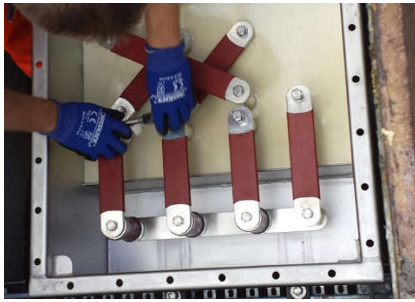


Abbildung 17: Linkbox aus Edelstahl für Cross-Bonding (Brugg Cables)

5 Einflüsse der Schirmbehandlung

5.1 Einfluss der Schirmverluste auf die Belastbarkeit

Der Einfluss der Schirmerdung auf die maximal zulässige Stromtragfähigkeit eines Kabelsystems wurde für typische Aufbauten von 16, 65, 150 und 380 kV Kabel mit den dazu passenden Verlegebedingungen mit [6] berechnet.

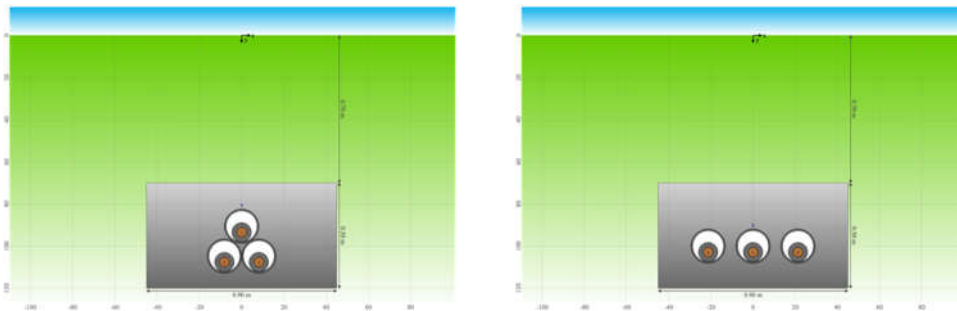


Abbildung 18: Verlegeanordnung 150 kV Kabel im trefoil und flach

Tabelle 1 zeigt einen Vergleich zwischen einseitiger und beidseitiger Erdung.

Spannung	Anordnung	Erdung	Strom		Verluste		
			I_c [A]	I_c [%]	W_{sys} [W/m]	W_s [W/m]	W_s [%]
16 kV	trefoil	einseitig	499.4	100.0%	74.1	0.7	1.0%
		beidseitig	492.4	98.6%	74.3	3.0	4.1%
65 kV	trefoil	einseitig	812.1	100.0%	98.1	1.6	1.6%
		beidseitig	633.7	78.0%	107.2	48.3	45.1%
150 kV	trefoil	einseitig	1026.8	100.0%	104.3	4.0	3.8%
		beidseitig	765.3	74.5%	118.3	61.9	52.4%
380 kV	trefoil	einseitig	1421.7	100.0%	117.5	9.7	8.2%
		beidseitig	909.7	64.0%	138.2	88.7	64.2%

Tabelle 1 Vergleich zwischen ein- und beidseitiger Erdung, Verlegung im trefoil

Abbildung 19 zeigt bei einseitiger Erdung einen linearen Anstieg der Schirmverluste zwischen 16 kV und 380 kV. Bei beidseitiger Erdung erkennt man einen grossen Sprung in den prozentualen Verlusten zwischen 16 kV und 65 kV.

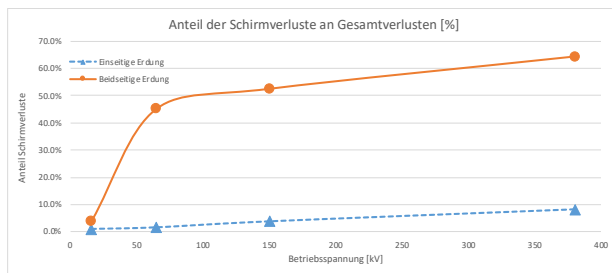


Abbildung 19: Anteil der Schirmverluste bei verschiedenen Kabeltypen

Tabelle 2 zeigt die Resultate bei flacher Verlegung. Man erkennt, dass die Verluste sogar noch höher ausfallen. Das 16 kV System wurde flach nicht gerechnet, da unüblich.

Spannung	Anordnung	Erdung	Strom		Verluste		
			I_c [A]	I_c [%]	W_{sys} [W/m]	W_s [W/m]	W_s [%]
65 kV	flach	einseitig	827.4	100.0%	100.1	0.8	0.8%
		beidseitig	557.2	67.3%	101.9	57.5	56.4%
150 kV	flach	einseitig	1044.4	100.0%	104.8	2.4	2.2%
		beidseitig	653.7	62.6%	110.1	69.9	63.5%
380 kV	flach	einseitig	1436.4	100.0%	115.0	6.4	5.5%
		beidseitig	758.6	52.8%	125.7	89.3	71.0%

Tabelle 2 Vergleich zwischen ein- und beidseitiger Erdung, flache Verlegung

Eine einseitige Erdung bringt bei MS-Kabel nur einen geringen Vorteil. Es gibt jedoch auch in dieser Spannungsebene Fälle wo eine einseitige Erdung durchaus Sinn macht, z.B. um Erdungsnetze bewusst zu trennen (Bsp. Bahnerde und EVU-Erde).

Bei HS-Kabel dagegen führt die beidseitige Erdung zu massiv höheren Schirmverlusten. Die Schirmverluste können grösser als die Leiterverluste werden.

5.2 Einfluss ungleicher Längen bei Cross-Bonding

Meist kann ein Hauptabschnitt nicht in drei gleichlange Nebenabschnitte unterteilt werden. Nach IEC 60287-1-1 kann berechnet werden was ungleiche Längen für Verluste haben. Sind die tatsächlichen Längen der Nebenabschnitte bekannt sind, kann der Verlustfaktor λ_1 berechnet werden, indem der Verlustfaktor für den zirkulierenden Strom für die betreffende Kabelkonfiguration bei angenommener beidseitiger Erdung multipliziert wird mit einem Faktor f .

$$f = \frac{p^2 + q^2 + 1 - p - pq - q}{(p + q + 1)^2}$$

p Faktor um das der zweite Nebenabschnitt länger ist als der kürzeste mit Länge a , d.h. Länge pa

q Faktor um das der dritte Nebenabschnitt länger ist als der kürzeste mit Länge a , d.h. Länge qa

a Länge des kürzesten Nebenabschnitts

Tabelle 3 zeigt den Einfluss unterschiedlicher Längen anhand eines mit [6] gerechneten Beispiels. Abstandsschwankungen separat zu berücksichtigen.

Systemlänge			Längenfaktor		Faktor	Strom	
l_1	l_2	l_3	p	q	f	I_c [A]	I_c [%]
1	1	1	1.00	1.00	0.00	1044.4	100.0%
1	0.9	1.1	1.11	1.22	0.04	1042.7	99.8%
1	0.8	1.2	1.25	1.50	0.19	1037.8	99.4%
1	0.7	1.3	1.43	1.86	0.55	1029.7	98.6%
1	0.6	1.4	1.67	2.33	1.33	1018.9	97.6%
1	0.5	1.5	2.00	3.00	3.00	1005.5	96.3%
1	0.4	1.6	2.50	4.00	6.75	981.3	94.0%

Systemlänge			Längenfaktor		Faktor	Strom	
l ₁	l ₂	l ₃	p	q	f	I _c [A]	I _c [%]
1	0.3	1.7	3.33	5.67	16.33	952.6	91.2%
Falls Längen unbekannt empfiehlt IEC						1025.2	98.2%
Als Vergleich bei beidseitiger Erdung						653.7	62.6%

Tabelle 3 Einfluss unterschiedlicher Längen im Cross-Bonding

Es zeigt sich, dass auch bei extrem unterschiedlichen Längen die Reduktion im zulässigen Strom deutlich geringer ist als bei beidseitiger Erdung.

5.3 Einfluss des Phasenabstands auf die Schirmverluste

In Tabelle 4 wird der Einfluss des Phasenabstands auf die Schirmverluste dargestellt. Der Abstand ist die Distanz zwischen den flach verlegten Kabelschutzrohren.

Bei einseitiger Erdung reduzieren sich die Schirmverluste absolut und anteilmässig an den Gesamtverlusten. Die Gesamtverluste reduzieren sich jedoch primär aufgrund der reduzierten gegenseitigen Erwärmung bei grösserem Abstand. Ein grösserer Phasenabstand führt jedoch zu einer höheren induzierten Spannung. Bei beidseitiger Erdung steigen die Verluste mit zunehmendem Abstand stark an bis die Verluste zu fast 80% von den Schirmverlusten geprägt sind.

Spannung	Erdung	Abstand	Strom		Verluste		
		[cm]	I _c [A]	I _c [%]	W _{sys} [W/m]	W _s [W/m]	W _s [%]
150 kV	einseitig	0	1000	100.0%	99.8	3.6	3.6%
		5	1000	100.0%	95.6	2.2	2.3%
		10	1000	100.0%	93.9	1.4	1.5%
		15	1000	100.0%	92.9	1.0	1.1%
	beidseitig	0	600	100.0%	82.0	48.1	58.7%
		5	600	100.0%	92.7	59.1	63.7%
		10	600	100.0%	100.9	67.2	66.6%
		15	600	100.0%	107.5	73.7	68.6%

Tabelle 4 Einfluss Abstand bei 150 kV Kabel

Aufgrund der starken Abhängigkeit bei beidseitiger Erdung wurden auch flach verlegte MS-Kabel gerechnet. Die Schirmverluste steigen bereits bei einem Abstand von 10 cm zwischen den Kabeln auf fast 30% der Gesamtverluste.

Spannung	Erdung	Abstand	Strom		Verluste		
		[cm]	I _c [A]	I _c [%]	W _{sys} [W/m]	W _s [W/m]	W _s [%]
16 kV	beidseitig	0	400	100.0%	46.1	3.6	7.8%
		5	400	100.0%	53.3	11.5	21.5%
		10	400	100.0%	59.0	17.2	29.1%
		15	400	100.0%	63.5	21.6	34.0%

Tabelle 5 Einfluss Abstand bei beidseitig geerdeten 16 kV Kabel

5.4 Einfluss der Schirmbehandlung auf die Kosten

Um eine Aussage über die Kosten machen zu können, welche durch die Verluste im Schirm verursacht werden, wollen wir diese für eine typische Anlage bei mittlerer Last bestimmen und daraus die Jahreskosten berechnen.

5.4.1 Berechnung

Abbildung 20 zeigt einen Kabelrohrblock mit zwei HS-Kabelsystemen in 148/163mm Kabelschutzrohren. In der oberen Lage befindet sich ein 65-kV-Kabelsystem XKDAIT 500/95mm² 72.5kV und darunter ein 150-kV-Kabelsystem XKDAIT 800/95mm² 170kV.

Die Umgebungstemperatur beträgt 20°C, der thermische Widerstand des Bodens 1.0 K.m/W und vom Beton 0.7 K.m/W.

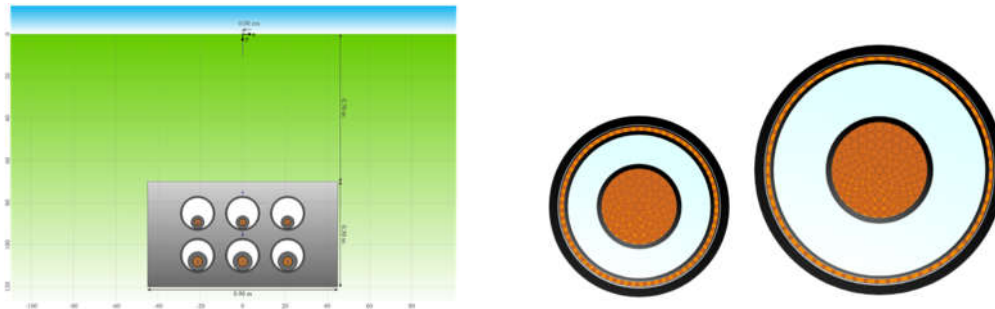


Abbildung 20: Verlegeanordnung mit 65 kV Kabel oben und 150 kV Kabel unten

Die Stromtragfähigkeit bei einer maximalen Leitertemperatur von 90 °C und Dauerlast beträgt 79.8 MVA für das 65-kV-System und 223.0 MVA für das 150-kV-System.

Reduzieren wir die Last auf 60 & 170 MVA werden bei Dauerlast Temperaturen von 57.4 & 58.1 °C erreicht. Mit einem Lastfaktor von 0.76 reduzieren sich diese auf 47.9 & 48.2 °C. Reduzieren wir die Last auf 30 & 80 MVA werden bei Dauerlast Temperaturen von 29.0 erreicht. Mit einem Lastfaktor von 0.76 reduzieren sich diese auf 26.8°C.

Spannung	Erdung	Last	LF	Temp. θ_c [°C]	Strom I_c [A]	Verluste		
		MVA				W_{sys} [W/m]	W_s [W/m]	W_s [%]
65 kV	einseitig	60	0.76	47.9	533.0	36.9	0.3	0.7%
150 kV	einseitig	170	0.76	48.2	654.0	38.1	1.0	2.7%
65 kV	einseitig	30	0.76	26.8	266.0	8.8	0.1	0.8%
150 kV	einseitig	80	0.76	26.9	308.0	9.1	0.2	2.6%

Tabelle 6 Verluste bei einseitiger Erdung für zwei Lastvarianten

Wir wollen diese zwei Varianten mit höheren resp. tieferen Lasten betrachten.

