



	DIN EN 50522 (VDE 0101-2)	
	Diese Norm ist zugleich eine VDE-Bestimmung im Sinne von VDE 0022. Sie ist nach Durchführung des vom VDE-Präsidium beschlossenen Genehmigungsverfahrens unter der oben angeführten Nummer in das VDE-Vorschriftenwerk aufgenommen und in der „etz Elektrotechnik + Automation“ bekannt gegeben worden.	

ICS 29.120.50

Einsprüche bis 2009-02-28

Entwurf

Vorgesehen als teilweiser
Ersatz für
DIN VDE 0101
(VDE 0101):2000-01**Erdung von Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1 kV;
Deutsche Fassung prEN 50522:2008**Earthing of power installations exceeding 1 kV a.c.;
German version prEN 50522:2008Prises de terre des installations électriques en courant alternatif de puissance supérieure à 1 kV;
Version allemande prEN 50522:2008**Anwendungswarnvermerk**

Dieser Norm-Entwurf mit Erscheinungsdatum 2008-12-08 wird der Öffentlichkeit zur Prüfung und Stellungnahme vorgelegt.

Weil die beabsichtigte Norm von der vorliegenden Fassung abweichen kann, ist die Anwendung dieses Entwurfes besonders zu vereinbaren.

Stellungnahmen werden erbeten

- vorzugsweise als Datei per E-Mail an dke@vde.com in Form einer Tabelle. Die Vorlage dieser Tabelle kann im Internet unter www.dke.de/stellungnahme abgerufen werden
- oder in Papierform an die DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE, Stresemannallee 15, 60596 Frankfurt am Main.

Die Empfänger dieses Norm-Entwurfs werden gebeten, mit ihren Kommentaren jegliche relevante Patentrechte, die sie kennen, mitzuteilen und unterstützende Dokumentationen zur Verfügung zu stellen.

Gesamtumfang 129 Seiten

DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE

Beginn der Gültigkeit

Diese Norm gilt ab ...

Nationales Vorwort

Die Deutsche Fassung des europäischen Dokuments prEN 50522:2008 „Erdung von Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1 kV“ (Entwurf in der Umfrage) ist unverändert in diesen Norm-Entwurf übernommen worden.

Da die Deutsche Fassung noch nicht endgültig mit der Englischen und Französischen Fassung abgeglichen ist, ist die englische Originalfassung der Draft prEN 50522 entsprechend der diesbezüglich durch CENELEC erteilten Erlaubnis beigefügt. Die Nutzungsbedingungen für den deutschen Text des Norm-Entwurfes gelten gleichermaßen auch für den englischen CENELEC-Text.

Das europäische Dokument prEN 50522:2008 „Erdung von Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1 kV“ wurde vom TC 99X „Starkstromanlagen über 1 kV AC (1,5 kV DC)“ des Europäischen Komitees für Elektrotechnische Normung (CENELEC) erarbeitet und von CENELEC den Nationalen Komitees zur Stellungnahme vorgelegt.

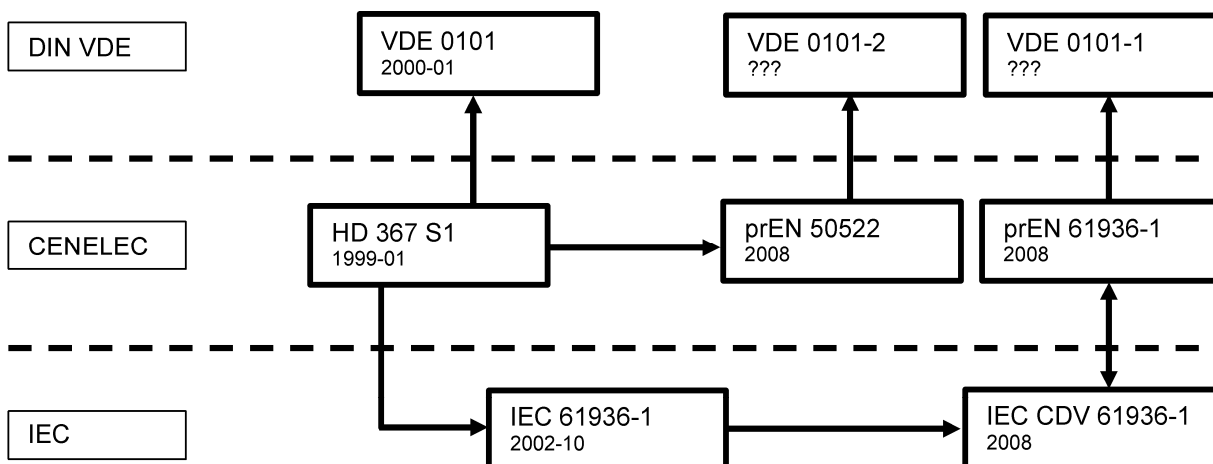
Dokumente, die bei CENELEC als Europäische Norm angenommen und ratifiziert werden, sind unverändert als Deutsche Normen zu übernehmen.