5.4.2 Ergebnisse

In beiden Varianten wurden nun zusätzlich die Verluste bei beidseitiger Erdung des 65-kV-Systems berechnet.

Spannung	Erdung	Last	LF	Temp. θ_c [°C]	Strom I_c [A]	Verluste		
		MVA				W_{sys} [W/m]	W_s [W/m]	W_s [%]
65 kV	beidseitig	60	0.76	74.6	533.0	97.9	58.5	59.7%
150 kV	einseitig	170	0.76	60.2	654.0	39.2	1.0	2.5%
65 kV	beidseitig	30	0.76	33.8	266.0	23.7	14.7	62.1%
150 kV	einseitig	80	0.76	29.8	308.0	9.2	0.2	2.6%

Tabelle 7 Verluste bei beidseitiger Erdung für zwei Lastvarianten

Anschliessend rechnen wir die Verlustleistung pro km aus. Bei einseitiger Erdung sind die Verluste minimal und uns interessiert nur die Differenz dazu bei beidseitiger Erdung des 65-kV-Systems. Unter der Annahme von einem Arbeitspreis für die Verlustleistung von 5 Rp./kWh belaufen sich die Jahreskosten pro Kilometer System bei der Variante mit höheren Lasten auf rund 2'700 CHF. Die zusätzlichen Verluste im 65-kV-System erzeugen auch geringe Mehrkosten im unveränderten parallel geführten 150-kV-System. Bei der Variante mit geringeren Lasten sind die Jahreskosten mit 650 CHF deutlich geringer und das zweite System ist fast unverändert.

Mit Anwendung der Barwertmethode unter Berücksichtigung eines kalkulatorischen Zinssatzes von 3.83% (WACC 2020) belaufen sich die Kosten pro Kilometer System über 40 Jahre auf >50'000 CHF bei höherer Last und >13'000 CHF bei geringerer Last.

Spannung	Erdung	Last	Verluste		Verlustleistung pro km		Jahreskosten	über 40 Jahre
		MVA	W_{sys} [W/m]	Differenz	kWh/Tag	MWh/Jahr	CHF/km	CHF/km
65 kV	beidseitig	60	97.9	61.0	146.4	53.4	2'672	54'247
150 kV	einseitig	170	39.2	1.1	2.6	1.0	48	978
65 kV	beidseitig	30	23.7	14.9	35.8	13.1	653	13'250
150 kV	einseitig	80	9.2	0.1	0.2	0.1	4	89

Tabelle 8 Verlustleistung und Jahreskosten für zwei Lastvarianten

Diese Zahlen reagieren sensitiv auf die Annahmen. Bei einem Arbeitspreis von 7 Rp./kWh steigen die Kosten über 40 Jahre bereits auf rund 76'000 CHF resp. 18'500 CHF an.

5.4.3 Grenzkosten

Die Zusatzkosten über die Lebenszeit einer Anlage kann man nun mit den Mehrkosten für eine einseitige Erdung vergleichen. Diese setzen sich zusammen aus den Beschaffungs- und Montagekosten einer Linkbox oder Erdungsgarnitur, den SVL, den den Planungskosten, dem Schutzleiter falls keine niederohmige Erdverbindung besteht sowie wiederkehrender Instandhaltungskosten für die Kontrolle der SVL.

Es können keine exakten Grenzkosten bestimmt werden, da die Investitionskosten stark abhängig sind vom Design und Material. Die Ausrüstung für eine einseitige Erdung kosten pro System typischerweise mehrere Tausend Franken. Bei kurzen Verbindungen, beispielsweise von GIS bis Abspannportal oder zum nahegelegenen Kabelendmast, ist eine beidseitige Erdung damit sowohl technisch als auch kostenmässig zu bevorzugen.

6 Schlussfolgerungen

Folgende Schlussfolgerungen wurden hergeleitet:

- Der Schirm-Verlustfaktor hat direkt Einfluss auf die Belastbarkeit und ist abhängig von Material, Temperatur, Kabelaufbau und Phasenordnung.
- Eine einseitige Erdung bringt bei MS-Kabel nur eine geringe Reduktion der Schirmverluste und ist daher nur in speziellen Fällen interessant.
- Bei HS-Kabel führt beidseitige Erdung zu deutlich höheren Schirmverlusten. Je grösser der Phasenabstand desto höher die Gesamtverluste. Die Schirmverluste können dabei grösser als die Leiterverluste werden.
- Der Einfluss von unterschiedlich langen Unterabschnitten auf die Schirmverluste bei Cross-Bonding ist relativ gering.
- Ein grösserer Phasenabstand verursacht bei beidseitiger Erdung deutlich höhere Verluste während sich die Verluste bei einseitiger Erdung leicht reduzieren. Bei einseitiger Erdung steigen jedoch die induzierten Spannungen bei grösserem Phasenabstand an.
- Einseitige Erdung bringt bei kurzen Verbindungen weder technische noch kostenmässige Vorteile gegenüber beidseitiger Erdung.

Referenzen

- [1] IEC 60287-1-1, 2014: „Electric cables - Calculation of the current rating - Part 1-1: Current rating equations (100 % load factor) and calculation of losses – General“, International Electrotechnical Commission, Geneva, Switzerland
- [2] IEEE Std 575-2014: „IEEE Guide for Bonding Shields and Sheaths of Single-Conductor Power Cables Rated 5 kV through 500 kV“, IEEE Power and Energy Society
- [3] CIGRE Elektra No. 128, 1992: „Guide to the protection of specially bonded cable systems against sheath overvoltages“, Study Committee 21, Working Group 07, International Council on Large Electric Systems
- [4] L. Kehl, R. Meier, D. Quaggia: „Cross-bonding for MV cable systems - Advantages and impact on accessories design“, 25th International Conference on Electricity Distribution, CIRED 2019, Madrid
- [5] ABB Anwendungsrichtlinie „Überspannungsschutz – Metalloxidableiter in Mittelspannungsnetzen“, ABB, Schweiz, 5. Ausgabe, 2011
- [6] Webbasierte Software zur Berechnung von Energiekabeln: Cableizer, <https://www.cableizer.com>

FKH - Fachtagung

21. November 2019

Erdungen

Methoden der Erdungskontrolle und Erdungsmessung

Günther Storf

Fachkommission für Hochspannungsfragen (FKH), Zürich

Funktion und beruflicher Werdegang

Günther Storf hat an der ETH Zürich die Ausbildung zum diplomierten Elektroingenieur abgeschlossen. Seit 1994 arbeitet er bei der FKH als Prüfenieur.

Seit 2006 ist G. Storf Mitglied des TK "Erdungen" des CES, seit 2012 als Vorsitzender.

Methoden der Erdungskontrolle und Erdungsmessung

Günther Storf

Fachkommission für Hochspannungsfragen (FKH), Zürich

1 Zweck von Erdungsmessungen

Erdungsmessungen bezwecken die Überprüfung der Wirksamkeit von Erdungssystemen. Es sollen im Einflussbereich von elektrischen Anlagen, weder im Betrieb noch im Fehlerfall Erdpotentialdifferenzen auftreten, die Lebewesen gefährden können, oder technische Einrichtungen beeinträchtigen.

2 Messmethoden

Zur Untersuchung von Erdungssystemen stehen verschieden Messmethoden und Geräte zur Verfügung:

2.1 Messung der Erdungsimpedanz mit Handgeräten und temporärer Hilfserde

Mit einfachen und handlichen Geräten wird ein Messstrom zwischen der untersuchten Erdung (E) und einer für die Messung gesteckten Hilfserde (H) eingeprägt. Zwischen der Erdung (E) und der ebenfalls gesteckten Sonde (S) kann dann die Erdungsspannung gemessen werden. (Abbildung 1)

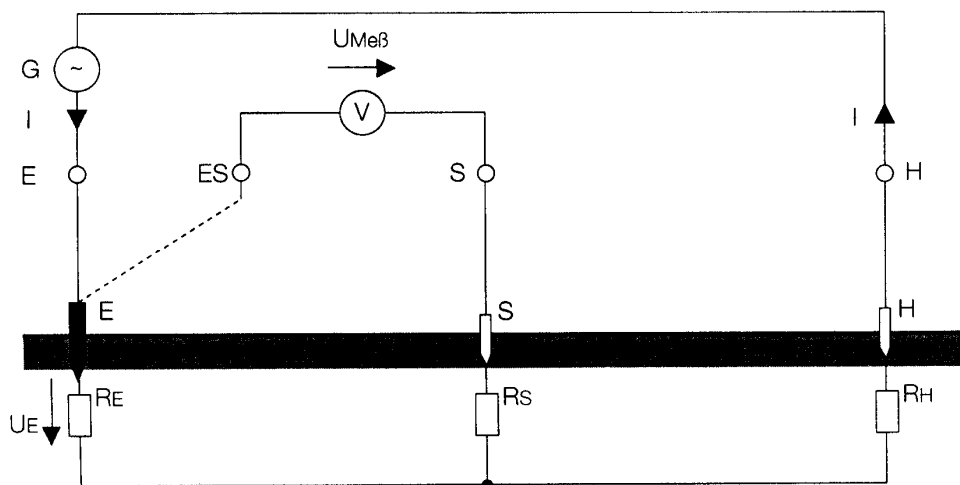


Abbildung 1: Messprinzip (Gebrauchsanleitung GeoX):

- E: HS-Mast-Erdung
- ES: Sonden-Erdung bei 4-poliger Messung
- H: Hilfserde
- S: Sonde

Auf dem Markt sind zahlreiche Geräte erhältlich, welche unterschiedlich komplex zu bedienen sind. Bei einigen Geräten können mit zusätzlich erhältlichen Stromwandlern sogar vermaschte Erdungen untersucht werden (Abbildung 2).

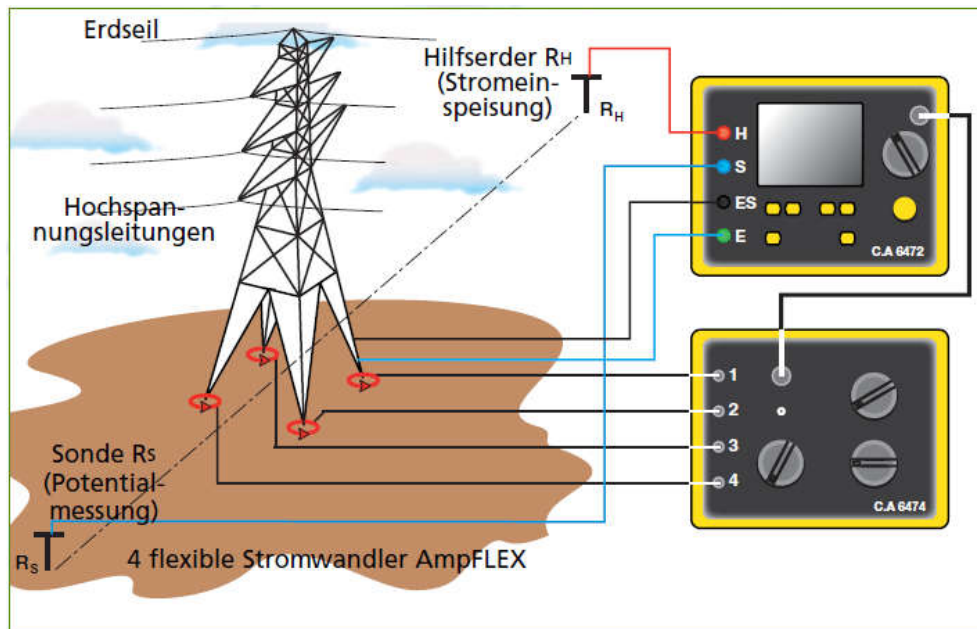


Abbildung 2: Messprinzip (Gebrauchsanleitung Chavin Arnoux) für einfache Messung mit zusätzlichen Stromwandlern

Bei diesen einfachen Messmethoden mit einer Hilfserde für die Stromquelle, kann grundsätzlich eine in Betrieb stehende Erdungsanlage untersucht werden. Weil in den Erdungen Betriebsströme fließen, messen diese Geräte mit höheren Frequenzen.

Da der Messstrom über einen Hilfserder eingeprägt wird, werden für eine Anlagenerdung wichtige Effekte, wie der Einfluss von Erdseilen oder beidseitig geerdeten Kabelschirmen, unzureichend berücksichtigt. Wenn Erdleiter die Erdungsanlage verlassen ist deshalb der gemessene Erdübergangswiderstand immer zu hoch.

2.2 Strom-Spannungs-Methode

Wird für das Einspeisen des Versuchsstroms eine freigeschaltete Leitung benutzt, spricht man von der Strom-Spannungs-Methode. Die Erdung der auf der Gegenseite der Leitung sich befindenden Anlage (Unterwerk, Trafostation etc.) übernimmt die Funktion der Hilfserde bei der einfachen Messmethode (Abbildung 3).

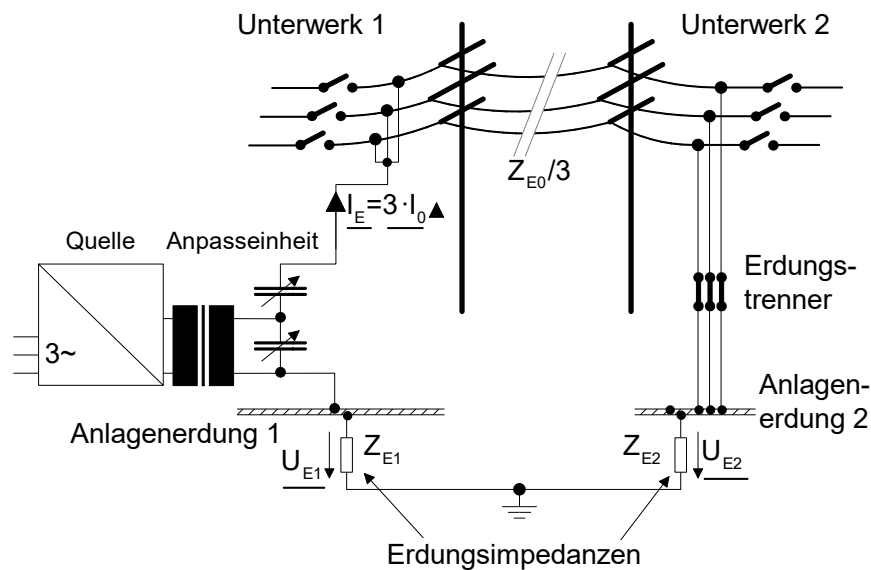


Abbildung 3: Schema für Erdungsmessung nach der Strom-Spannungs-Methode

Für die Untersuchung von kleineren Unterwerken oder von Trafostationen sind Geräte erhältlich. Für die Messung von grossen Unterwerken wird von allen Dienstleistern auf selbst entwickelte Einrichtungen zurückgegriffen.

Da der Versuchsstrom über eine ausgeschaltete Leitung eingespeist wird, können die Erdrückströme über Erdseile oder Kabelschirme bei der Messung berücksichtigt werden.

3 Vorgehen

Es soll mit möglichst einfachen und günstigen Mitteln nachgewiesen werden, dass die untersuchte Erdung den gestellten Anforderungen genügt. Dabei sollen keine oder nur einzelne Betriebskomponenten ausser Betrieb gesetzt werden müssen.

3.1 Abklären der Randbedingungen

Als erstes muss für jede Spannungsebene der grösste Erdschlussstrom und die dazugehörige Abschaltzeit abgeklärt werden. Je nach Reaktionszeit, in welcher ein Fehler ausgeschaltet werden kann, sind unterschiedliche maximale Einwirkspannungen zulässig (Abbildung 4).

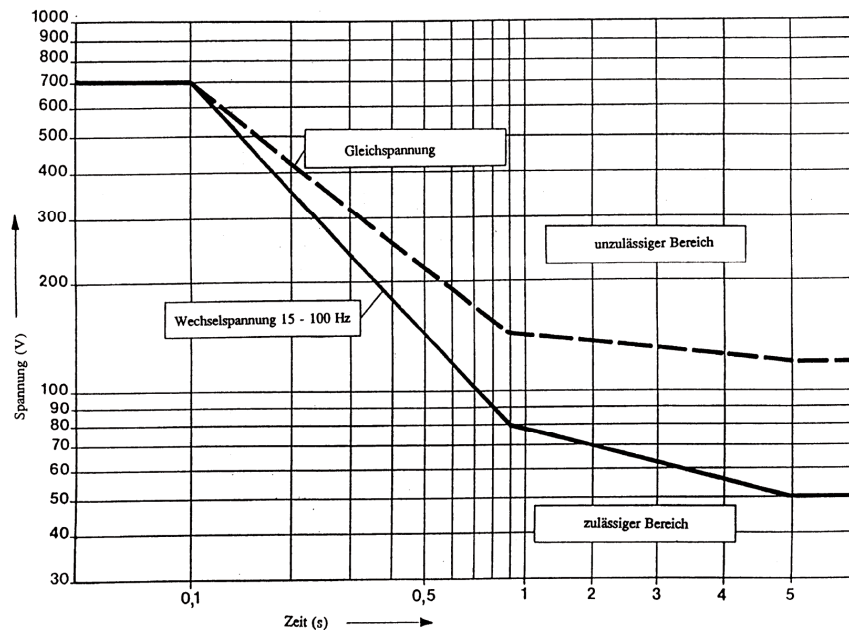
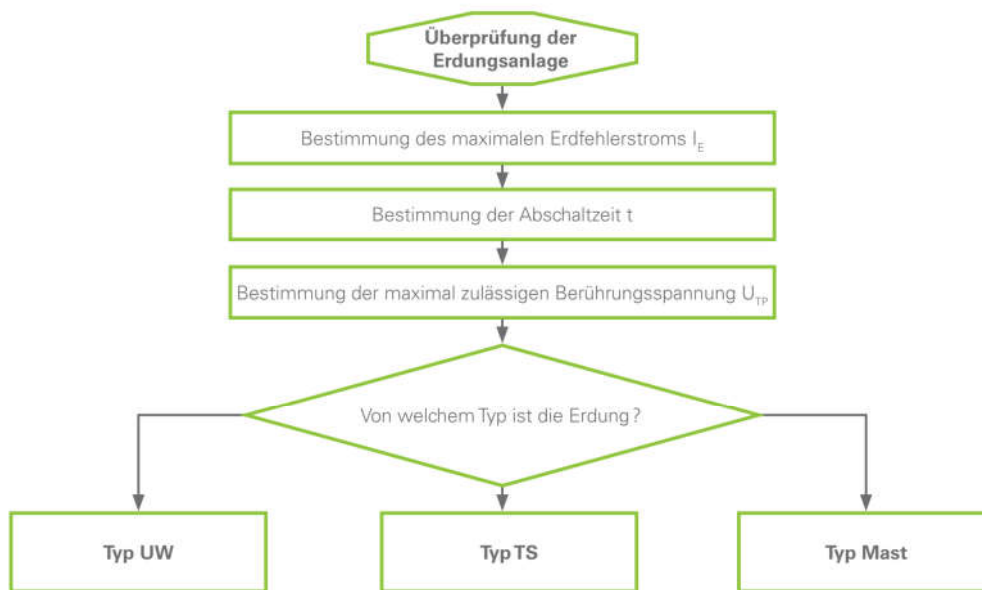


Abbildung 4: Kurve aus Anhang 4 der Starkstromverordnung (StV) mit den Bereichen zu den erlaubten Berührungsspannungen in Funktion der Erdfehler-Ausschaltzeit

Für die Grösse des Erdschlussstroms spielt die Sternpunktbehandlung des Netzes eine wesentliche Rolle. In isolierten Netzen, wie sie oft in der Mittelspannung vorkommen, fliesst bei einem einpoligen Erdfehler ein kapazitiver Ausgleichsstrom, welcher, je nach Netzgrösse und Verkabelungsgrad um die hundert Ampère, bei den grossen Netzen, einige hundert Ampère betragen kann.

Nach der Electrosuisse-Regel SNG 483755 [1] werden drei Erdungs-Typen unterschieden (Abbildung 5).

- Typ "UW" stellt eine Erdung mit einer Hochspannungsanlage dar.
- Typ "TS" bezeichnet eine Trafostation im Mittelspannungsnetz.
- Typ "Mast" gilt für alle Tragwerke von Hoch- und Mittelspannungsleitungen



Figur 32a
Überprüfung der Erdungs-
anlage – Generell

Abbildung 5: Figur 32a aus [1]

3.2 Auswahl des Messverfahrens

Wird die Erdung einer Trafostation untersucht, kann nach Abbildung 6 vorgegangen werden.

Figur 32c
Überprüfung der
Erdungsanlage – Typ TS

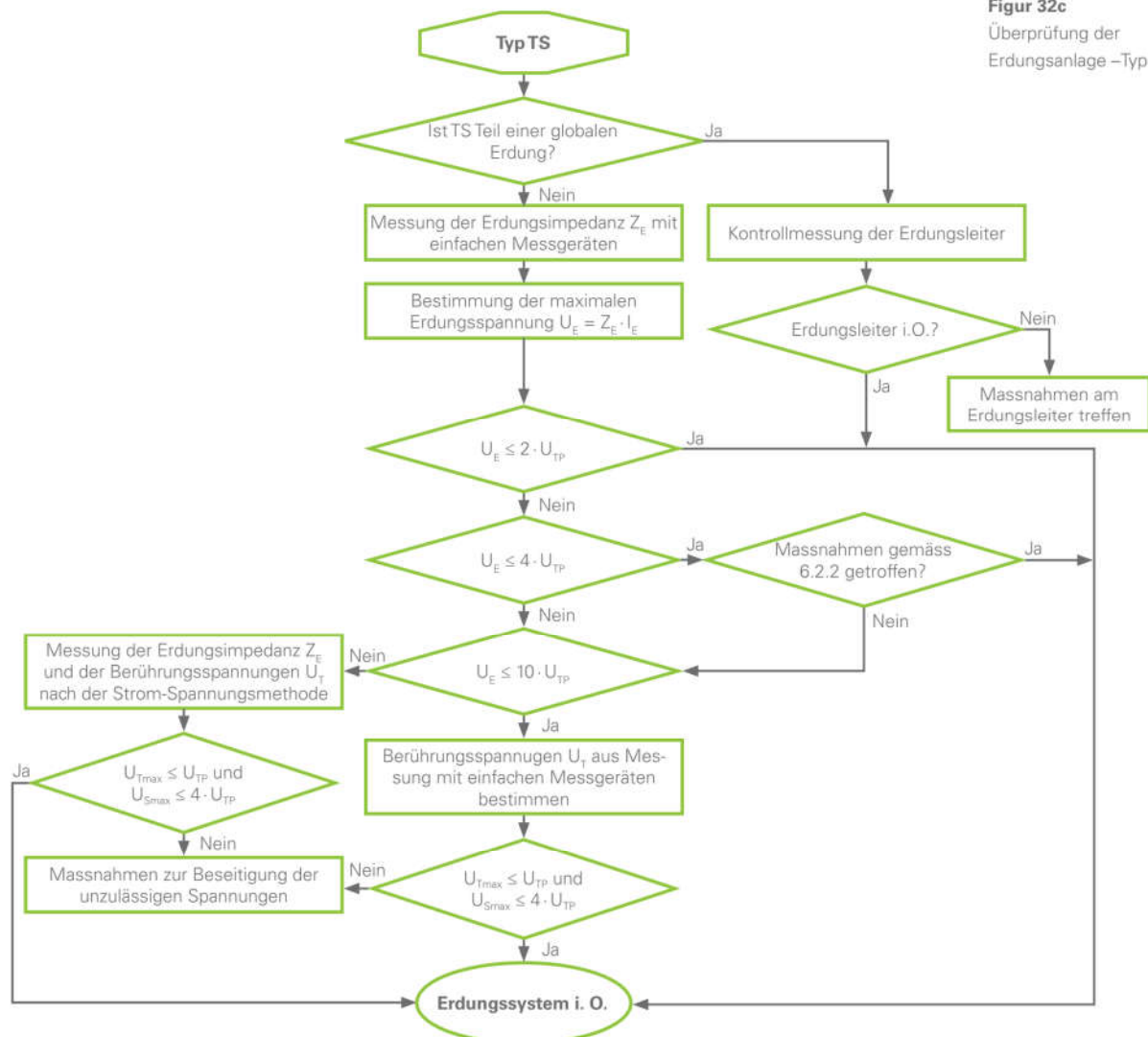


Abbildung 6: Figur 32c aus [1]

In der Regel wird ein möglichst günstiges Messverfahren ausgewählt. Lässt sich mit diesem Verfahren die Personensicherheit nicht nachweisen, stehen verschiedenen Möglichkeiten zur Auswahl:

- Eine Messung mit dem Strom-Spannungs-Verfahren zeigt tiefere Berührungsspannungswerte bei Anlagen, weil Erdungsströme in parallelen Erdungsleitern (Erdseile, beidseitig geerdete Kabelschirme etc.) mitberücksichtigt werden.
- Ausführen von Massnahmen gemäss Abbildung 7, bis auch mit einfachen Messgeräten die Sicherheit nachgewiesen werden kann.

6.2 StV Artikel 56 Absatz 2: Alternative Massnahmen

Können die Bedingungen von Absatz 1 nicht eingehalten werden, kann die Gefährdung unter anderem mit folgenden Massnahmen vermindert werden:

- a) Steuerung des Potenzialgefälles durch die Anordnung der Erdungsanlage;
- b) Bilden isolierter Standorte oder Isolieren von berührbaren leitfähigen Teilen;
- c) Abschränkungen;
- d) Schnellabschaltung;
Verwendung von Langstabisolatoren oder von Isolatoren, bei denen ein Fehler während des Betriebes sicher erkennbar ist;
- f) Einbau von Isolierstössen;
- g) galvanische Trennung.

Abbildung 7: Artikel 56 Absatz 2 aus der Starkstromverordnung [2] Ausschnitt aus [1]

Beim Typ "UW" muss im Vorhinein die aufwändigere "Strom-Spannungs-Messung" angewendet werden.

4 Probleme und Grenzen von Erdungsmessungen

Der spezifische Widerstand des Erdbodens ist zeitlich nicht konstant. Er unterliegt jahreszeitlichen Schwankungen, die von der Erdbodenfeuchtigkeit und der Temperatur abhängig sind [3,4]. Bei Erdungsanlagen ohne galvanische Erdungsverbindungen nach aussen, wie Mittelspannungstrafostationen mit ausschliesslich Freileitungsanschlüssen ohne Erdseil, oder Kabelverbindungen mit einseitig geerdeten Kabelschirmen spielt dieser Umstand eine grosse Rolle.