Da der Abstimmungszeitraum für einen späteren „Schluss-Entwurf“ prEN nur 2 Monate beträgt und zum „Schluss-Entwurf“ prEN keine sachlichen Stellungnahmen mehr abgegeben werden können, sondern nur noch eine „JA/NEIN“-Entscheidung möglich ist, wobei eine „NEIN“-Entscheidung fundiert begründet werden muss, wird bereits der „Entwurf“ prEN als Deutscher Norm-Entwurf veröffentlicht, um die Stellungnahmen aus der Öffentlichkeit noch vor der formellen Abstimmung berücksichtigen zu können.

Für diesen Norm-Entwurf ist das nationale Arbeitsgremium K 222 „Errichten von Starkstromanlagen über 1 kV und deren Erdung“ der DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE (www.dke.de) zuständig.

Die künftige EN 50522 wird zusammen mit der künftigen EN 61936-1 das derzeitige CENELEC-Harmonisierungsdokument HD 637 S1:1999 ersetzen. Da in der EN 61936-1 die normativen Regelungen zur Errichtung von Erdungsanlagen deutlich weniger Umfang und damit eine geringere Detaillierung als im HD 637 S1 haben werden, wurde durch CENELEC beschlossen, dass zeitgleich die neue Europäische Norm EN 50522 erstellt wird, die in Ergänzung zur EN 61936-1 den derzeitigen Regelungsbestand des HD 637 S1 für Erdungsanlagen abdeckt. Der Entwurf der Norm prEN 61936-1:2008 „Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1 kV – Teil 1: Allgemeine Bestimmungen“ wird von DKE zeitgleich veröffentlicht.

Das nachstehende Diagramm soll die Zusammenhänge der unterschiedlichen Normungsvorhaben verdeutlichen.



Der Normtext enthält sowohl Textteile, die aus der künftigen EN 61936-1 übernommen wurden (kenntlich durch kursiven Text) als auch Textteile, die identisch mit Festlegungen aus dem bestehenden HD 637 S1:1999 sind.

Änderungen

Gegenüber den normativen Regelungen für Erdungsanlagen aus der DIN VDE 0101 (VDE 0101):2000-01 wurden folgende wesentliche Änderungen vorgenommen:

- a) Die Struktur der Tabelle 1 (Maßgebende Ströme für die Bemessung von Erdungsanlagen) wurde geändert. Dabei sind die zu berücksichtigten Ströme nach der Fehlerdauer unterteilt.
- b) Neu eingefügt wurden Regelungen für Maßnahmen zur Vermeidung von Potentialverschleppung (Kapitel 6).
- c) Die Tabelle 2 (Mindestanforderungen für den Zusammenschluss von Niederspannungs- und Hochspannungs-Erdungsanlagen basierend auf der Erdungsspannung (EPR) hat eine neue Struktur.
- d) Ausführliche Erläuterungen zum Globalen Erdungssystem sind im informativen Anhang O enthalten.
- e) Die Berührungsspannungskurve (Bild 5.1) wurde der neuen IEC/TS 60479-1:2005-07 angepasst. Das entsprechende Berechnungsverfahren ist erläutert (Anhang A).

Nationaler Anhang NA (informativ)

Zusammenhang mit Europäischen und Internationalen Normen

Für den Fall einer undatierten Verweisung im normativen Text (Verweisung auf eine Norm ohne Angabe des Ausgabedatums und ohne Hinweis auf eine Abschnittsnummer, eine Tabelle, ein Bild usw.) bezieht sich die Verweisung auf die jeweils neueste gültige Ausgabe der in Bezug genommenen Norm.

Für den Fall einer datierten Verweisung im normativen Text bezieht sich die Verweisung immer auf die in Bezug genommene Ausgabe der Norm.

Eine Information über den Zusammenhang der zitierten Normen mit den entsprechenden Deutschen Normen ist in Tabelle NA.1 wiedergegeben.