Wenn eine elektrische Leitung ausgeschaltet und beidseitig geerdet ist, verbindet sie die beiden daran angeschlossenen Erdungsanlagen. Wird nun in diesem Zustand an einer dieser Anlagen eine Erdungsmessung durchgeführt, ergibt sich eine zu tiefe Erdungsspannung. Die gemessene Erdungsanlage scheint besser, als sie wirklich ist. Bei Erdungsmessungen müssen darum alle Leitungen, die nicht zum Einspeisen der Versuchstroms benutzt werden, entweder in Betrieb sein oder, falls sie nicht in Betrieb sein können, sollten sie nur einseitig geerdet werden.

5 Gefahren während Erdungsmessungen

Während einer Erdungsmessung ist die untersuchte Anlage in der Regel in Betrieb. Da für die Messung lange Messlitzen von der Anlagenerdung Richtung globale Erdung verlegt werden (Hilfserde, Sonde, Profilmetzlitze etc.), besteht im Fehlerfall der in Betrieb stehenden Anlagen die Gefahr einer Potentialverschleppung. Aus diesem Grund sollten die Messlitzen nur für die Messung ins Gerät eingesteckt werden, um die Gefährdungszeit möglichst kurz zu halten.

Wenn für den Messstrom eine Leitung benützt wird, kommen weitere Gefahren dazu:

- Zur Messleitung parallele in Betrieb stehende Leitungen können sich hohe Spannungen oder Ströme induktiv einkoppeln. Es ist darum empfohlen, während dem Anschliessen der Versuchsstromquelle die Leitung mit dem Erdungstrenner zu erden damit keine Personen zu Schaden kommen.
- Wenn an einer Leitung gemessen wird, besteht die Gefahr, dass Überspannungen auf diese Leitung gelangen. Bei Freileitungen seien Blitzeinschläge erwähnt. Für alle Leitungen gilt, dass verhindert werden muss, dass die Netzleitstelle aus Versehen Betriebsspannung auf die Messeinrichtung schaltet. Erdungsmesseinrichtungen für die Strom-Spannungs-Methode sollten darum mit kurzschliessenden Ableitern oder Funkenstrecken geschützt werden.
- Wird eine Erdungsanlage mit einem hohen Erdübergangswiderstand, wie zum Beispiel ein HS-Mast, gemessen, so muss berücksichtigt werden, dass der Messstrom kontinuierlich eingespeist wird. Damit sind als Berührungsspannung für das Messpersonal während den Messungen nur noch 50 V zulässig. Der eingespeiste Messstrom darf darum nicht zu gross sein.

6 Literatur

- [1] Electrosuisse-Regel SNG 483755 (2019) "Erden als Schutzmassnahme in elektrischen Starkstromanlagen".
- [2] Eidgenössische Verordnung über elektrische Starkstromanlagen (StV) vom 30. März 1994 (Stand am 20. April 2016)
- [3] W. Koch: „Erdungen in Wechselstromanlagen über 1 kV, Berechnung und Ausführung“; Springer Verlag, Zweite Auflage, Berlin, 1955.
- [4] G.F. Tagg: „Earth Resistances“, George Newnes Limited, London, 1964

FKH - Fachtagung

21. November 2019

Erdungen

Beurteilung und Messung des Erdungssystems von Freileitungsmasten mit Erdseil

Dipl.-Ing. Christoph Studer
Primeo Netz AG, Olten

Funktion und beruflicher Werdegang

- Studium der Elektrotechnik an der HTL Brugg-Windisch (heute FHNW)
- Über 10-jährige Tätigkeit im Bergbau – Energieversorgungen von Abbau- und Weiterverarbeitungsanlagen im 50 MW Bereich (NE1-7). Spezialisierung auf drehzahlgeregelte Grossantriebe für Mühlen und Partikeltransport.
- Seit 2002 diverse Funktionen in der Netzplanung und Netzentwicklung NE1-5 bei ehem. Atel, Alpiq, a.en und heute Primeo Netz AG.
- Div. Netzstudien für Grosskunden (GuD Anbindungen, KVA, etc.)
- Unterstützung der Netzführung
- Schwerpunktsgebiete: Sternpunktbehandlung und Erdungssysteme

Beurteilung und Messung des Erdungssystems von Freileitungsmasten mit Erdseil

Christoph Studer

Primeo Netz AG, Olten

1 Kurzfassung

Gemäss Art. 61 der „Verordnung über elektrische Starkstromanlagen“ (StV) ist die Funktion der Erdung aller Hochspannungsanlagen regelmässig zu überprüfen. Die Anforderungen an die Erdung von Freileitungstragwerken sind in Art. 54 definiert. Für Tragwerke in Gebieten mit häufigem Personenaufenthalt (sog. Gebiet "a") ist ein Nachweis der Einhaltung der Berührungsspannungen zu erbringen. Die Vorgaben dazu befinden sich im Anhang 4 der StV.

Eine exakte Ermittlung der Fehlerspannungen beim Erdschluss an einem Mast kann eigentlich nur bei ausgeschalteter Leitung über die Einspeisung eines Fehlerstromes aus einer externen Quelle (Strom-Spannungsmethode) realisiert werden. Es ist jedoch leicht ersichtlich, dass dies schon aus betrieblichen Gründen wie auch aus Kostengründen kaum realisierbar ist.

Es werden im Folgenden Möglichkeiten aufgezeigt, wie die Fehlerspannungen am Erdungssystem mit relativ einfachen Mitteln auch bei eingeschalteter Leitung bestimmt werden können. Wichtigste Voraussetzung dazu ist, dass das gesamte HS-Netz mit den notwendigen Parametern im Mit- und Nullsystem korrekt in einem Netzberechnungsprogramm abgebildet ist. Somit können die relevanten Erdfehlerströme am betroffenen Mast ($3 \cdot I_0$) berechnet werden. Anschliessend kann durch Messung des Mastausbreitungswiderstandes und anhand der geometrischen Daten der Tragwerke die Berührungsspannung am Mast rechnerisch bestimmt werden.

2 Theoretische Grundlagen

Das nachfolgende Bild veranschaulicht die Situation an einem Mast während eines Erdfehlers:

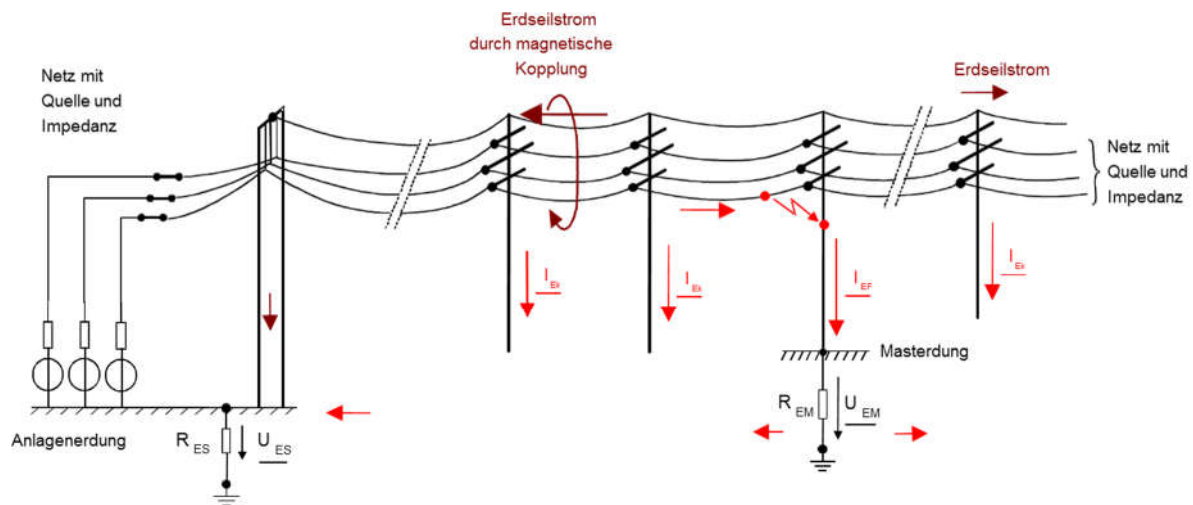


Abbildung 1: Erdschluss an einem Mast – Darstellung der auftretenden Ströme.

In obiger Darstellung ist der Erdschluss an einem Mast dargestellt. Um die verschiedenen Ströme darzustellen, welche nach Eintritt des Erdschlusses fließen, ist sie nicht geeignet. Nachfolgend also eine eher "theoretische" Darstellung (Ersatzschaltung) des Erdschlusses.

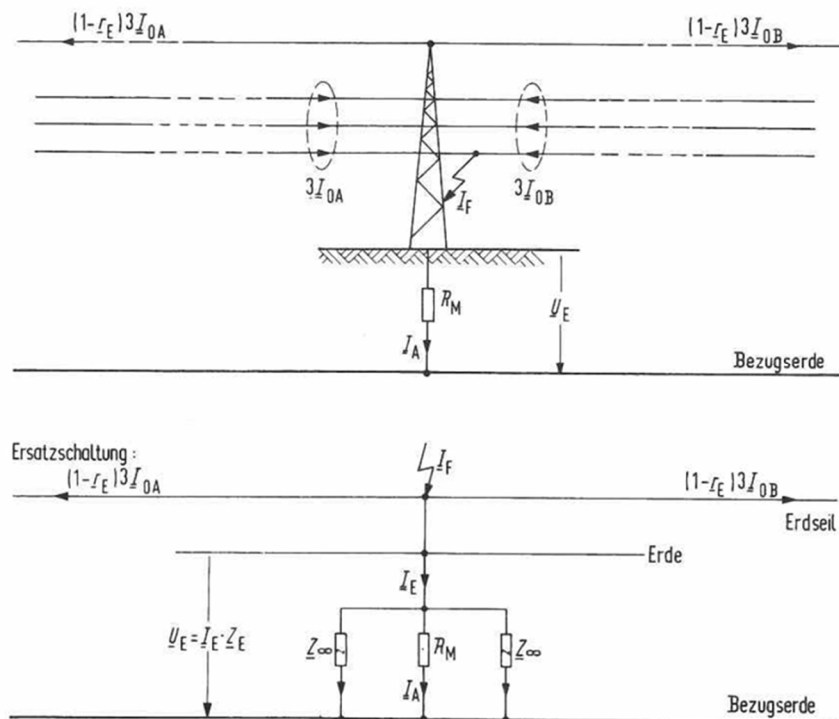


Abbildung 2: Erdschluss an einem Mast – Ersatzschaltung zur Berechnung der Fehlerströme [1]

Beim Eintritt des Erdfehlers teilt sich der Fehlerstrom, welcher sich aus den beiden Teilströmen der Freileitung aus Richtung "A" und Richtung "B" zusammensetzt ($3I_{0A} + 3I_{0B}$) in drei Teilströme:

- Ein Fehlerstromanteil, welcher über die Erdseile zu den Sternpunkten der Gegenstationen zurückfließt. Dies ist ein induzierter Strom gebildet aus den Schleifen Erdseil-Erde und Koppelimpedanz Leiterseil-Erdseil. Dieser Strom reduziert den ins Masterdystem fließenden Fehlerstrom. Diese Reduktion wird durch den sog. "Erdseilreduktionsfaktor" r_E definiert.
- Ein zusätzlicher Fehlerstromanteil fließt in der Umgebung des betroffenen Masts im Erdseil. Dieser örtlich begrenzte Fehlerstromanteil wird durch die Ströme hervorgerufen, die durch den vom Erdfehler betroffenen Mast sowie durch die benachbarten Maste in den Erdboden fließen. Infolge des Erdungswiderstands des fehlerbetroffenen Masts R_{ET} und jenem der Nachbarmaste erzeugen diese Erdübergangsströme je einen Spannungstrichter um die Masten und damit Potentialanhebungen, die ebenfalls mit zunehmendem Abstand abklingen. Die über das Erdseil parallelgeschalteten Masten bilden die sogenannte Kettenleiterimpedanz (Z_∞ , bzw. zweiseitig $Z_{\infty,2}$). In einigen Spannweiten vom Fehlermast entfernt liegt keine Potentialanhebung mehr vor.

Die in der Abbildung 2 dargestellten Größen wie Erdseilreduktionsfaktor, Kettenleiterimpedanzen, welche zur Berechnung dieses "Fehlerstromteilers" notwendig sind, lassen sich berechnen. Die entsprechenden Formeln und Hinweise finden sich im Anhang zu dieser Kurzfassung.