Tabelle NA.1

Europäische Norm	Internationale Norm	Deutsche Norm	Klassifikation im VDE-Vorschriftenwerk
EN 60529	IEC 60529	DIN EN 60529 (VDE 0470-1)	VDE 0470-1
Normen der Reihe EN 60909	Normen der Reihe IEC 60909	Normen der Reihe DIN EN 60909 (VDE 0102)	VDE 0102
HD 60364-1	IEC 60364-1	–	–
HD 60364-4-41	IEC 60364-4-41	DIN VDE 0100-410 (VDE 0100-410)	VDE 0100-410
–	IEC 60050-195:1998	*	–
–	IEC 60050-601:1985	*	–
–	IEC 60050-602:1983	*	–
–	IEC 60050-604:1987	*	–
–	IEC 60050-605:1983	*	–
–	IEC 60050-826:2004	*	–
–	IEC 60287-3-1	–	–
–	IEC/TS 60479-1:2005 + Corr.:2006	DIN IEC/TS 60479-1 (VDE V 0140-479-1):2007-05	VDE V 0140-479-1
–	IEC 60949:1988	–	–
–	IEC 61000-5-2	–	–

Nationaler Anhang NB (informativ)

Literaturhinweise

DIN EN 60529 (VDE 0470-1), *Schutzarten durch Gehäuse (IP-Code)*

Normen der Reihe

DIN EN 60909 (VDE 0102), *Kurzschlussströme in Drehstromnetzen*

DIN VDE 0100-410 (VDE 0100-410), *Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 4-41: Schutzmaßnahmen – Schutz gegen elektrischen Schlag*

DIN IEC/TS 60479-1 (VDE V 0140-479-1):2007-05, *Wirkungen des elektrischen Stromes auf Menschen und Nutztiere – Teil 1: Allgemeine Aspekte (IEC/TS 60479-1:2005 + Corrigendum:2006)*

* „Internationales Elektrotechnisches Wörterbuch – Deutsche Ausgabe“, im Rahmen der Datenbankanwendung DIN-TERM zu beziehen über Beuth Verlag.

Deutsche Fassung

Erdung von Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1 kV

Earthing of power installations exceeding 1 kV a.c.

Prises de terre des installations électriques en courant alternatif de puissance supérieure à 1 kV

Dieser Europäische Norm-Entwurf wird den CENELEC-Mitgliedern zur CENELEC-Umfrage vorgelegt.

CENELEC Termin: 2009-03-13

Er wurde von CLC/TC 99X erstellt.

Wenn aus diesem Norm-Entwurf eine Europäische Norm wird, sind die CENELEC-Mitglieder gehalten, die CEN/CENELEC-Geschäftsordnung zu erfüllen, in der die Bedingungen festgelegt sind, unter denen dieser Europäischen Norm ohne jede Änderung der Status einer nationalen Norm zu geben ist.

Dieser Europäische Norm-Entwurf wurde von CENELEC in drei offiziellen Fassungen (Deutsch, Englisch, Französisch) erstellt. Eine Fassung in einer anderen Sprache, die von einem CENELEC-Mitglied in eigener Verantwortung durch Übersetzung in seine Landessprache gemacht und dem Zentralsekretariat mitgeteilt worden ist, hat den gleichen Status wie die offiziellen Fassungen.

CENELEC-Mitglieder sind die nationalen elektrotechnischen Komitees von Belgien, Bulgarien, Dänemark, Deutschland, Estland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Irland, Island, Italien, Lettland, Litauen, Luxemburg, Malta, den Niederlanden, Norwegen, Österreich, Polen, Portugal, Rumänien, Schweden, der Schweiz, der Slowakei, Slowenien, Spanien, der Tschechischen Republik, Ungarn, dem Vereinigten Königreich und Zypern.

Warnvermerk: Dieses Schriftstück hat noch nicht den Status einer Europäischen Norm. Es wird zur Prüfung und Stellungnahme vorgelegt. Es kann sich noch ohne Ankündigung ändern und darf nicht als Europäische Norm in Bezug genommen werden.

CENELEC

Europäisches Komitee für Elektrotechnische Normung
European Committee for Electrotechnical Standardization
Comité Européen de Normalisation Electrotechnique

Zentralsekretariat: rue de Stassart 35, B-1050 Brüssel

— Entwurf —

E DIN EN 50522 (VDE 0101-2):2008-12
prEN 50522:2008

Vorwort

Dieser Entwurf einer Europäischen Norm wurde vom Technischen Komitee CENELEC TC 99X „Starkstromleitungen über 1 kV AC (1,5 kV DC)“ ausgearbeitet. Er wird der CENELEC Umfrage unterworfen.