Somit besteht der nächste Schritt aus der lokalen Messung des Masterdungswiderstandes R_{ET} . Die folgende Darstellung zeigt eine Anordnung, wie dieser Widerstand gemessen werden kann:

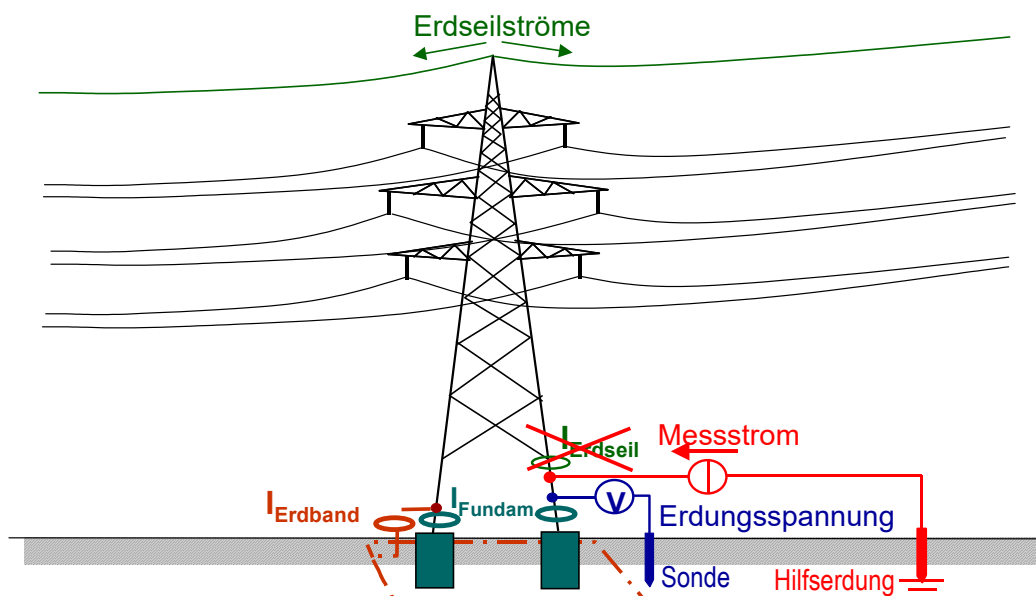


Abbildung 3: Messanordnung zur Messung des Mastausbreitungswiderstandes R_{ET} .

Anhand von Abbildung 3 können nun die relevanten Widerstände gemessen werden:

- Der Mastausbreitungswiderstand R_{ET}
- Der Ausbreitungswiderstand in "Berührungsdistanz" (R_{ET1m}), welcher schlussendlich für die Höhe der Berührungsspannung verantwortlich ist.

Die Messung erfolgt durch eine Stromeinspeisung in den Mast über eine Hilfserde. Der Strom wird an den Eckstielen unterhalb der Einspeisung mithilfe von Rogowskispulen gemessen. Anschliessend werden die relevanten Spannungen gemessen und entsprechend protokolliert.

Es ist grundsätzlich möglich, die Messung zu vereinfachen. Man kann die beiden Erdverbindungen von den Eckstielen zum Mastfuss öffnen und anschliessend die relevanten Widerstände mit einem geeigneten Messgerät (z.B. Fluke 1623, Fluke 1625, Geo_plus, etc.) messen. Hier empfiehlt es sich jedoch vor dem Öffnen der Erdverbindung diese mit geeigneten Mitteln (z.B. Erdungsgarnitur) zu überbrücken, anschliessend kann die Unterbrechung sicher über die Erdungsgarnitur hergestellt werden.

Es empfiehlt sich zudem, pro Mast mehrere Messungen durchzuführen. Anbei eine geeignete Anordnung der Messsonden:

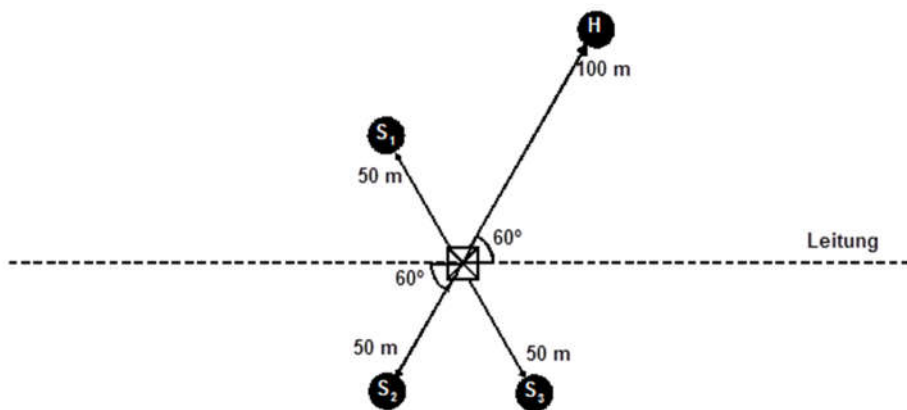


Abbildung 4: Empfohlene Anordnung der Sonden für die Durchführung von drei Messungen

Die so ermittelten Ausbreitungswiderstände fliessen nun in die Berechnung der Berührungsspannung ein. Da die Formeln relativ kompliziert sind und es sich bei den meisten Grössen um komplexe Werte handelt, empfiehlt es sich, die ganze Rechnerei mit einer speziellen SW zu machen. Hier bietet sich sicherlich Excel an, mathematisch Interessierte verwenden vielleicht MatLab oder eine ähnlich SW.

Anbei ein Beispiel, welches wir vor Jahren einmal gemacht haben:

Leitungsname			
Bestimmung der Erdungsspannung am Mast (1ph-E Fehler am Mast xx)		xx	
Eingabedaten			
Allgemeine Daten			
Wirkwiderstandsbelag Erdseil	RES	2.395	Ohm/km
Mittlerer Mastabstand	dm	0.35	km
Mag. Feldkonstante	u0	1.25664E-06	H/m
Rel. Mag. Feldkonstante Erdseil	ur	25	
Radius Erdseil	rE	0.005046	m
Umgebungstemperatur	Tamb	20	Grad C
Temperaturkoeffizient Erdseilwerkstoff	k	0.0045	1/K
Spezifischer Leitwert des Erdseils	kl	5.2	m/Ohm*mm2
Spezifischer Erdwiderstand	RhoE	3000	Ohm*m
Netzfrequenz	f	50	Hz
Datum der Erdungsmessung am Mast		01.07.2004	
Masterde gemessen, Abstand 50 m*	RM	16	Ohm
Masterde gemessen, Abstand 1 m*	RB	2.5	Ohm
Kategorie Maststandort gemäss Starkstromverordnung, Art. 54		c	
Mastdaten			
x-Koordinate L1	xL1	-10	m
y-Koordinate L1	yL1	25	m
x-Koordinate L2	xL2	0	m
y-Koordinate L2	yL2	25	m
x-Koordinate L3	xL3	10	m
y-Koordinate L3	yL3	25	m
x-Koordinate Erdseil 1	xE1	-5	m
y-Koordinate Erdseil 1	yE1	33.2	m
x-Koordinate Erdseil 2	xE2	5	m
y-Koordinate Erdseil 2	yE2	33.2	m
Anzahl vom Mast abgehende Erdseile	n	4	
Fehlerströme aus Kurzschlussberechnung			
Fehlerstrom aus Richtung "A"	IA	5632	A
Winkel Fehlerstrom aus Richtung "A"	WA	-81.3	Grad
Fehlerstrom aus Richtung "B"	IB	4304	A
Winkel Fehlerstrom aus Richtung "B"	WB	-81.9	Grad
Berechnete Werte			
Erdstromtiefe	ET	5104	m
Betrag der Kettenleiterimpedanz	ZP	3.17	Ohm
Erdseilreduktionsfaktor	ERF	0.86	
Einpoliger Fehlerstrom am Mast xx	IF _{Tot}	9936	A
Betrag der Erdungsimpedanz	ZE	0.76	Ω
Betrag der Erdungsspannung	UE	6425	V
Strom über den Ausbreitungswiderstand	IAUS	402	A
Betrag der Berührungsspannung	UB	1004	V
Beurteilung der Masterdung		zulässig!	
Bemerkung:			
* Messung durchgeführt mit gelösten Erdungsanschlüssen am Mast!			

Die Bezeichnungen der Parameter im Beispiel entsprechen leider nicht den hier in diesem Text verwendeten Konventionen.

Aus dem Beispiel ist auch klar ersichtlich, welche Daten vorab noch ermittelt werden müssen:

- Erdseildaten
- Spezifischer Erdbodenwiderstand (aus Messung oder aus Literaturwerten)
- Magnetische Feldkonstante des Erdseilmaterials μ_r falls abweichend von Aluminium.
- Geometrische Anordnung der Leiter- und Erdseile
- Daten der Masterden von früheren Messungen
- Einpolige Kurzschlussströme aus der Netzberechnung

Anhand der Kategorie des Maststandorts (a,b, oder c) kann nun auch beurteilt werden, ob die berechneten Spannungen zulässig sind oder eben nicht. Allenfalls müssen bei den betroffenen Masten entsprechende Massnahmen getroffen werden.

Gute Definitionen der sog. Gebiete a, b und c sind in den Erläuterungen zu den Artikeln 53-61 der Starkstromverordnung SR 734.2 "Erden als Schutzmassnahme in elektrischen Starkstromanlagen" SNG 483755:2018, welche demnächst erscheinen sollte, zu finden.

Die hier beschriebene Bestimmung der Fehlerspannungen an einem Mast ist gültig für Masten mit hinreichender Entfernung zu den Unterwerken. Bei unterwerksnahen Masten ist die Erderwirkung infolge der UW Erdung signifikant reduziert. Auch hier können durch die beschriebenen Messungen und anhand von Korrekturen die Fehlerspannungen berechnet werden. Diese Vorgehensweise ist in den im Anhang angegebenen Literaturhinweisen beschrieben.

Parameter und Konstanten

R'	Wirkwiderstandsbelag des Erdseils [Ω/m]
μ_0	Permeabilität des Vakuums $4\pi 10^{-7}$ [Vs/Am]
μ_r	Relative Permeabilität des Erdseils; bei Al, Ad =1, bei Stahl ca. 25
δ_E	Virtuelle Stromeindringtiefe [m]
ρ	Spezifischer Erdbodenwiderstand [Ωm] aus Messungen oder Literaturangaben
ω	Kreisfrequenz [s^{-1}]
R_{ETM}	Durchschnittlicher Mastausbreitungswiderstand der Nachbarmasten; evtl. aus früheren Messungen [Ω]
d	Mittlerer Abstand der Phasenseile zum Erdseil [m]
r	Erdseilradius [m]

Formeln

Erdseil-Erde-Schleife [2]	$\underline{Z}'_{EW-E} \cong R' + \omega \cdot \frac{\mu_0}{8} + j \cdot \omega \cdot \frac{\mu_0}{2\pi} \left(\ln \frac{\delta_E}{r} + \frac{\mu_r}{4} \right)$
Koppelimpedanz Leiter-Erdseil [2]	$\underline{Z}'_{ML-EW} \cong \omega \cdot \frac{\mu_0}{8} + j \cdot \omega \cdot \frac{\mu_0}{2\pi} \left(\ln \frac{\delta_E}{d} \right)$
Erdseil-Reduktionsfaktor	$\underline{r}_E = 1 - \frac{\underline{Z}_{ML-EW}}{\underline{Z}_{EW-E}}$
Virtuelle Stromeindringtiefe	$\delta_E = 1.85 \cdot \sqrt{\frac{\rho}{\omega \cdot \mu_0}}$
Kettenleiterimpedanz zweiseitig	$\underline{Z}_{\infty,2} = \frac{1}{2} \underline{Z}_{\infty} = \frac{1}{2} \cdot \underline{Z}_{EW-E} \cdot \left\{ 1 + \sqrt{1 + 4 \frac{R_{ETM}}{\underline{Z}_{EW-E}}} \right\}$
Mittlerer Abstand der Phasenseile zum Erdseil	$d = \sqrt[3]{\overline{L_1 E} \cdot \overline{L_2 E} \cdot \overline{L_3 E}}$

Verweise:

[1] aus "Erdung in Starkstromnetzten"; 2. Auflage 1982; VDEW

[2] Arbeiten von Pollacek und Carson, 1926

Literaturempfehlungen:

- "Erdung in Starkstromnetzten"; 2. Auflage 1982; VDEW
- "Elektrische Kraftwerke und Netze", Verlag Springer, div. Auflagen seit 1938, aktuell Auflage 8

FKH - Fachtagung

21. November 2019

Erdungen

Bahnerdungssysteme: an Schnittstellen zwischen AC- und DC-Bahnen

Dr. Thomas Brügger
FKH, Zürich

Funktion und beruflicher Werdegang

Dr. Thomas Brügger arbeitete zwischen 2008 und 2011 unter der Leitung von Prof. Dr. Klaus Fröhlich am Institut für Elektrische Energieübertragung und Hochspannungstechnologie (EEH) der ETH Zürich. Seine Doktorarbeit schrieb er zum Thema „Einfluss starker Lastwechseldynamik auf das Alterungsverhalten der Isolation grosser Hydrogeneratoren“.

Seit 2011 arbeitet Thomas Brügger als Prüfsingenieur bei der Fachkommission für Hochspannungsfragen (FKH) in Zürich.

Bahnerdungssysteme: an Schnittstellen zwischen AC- und DC-Bahnen

Thomas Brügger

FKH, Zürich

1 Einleitung

Die Strecke Giubiasco – Cadenazzo – Luino ("Luino-Linie", Abbildung 1) gehört bis zur Landesgrenze bei Ranzo den Schweizerischen Bundesbahnen (SBB), ab dort dem italienischen Infrastrukturbetreiber Rete Ferroviaria Italiana (RFI).



Abbildung 1: Luino-Linie

Die Grenze zwischen den Traktionsstromsystemen der Schweiz (15 kV / 16,7 Hz) und Italiens (3 kV Gleichspannung) liegt jedoch mitten im Bahnhof Luino (Abbildung 2), etwa 15 Kilometer südlich der Grenze.



Abbildung 2: AC-/DC-Systemtrennstelle im Bahnhof Luino

Die SBB sind somit für die Bahnstromversorgung von Norden her bis Luino zuständig, die Fahrstromanlagen auf italienischem Boden gehören aber der RFI [1].

Neben Luino gibt es weitere Bahnsystem-Trennstellen in Chiasso und in Stabio.

2. Beeinflussung der Erdungen von DC-/AC-Bahn- und 50-Hz-Netzen

Die Fahrleitungen der SBB (15 kV 16,7 Hz) resp. der RFI (3 kV, DC) sind im Bahnhof Luino sichtbar getrennt. Bei der Rückstromführung ist die Situation komplizierter.

Zwar sind bei der DC-Bahn die Rückleitungen (Schiene, Rückleiterseile) grundsätzlich isoliert ausgeführt. Dazu wurden Schienen und Masten auf den Schwellen resp. Fundamenten isoliert aufgestellt (Abbildung 3) und es fließen damit theoretisch keine Streuströme in der Erde bzw. anderen leitenden Strukturen. Tatsächlich gibt es aber zahlreiche Verbindungen der DC-Rückstromleiter mit der Erde oder rückstromführenden Leitern der SBB (die Schienen im Bahnhof Luino sind beispielsweise durchverbunden).

Gleichstrombahn (DC): Rückstromführung **nicht** mit der Erde verbunden

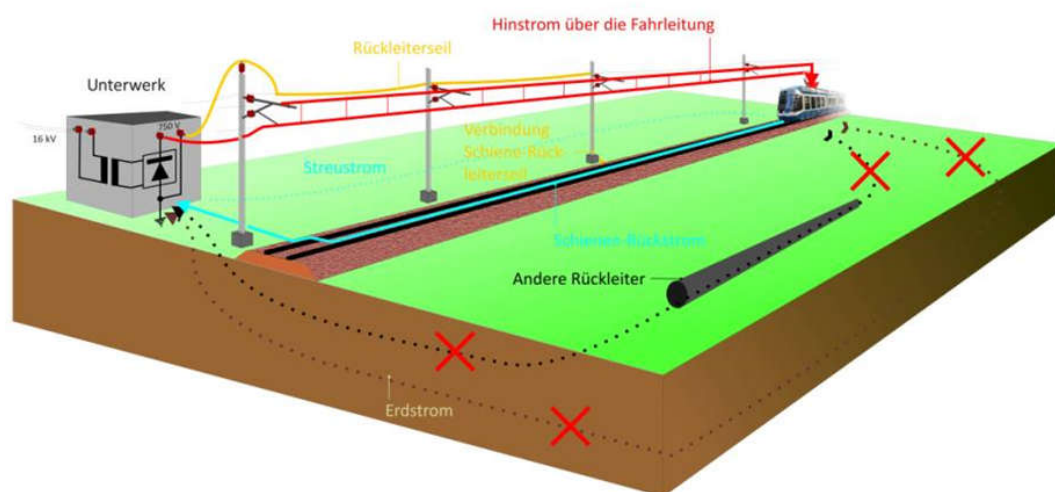


Abbildung 3: Isolierte Rückstromführung der DC-Bahn (Quelle: M. Lörtscher, LOITS)

Damit muss davon ausgegangen werden, dass in den Rückleitern der SBB nördlich von Luino DC-Ströme der RFI fließen.

In den Jahren 2018 und 2019 hat die FKH im Auftrag der SBB in Luino Messkampagnen durchgeführt, in denen die DC-Ströme in den Rückleitern der SBB nördlich von Luino gemessen wurden (Abbildung 4).



Abbildung 4: DC-Strom-Messungen in Rückleitern der SBB in Luino nördlich der Systemtrennstelle

Dabei wurden in den Schienen/Rückleiterseilen der SBB-Strecke Luino DC-Ströme des italienischen DC-Bahnsystems im Bereich von 100-200 A gemessen (Abbildung 5).

Diese Ströme können entweder in der Erde oder in anderen leitenden Strukturen, z.B. 50-Hz-Erdseile, Wasser-/Gasrohre oder auch durch niederohmig geerdete Sternpunkte von 50-Hz-Leistungstransformatoren zu den Quellen (Bahn-Gleichrichter) zurückfließen. Die vergleichsweise schlechten Bodenleitfähigkeiten im Tessin begünstigen dies noch zusätzlich (gut leitende Humus- und Kiesschichten sind dünn und liegen auf mächtigen isolierenden Gneis- und Granitschichten).

Neben der Korrosion metallischer Strukturen können DC-Streuströme insbesondere auch Leistungstransformatoren (50- und 16.7-Hz) beeinflussen.

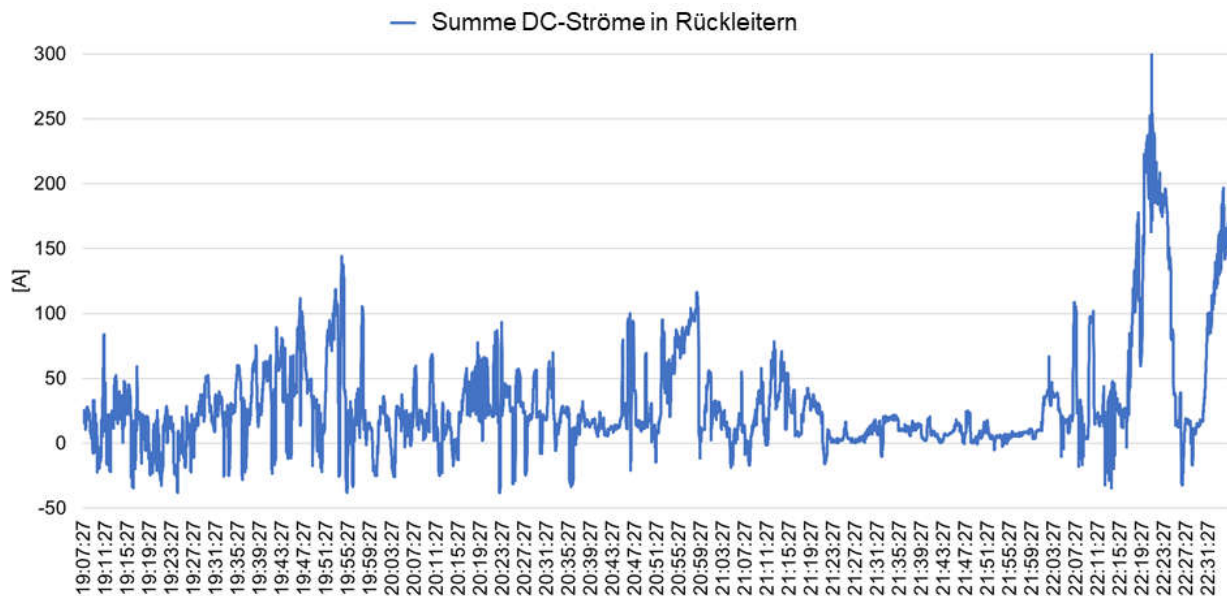


Abbildung 5: Summe der DC-Ströme in Schienen/Rückleiterseilen der SBB am 6.6.2019

3. Beeinflussung von Leistungs-Transformatoren durch DC-Ströme

Gleichströme durch Transformatorwicklungen führen zu einer Überlagerung der Kernmagnetisierung mit einem magnetischen Gleichfeld, welches den ursprünglichen Arbeitspunkt des magnetischen Kreises verändert. Auswirkungen können steigende Leerlaufverluste, verändertes Geräuschverhalten und zusätzlicher Blindleistungsbedarf sein. Im Grenzfall kann dies auch die Spannungsqualität (Oberschwingungsverhalten) negativ beeinflussen. Die Erhöhung der Leerlaufverluste kann relevant werden, da die zusätzlichen Verluste eine höhere thermische Belastung für den Aktivteil darstellen bewirken können.

Die Verschiebung des Arbeitspunktes auf der Hysteresekennlinie und die daraus resultierenden Halbwellensättigung des Transformatorkerns sind in Abbildung 6 dargestellt.

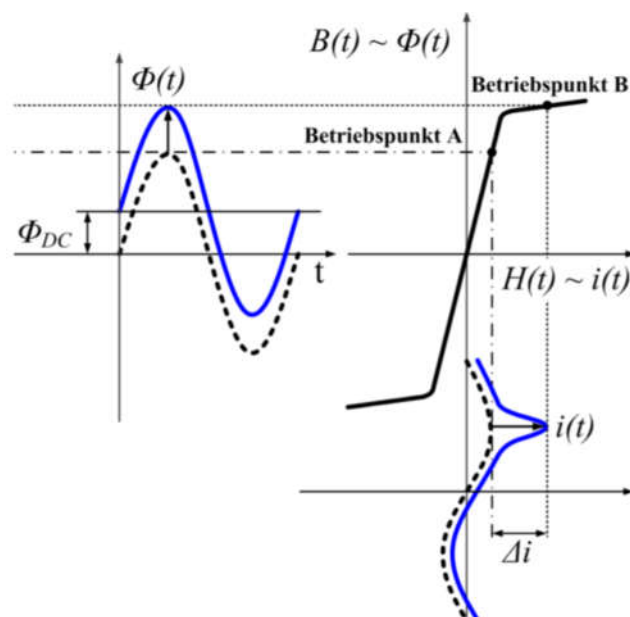


Abbildung 6: Verschiebung des Arbeitspunktes auf der B-H-Kurve von Transformatorblechen

Das "Abknicken" der B-H-Kurve folgt aus der Nichtlinearität der Hauptinduktivität. Bei steigender Induktion B bricht die relative Permeabilität μ_r ein, was den Magnetisierungsstrom stark ansteigen lässt (Kernsättigung). Je nach Auslegung des Kerns genügen dazu bereits geringe Gleichströme, insbesondere bei modernen hochpermeablen Kernblechen mit geringen betrieblichen Magnetisierungsströmen.

Durch die Halbwellensättigung verstärken sich die durch die Magnetostriktion bedingten Effekte, nämlich Umagnetisierungsverluste und Schallemissionen.

4. Das Autotransformator-System der Luino Linie

Zur Verstärkung der Bahnstromversorgung auf der Luino-Linie zwischen Giubiasco und Luino haben die SBB erstmals ein so genanntes Autotransformator-System (AT) mit zwei gegenphasige 15-kV-Speiseleitungen (+/- 15 kV) errichtet [2]. Die bisher als Hilfsleitung verwendete Leitung ist dabei der Negativfeeder mit -15 kV (d.h. gegenphasig betrieben). Das AT-System wird im Umformerwerk Giubiasco mit drei parallel geschalteten Autotransformatoren (AT) ab der 15-kV-Sammelschiene gebildet (Abbildung 7).

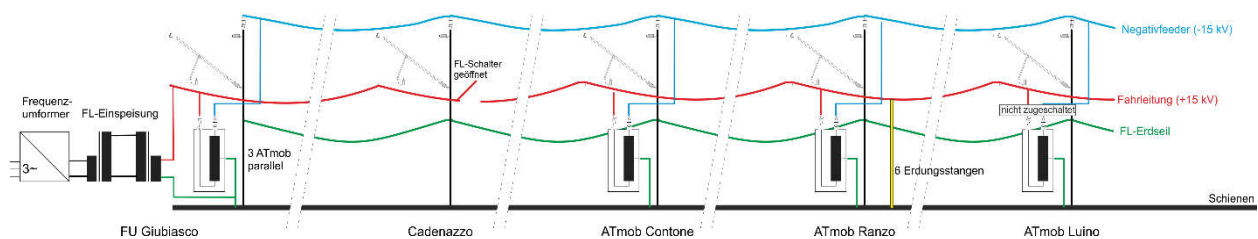


Abbildung 7: Autotransformator-System Luino-Linie

Längs der Strecke sind baugleiche mobile Autotransformatoren auf einem Bahnwagen (ATmob) in Contone (nahe Cadenazzo), in Ranzo-Sant'Abbondio und in Luino am Ende des Speiseabschnittes auf separaten Gleisstücken aufgestellt. Die ATmob sind am Negativfeeder (-15 kV) und an der Fahrleitung (+ 15 kV/Positivfeeder) angeschlossen. Der Trafomittelpunkt ist mit der Rückleitung (rückstromführende Schienen, Rückleiter-/Erdseile der Fahrleitungsanlage usw.) verbunden (Abbildung 8).



Abbildung 8: Mobiler Autotransformator SBB (ATmob) in Contone

Mit dem Ziel, Höhe und mögliche Auswirkungen von DC-Streuströmen aus dem italienischen DC-Bahnsystem in den angrenzenden 16.7-Hz-Anlagen der SBB beurteilen zu können, wurden im Rahmen der Inbetriebnahme des letzten mobilen Autotransformators (ATmob) in Luino im Jahr 2019 DC-Strom-Messungen beim ATmob in Luino, sowie bei den ATmob in Ranzo-S.Abbondio und Contone auf der Strecke Luino - Giubiasco durchgeführt.

Wie schon im Jahr 2018 wurden in den Schienen/Rückleiterseilen der SBB-Strecke nördlich der Systemtrennstelle in Luino DC-Streuströme des italienischen DC-Bahnsystems im Bereich von 100-200 A gemessen. Bei einem DC-Strom von 100 A in Schiene/Rückleiterseilen fließt ca. 20 A im ATmob-Mittelpunkt in Luino. Dieser Strom teilt sich zu nahezu gleichen Teilen auf die beiden Trafo-Wicklungen auf und fließt über die Fahrleitung bzw. den Negativfeeder weiter. In den nächsten ATmob in Ranzo-S.Abbondio und Contone wurden kleinere und entgegengesetzt fließende DC-Ströme gemessen (Abbildung 9).