Nachstehende Daten werden vorgeschlagen:

- spätestes Datum, zu dem das Vorhandensein der EN auf nationaler Ebene angekündigt werden muss (doa): 200?-??-??
- spätestes Datum, zu dem die EN auf nationaler Ebene durch Veröffentlichung einer identischen nationalen Norm oder durch Anerkennung übernommen werden muss (dop): 200?-??-??
- spätestes Datum, zu dem nationale Normen, die der EN entgegenstehen, zurückgezogen werden müssen (dow): 200?-??-??

Anmerkung von CLC/TC 99X:

Dieser Entwurf wird gleichzeitig mit der parallelen Abstimmung auf die zukünftige IEC 61936-1 (99/81/CDV) unterworfen.

Der kursive Text ist identisch mit IEC 61936-1 / MT4.

Inhalt

	Seite
Vorwort.....	2
1 Anwendungsbereich.....	6
2 Normative Verweisungen.....	7
3 Begriffe.....	8
3.1 Allgemeines.....	8
3.2 Anlagen.....	8
3.3 Schutzmaßnahmen gegen elektrischen Schlag.....	9
3.4 Erdung.....	9
4 Grundlegende Anforderungen.....	17
4.1 Allgemeine Anforderungen.....	17
4.2 Elektrische Anforderungen.....	18
4.3 Sicherheitskriterien.....	19
4.4 Funktionale Anforderungen.....	20
5 Auslegung von Erdungsanlagen.....	20
5.1 Allgemeines.....	20
5.2 Bemessung im Hinblick auf Korrosion und mechanische Beanspruchung.....	20
5.3 Bemessung im Hinblick auf thermische Beanspruchung.....	21
4 Bemessung im Hinblick auf Berührungs- und Schrittspannungen.....	23
6 Maßnahmen zur Vermeidung von Potentialverschleppung.....	26
6.1 Potentialverschleppung von Hochspannungsanlagen zu Niederspannungsanlagen.....	26
6.2 Potentialverschleppung zu Telekommunikationsanlagen und anderen Systemen.....	28
7 Errichtung von Erdungsanlagen.....	29
7.1 Ausführung von Erdern und Erdungsleitern.....	29
7.2 Blitz und transiente Beanspruchungen.....	29
7.3 Maßnahmen zur Erdung an Betriebsmitteln und Anlagen.....	30
8 Messungen und Dokumentation.....	30
9 Instandhaltbarkeit.....	30
9.1 Inspektion.....	30
9.2 Messungen.....	30
Anhang A (normativ) Berechnungsverfahren für die höchste zulässige Berührungsspannung.....	31
Anhang B (normativ) Berührungsspannung und Körperstrom.....	32
B.1 Zusammenhang zwischen Berührungsspannung und Körperstrom.....	32
B.2 Berücksichtigung zusätzlicher Widerstände.....	34
Anhang C (normativ) Werkstoffe und Mindestmaße für Erderwerkstoffe, die die mechanische Festigkeit und Korrosionsbeständigkeit sicherstellen.....	37
Anhang D (normativ) Bestimmung der Strombelastbarkeit von Erdungsleitern oder Erdern.....	38
Anhang E (normativ) Beschreibung der anerkannten festgelegten Maßnahmen M.....	42