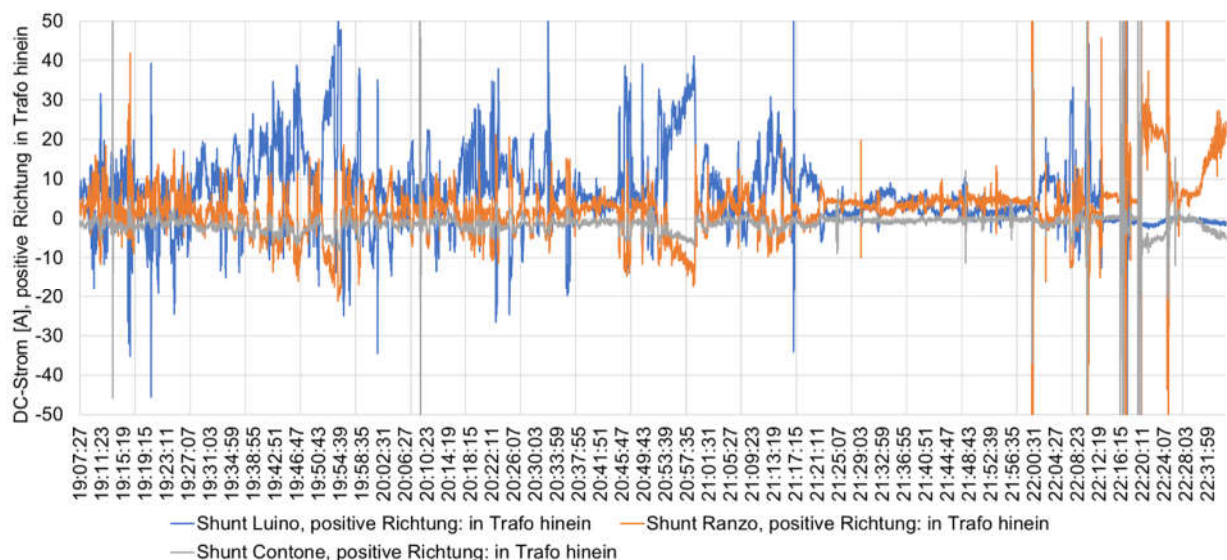


Abbildung 9: DC-Strom-Messungen Mittelpunkte ATmob Luino, Ranzo und Contone

Die für die Kernmagnetisierung/-Sättigung relevante Differenz der DC-Ströme in den Wicklungen der Fahrleitung bzw. des Negativfeeders betrug im beobachteten Zeitraum (6.6.2019, 19:00 – 22:30) beim ATmob Luino maximal ca. 3 – 4 A. Das 90%-Perzentil betrug 1 A, d.h. 90 Prozent der Messwerte lagen unter 1 A (Abbildung 10).

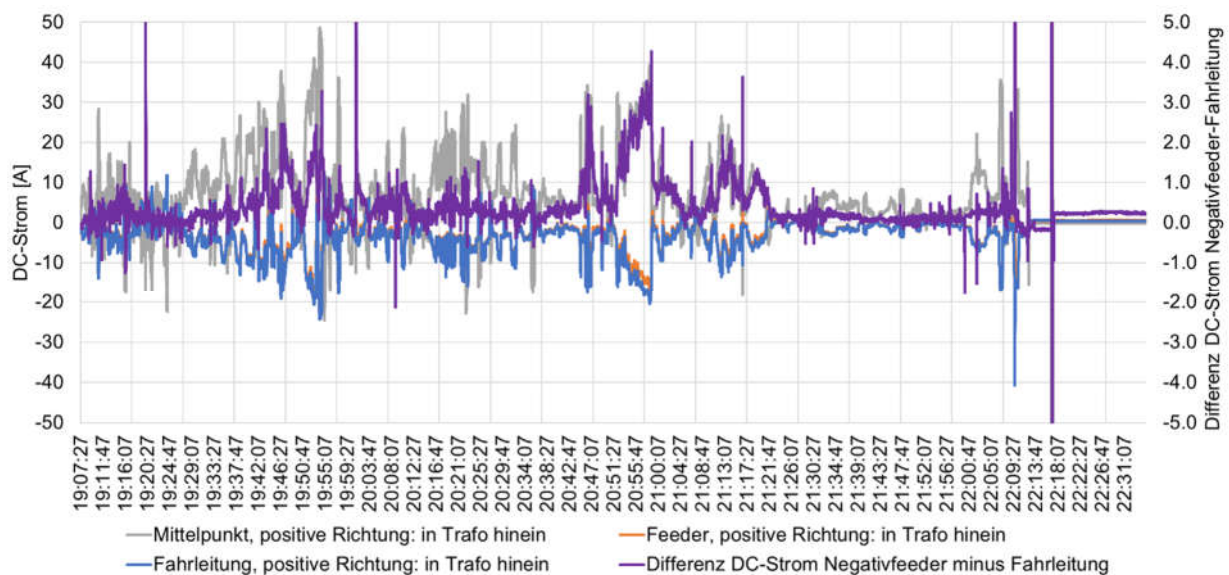


Abbildung 10: Vergleich DC-Strom Mittelpunkt und Differenz DC-Strom Negativfeeder minus Fahrleitung

Es besteht auch eine eindeutige Korrelation zwischen den DC-Strömen im ATmob Luino und den Vibrationen des Transformator-Kessels (Abbildung 11)

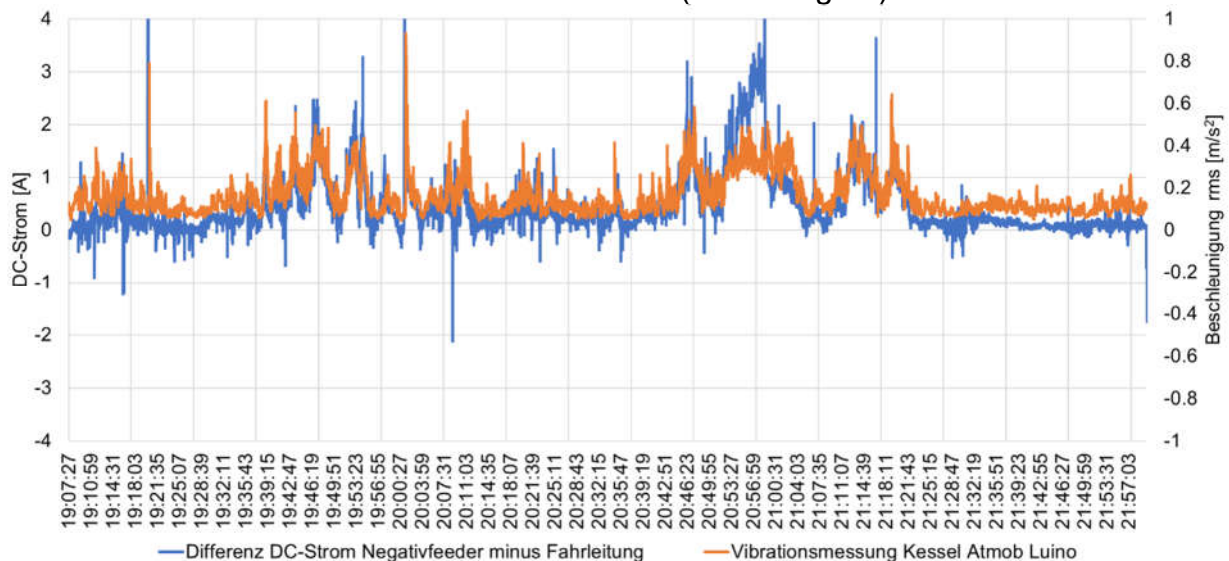


Abbildung 11: Vergleich Differenz DC-Strom Negativfeeder/Fahrleitung vs. Kesselvibrationen

5. Lavorgo

Um den Zusammenhang zwischen DC-Strömen in den Hauptwicklungen des Trafo 31 im UW Lavorgo der Swissgrid (gemessen in der Sternpunkt-Erdung) und DC-Streuströmen des italienischen DC-Bahnstromsystems näher zu untersuchen, wurden im Mai 2019 zeitgleich DC-Strommessungen in Lavorgo und in Schiene und Rückleiterseilen der von den SBB betriebenen Bahnstrecke nördlich der Systemtrennstelle in Luino durchgeführt.

Der bereits 2017 festgestellte Einfluss der im Sternpunkt gemessenen DC-Ströme auf Schallemissionen des Transformators wurde bestätigt. Im Schnitt ergab sich eine Erhöhung des Schallpegels um ca. 5 dB pro Ampère DC.

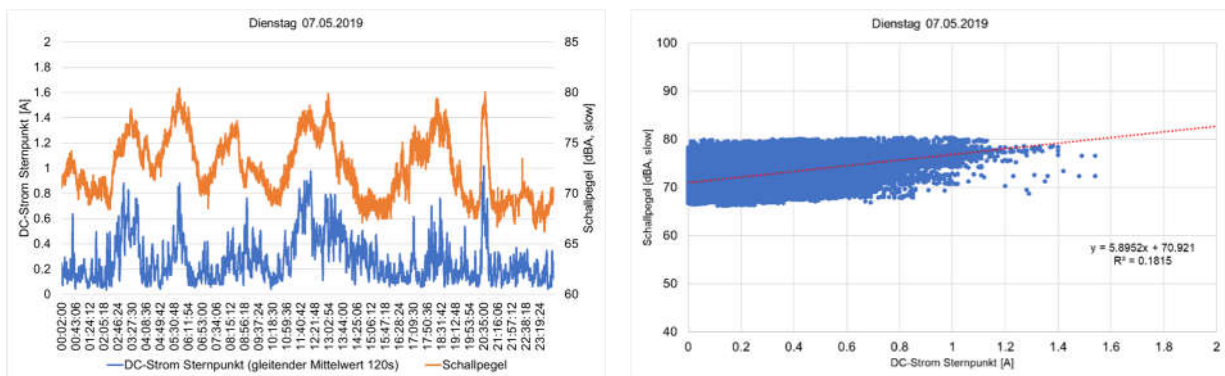


Abbildung 12: Einfluss der Sternpunkt-DC-Ströme auf den Schallpegel von Trafo 31 Lavorgo

Es gibt einen klaren Zusammenhang zwischen den in Schiene und Rückleiterseilen des SBB-Streckenabschnittes nördlich der Systemtrennstelle in Luino fließenden DC-Streuströmen des italienischen DC-Bahnsystems und den DC-Sternpunktströmen in Lavorgo (Abbildung 13).

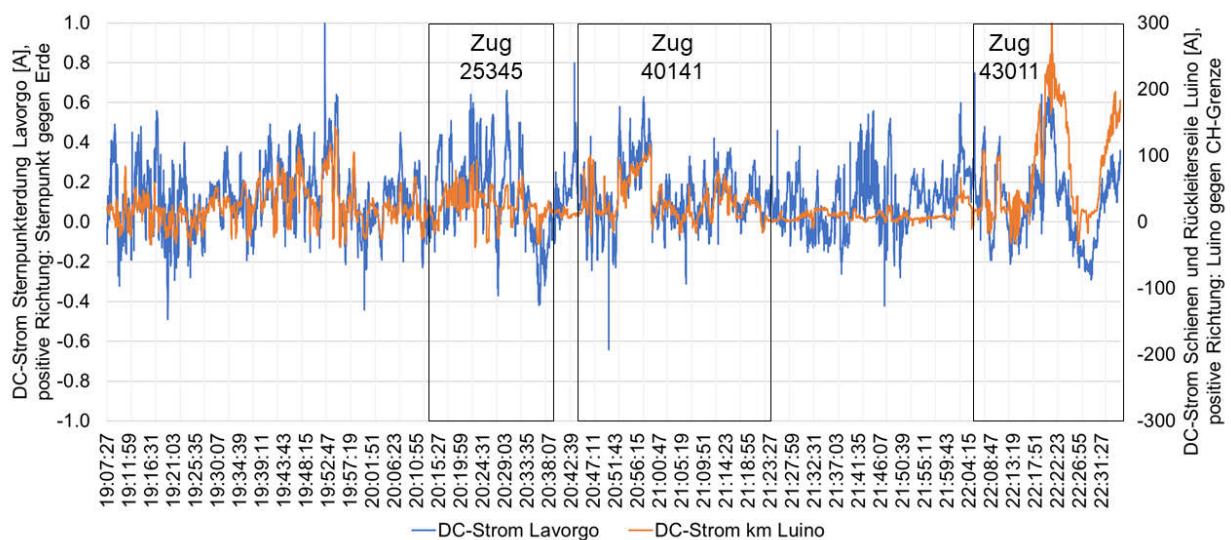


Abbildung 13: Vergleich DC-Ströme Sternpunkt Lavorgo mit DC-Strömen bei Luino

6. Geomagnetisch induzierte Ströme als weitere Quelle von DC-Strömen in elektrischen (Erdungs-)Netzen

Im Rahmen der Messungen von DC-Strömen an den Trafosternpunkten wurden Gleichstromanstiege gefunden, die nicht mit den DC-Strömen im Bahnbetrieb in Zusammenhang gebracht werden können.

Eine weitere Quelle für Gleichströme in den elektrischen Netzen ist in geomagnetischen Aktivitäten zu finden. Sonnenstürme, die auf das Erdmagnetfeld treffen und Feldschwankungen verursachen, sind die Ursache für geomagnetische Störungen ("geomagnetic disturbances", GMD). Diese geomagnetischen Schwankungen induzieren geoelektrische Felder auf der Erdoberfläche. Dadurch können geomagnetisch induzierte Ströme (geomagnetically induced currents, GIC) mit sehr niedrigen Frequenzen im Bereich von Millihertz (quasi Gleichstrom) durch niederohmig geerdete Transformator-Sternpunkte geleitet werden (Abbildung 14).

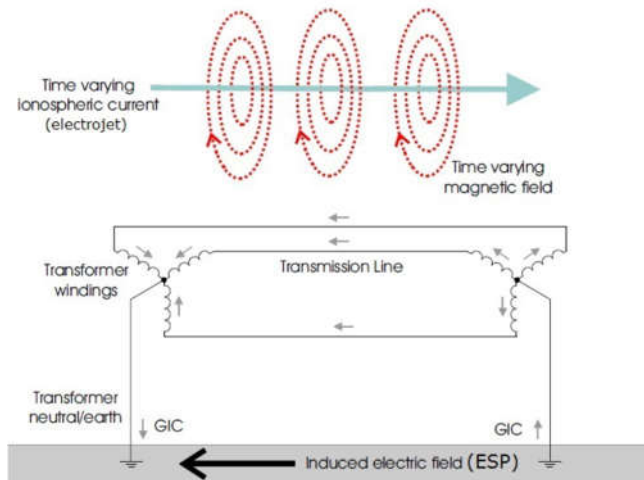


Abbildung 14: Geomagnetische Ströme (GIC) in Übertragungsnetzen mit niederohmig geerdeten Sternpunkten (aus [3])

Die ETH Zürich hat im Jahr 2013 eine Untersuchung zur Gefährdung des Schweizer Übertragungsnetzes durch geomagnetische Ströme (auch GMD, "geomagnetic disturbances") publiziert. Diese Untersuchung kam zum Schluss, dass das Gesamtrisiko für das Schweizer Übertragungsnetz durch geomagnetische Störungen klein sind [3].

Eine Untersuchung [4] im österreichischen Übertragungsnetz hat aber immerhin gezeigt, dass auch in Mitteleuropa signifikante geomagnetisch induzierte Sternpunkt-Ströme von bis zu einigen 100 mA bei lediglich geringer bis mittlerer geomagnetischer Aktivität auftreten können (Abbildung 15).

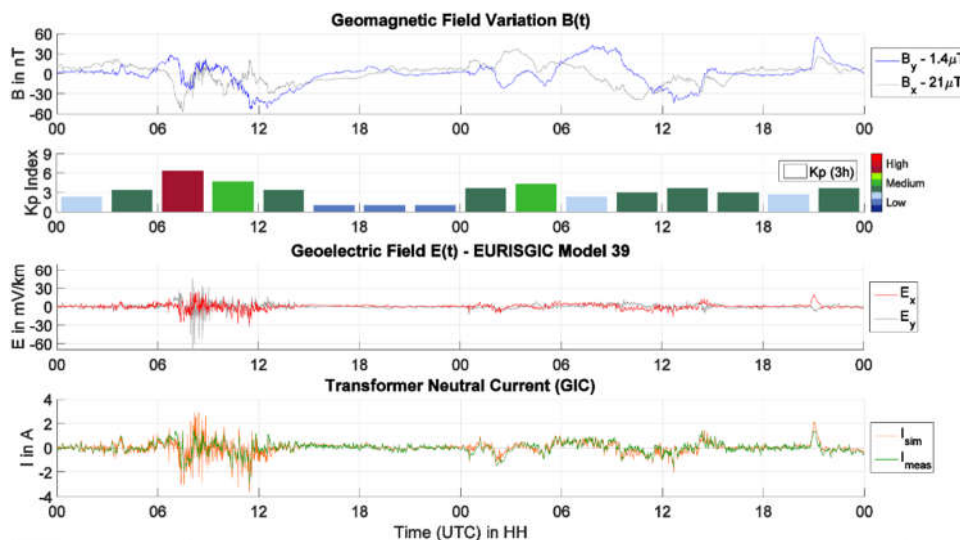


Abbildung 15: Geomagnetische Aktivitäten (oben) sowie simulierter und gemessener Sternpunktstrom eines Transformators im österreichischen Übertragungsnetz (aus [4])

Am Transformatorsternpunkt des Trafo 31 im UW Lavorgo wurde der Einfluss geomagnetisch induzierter Ströme (geomagnetically induced currents, GIC) im UW Lavorgo untersucht. Für die Untersuchung wurden Daten von Intermagnet (www.intermagnet.org) verwendet. Intermagnet ist ein weltweiter Verbund von Instituten (Intermagnet Magnetic Observatory, IMO), die bodengestützte Magnetometer betreiben, um die zeitlichen Änderungen des Erdmagnetfelds normiert zu erfassen. Ein IMO muss mindestens über

ein Vektormagnetometer verfügen, welches einminütige Magnetfeldwerte mit einer Auflösung von 0,1 nT aufzeichnet.

Dabei wurde ein klarer Zusammenhang zwischen Messungen der zeitlichen Änderung des Erdmagnetfeldes im Schwarzwald und den DC-Sternpunktströmen von Trafo 31 festgestellt (Abbildung 16).

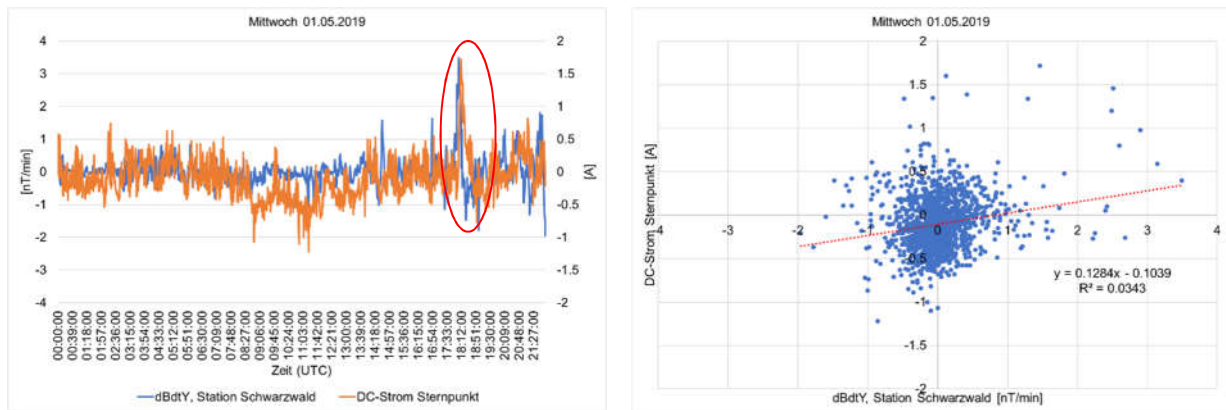


Abbildung 16: Einfluss von GIC auf den Sternpunktstrom Lavorgo

7. (Elektrische) Gegenmassnahmen an DC-beeinflussten Transformatoren

Nebst dem Einfügen von dämpfenden Widerständen in den Trafosternpunkten, welche die Gleichströme reduzieren, werden auch aktive Gleichstromkompensatoren und -Sperrn eingesetzt.

- Gleichstromkompensation mit Hilfswicklung auf Kern: Durch gezieltes, periodisches Schalten wird in der Hilfswicklung ein Gleichstrom-behafteter Stromimpuls generiert. Das Schalten wird durch einen Regelkreis so beeinflusst, dass die resultierende Gleichstromdurchflutung im Kern Null wird [5]

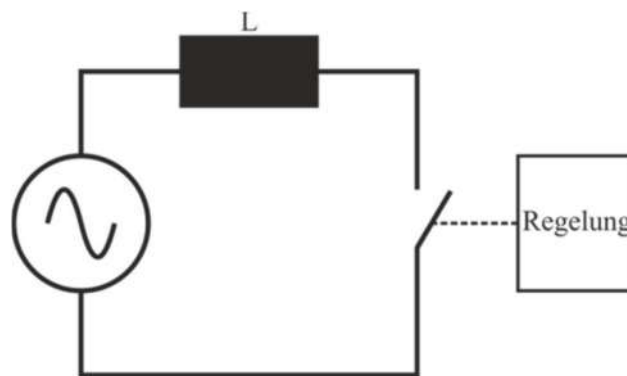
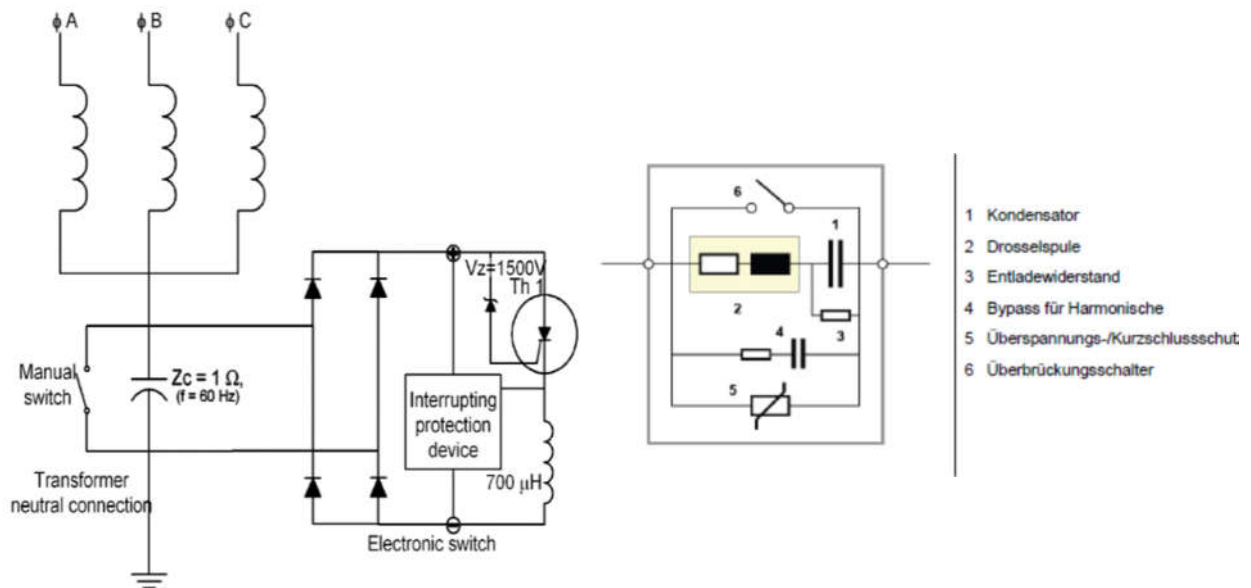


Abbildung 17: Aktive Gleichstromkompensation mit Hilfswicklung

- DC-Sperrglieder:



8. Literatur

- [1] M. Holderegger, R. Zesiger, F. Leu, M. Lörtscher: Autotransformatorsystem auf der NEAT-Achse Gotthard - Luino-Linie, EB, Vol. 115, Heft 2-3, 2017.
- [2] M. Aeberhard, F. Leu: Das Autotransformatorsystem für die Strecke Giubiasco - Cadenzazzo - Luino, Eisenbahnrevue, 6/2014, S.292.
- [3] T. Demiray, G. Beccuti, Göran Andersson: Risk assessment of the impact of geomagnetic disturbances on the transmission grid in Switzerland, IEEE Power and Energy Society General Meeting (PES), 2013.
- [4] T. Halbedl, G. Achleitner: Analysis of the Impact of Geomagnetic Disturbances on the Austrian Transmission Grid, no. C3-101, Cigre Paris Session 2016.
- [5] P. Hamberger, F. Klammler: Neue Methode zur Kompensation von parasitären Gleichstrom-Amperewindungen in Transformatoren, Stuttgarter Hochspannungssymposium, 2018.

Referentenadressen

Aegerter	Damian	Braavos GmbH Schweizweg 4 5608 Stetten	damian.aegerter@braavos.ch Tel.: +41 56 544 13 20
Brügger, Dr.	Thomas	Fachkommission für Hochspannungsfragen Hagenholzstrasse 81 CH- 8050 Zürich	bruegger@fkh.ch Tel.: +41 44 253 62 68
Büchler, Dr.	Markus	SGK Schweizerische Gesellschaft für Korrosionsschutz Technoparkstrasse 1 8005 Zürich	markus.buechler@sgk.ch Tel.: +41 44 213 15 90
Favre-Perrod, Dr.	Patrick	Hochschule für Technik und Architektur Freiburg Bd de Pérolles 80 - cp32 1705 Fribourg	patrick.favre-perrod@hefr.ch Tel.: +41 26 429 65 88
Noth	Patrick	BKW Energie AG Bahnhofstrasse 20 3072 Ostermundigen	patrick.noth@bkw.ch Tel.: +41 58 477 62 13
Schmucki	Josef	Electrosuisse Luppmenstrasse 1 8320 Fehraltorf	josef.schmucki@electrosuisse.ch Tel.: +41 44 956 11 74
Storf	Günther	Fachkommission für Hochspannungsfragen Hagenholzstrasse 81 CH- 8050 Zürich	storf@fkh.ch Tel.: +41 44 253 62 67
Studer	Christoph	Primeo Netz AG Weidenstrasse 27 4142 Münchenstein	c.studer@primeo-energie.ch Tel.: +41 61 415 49 30

Internetseite für nachträgliche Informationen zur Fachtagung

Internetseite: https://_____

Benutzername: _____

Passwort:
(wird anlässlich der Tagung angegeben)

Die Gross-/Kleinschreibung muss bei der Eingabe des Benutzernamens und des Passwortes berücksichtigt werden.