— Entwurf —

E DIN EN 50522 (VDE 0101-2):2008-12
prEN 50522:2008

	Seite
Anhang F (normativ) Maßnahmen an Erdungsanlagen zur Reduzierung der Auswirkungen von Hochfrequenzstörungen	44
Anhang G (normativ) Spezielle Maßnahmen zur Erdung von Betriebsmitteln und Anlagen	45
G.1 Anlagenumzäunungen	45
G.2 Rohrleitungen	45
G.3 Anschlussgleise	45
G.4 Maststationen und/oder Mastschalter	45
G.5 Sekundärstromkreise von Messwandlern	46
Anhang H (normativ) Messung von Berührungsspannungen	47
Anhang I (informativ) Reduktionsfaktoren von Erdseilen bei Freileitungen und metallenen Schirmen bei Kabeln	48
I.1 Allgemeines	48
I.2 Typische Werte für Reduktionsfaktoren von Freileitungen und Kabeln (50 Hz)	48
Anhang J (informativ) Grundlagen für die Ausführung von Erdungsanlagen	50
J.1 Spezifischer Erdwiderstand	50
J.2 Ausbreitungswiderstand	50
Anhang K (informativ) Ausführung von Erdern und Erdungsleitern	54
K1 Ausführung von Erdern	54
K.2 Ausführung der Erdungsleiter	54
Anhang L (informativ) Messungen für und an Erdungsanlagen	56
L.1 Messung von spezifischen Erdwiderständen	56
L.2 Messung von Ausbreitungswiderständen und Erdungsimpedanzen	56
L.3 Bestimmung der Erdungsspannung	57
L.4 Eliminierung von Fremd- und Störspannungen bei Erdungsmessungen	58
Anhang M (normativ) Einzelheiten zur Bauüberwachung und Dokumentation von Erdungsanlagen	60
Anhang N (informativ) Die Verwendung von Bewehrungsstählen in Beton für Erdungszwecke	61
Anhang O (informativ) Globales Erdungssystem	62
Bilder	
Bild 1 – Beispiel für den Verlauf des Erdoberflächenpotentials und für die Spannungen bei stromdurchflossenem Erder	14
Bild 2 – Beispiel für Ströme, Spannungen und Widerstände bei einem Erdfehler in einer Umspannanlage mit niederohmiger Sternpunktterdung	15
Bild 3 – Die wesentlichen Komponenten der Erdfehlerströme in Hochspannungsnetzen	17
Bild 4 – Berührungsspannungskurve	25
Bild 5 – Auslegung von Erdungsanlagen, die nicht Teil eines Globalen Erdungssystems (C1 von 5.4.2) sind, im Hinblick auf zulässige Berührungsspannung U_{Tp} durch Überprüfung der Erdungsspannung U_E oder der Berührungsspannung U_T	26
Bild B.1 – Ersatzschaltbild des Berührungstromkreises	35
Bild B.2 – Beispiele für Kurven $U_{STp} = f(t_F)$ bei verschiedenen Zusatzwiderständen $R_a = R_{a1} + R_{a2}$	36

	Seite
Bild D.1 – Kurzschlussstromdichte G für Erdungsleiter und Erder in Abhängigkeit von der Fehlerstromdauer t_F	39
Bild D.2 – Dauerstrom I_D für Erdungsleiter	41
Bild J.1 – Ausbreitungswiderstand von Oberflächenerdern (aus Band, Rundmaterial oder Seil) bei gestreckter Verlegung oder als Ring in homogenem Erdreich.....	51
Bild J.2 – Ausbreitungswiderstand von senkrecht in homogenem Erdreich eingebrachten Tieferdern	52
Bild J.3 – Typische Werte für den Ausbreitungswiderstand eines Kabels mit Erderwirkung, abhängig von der Kabellänge und dem spezifischen Erdwiderstand	53
Bild L.1 – Beispiel für die Ermittlung der Erdungsimpedanz nach der Strom-Spannungs-Methode	59
 Tabellen	
Tabelle 1 – Maßgebende Ströme für die Bemessung von Erdungsanlagen.....	22
Tabelle 2 – Minimalanforderungen für den Zusammenschluss von Niederspannungs- und Hochspannungs-Erdungsanlagen basierend auf der Erdungsspannung (EPR).....	28
Tabelle B.1 – Höchster zulässiger Körperstrom I_B in Abhängigkeit von der Fehlerdauer t_F	32
Tabelle B.2 – Gesamtkörperimpedanz Z_B in Abhängigkeit von der Berührungsspannung U_T für einen Stromweg Hand – Hand oder Hand – Fuß.....	33
Tabelle B.3 – Berechnete Werte der zulässigen Berührungsspannung U_{TP} in Abhängigkeit von der Fehlerdauer t_F	33
Tabelle B.4 – Annahmen für die Rechnungen mit zusätzlichen Widerständen.....	34
Tabelle D.1 – Werkstoff-Konstanten.....	38
Tabelle D.2 – Faktoren zur Umrechnung des Dauerstromes von 300 °C Endtemperatur auf eine andere Endtemperatur.....	39
Tabelle E.1 – Bedingungen für die Anwendung der Ersatzmaßnahmen M, um die zulässigen Berührungsspannungen U_{TP} sicherzustellen (siehe Bild)	42
Tabelle J.1 – Spezifische Erdwiderstände für Frequenzen technischer Wechselströme (Bereich von Werten, die häufiger gemessen wurden)	50

1 Anwendungsbereich

Diese Europäische Norm enthält Anforderungen für die Projektierung und Errichtung von Erdungsanlagen für Starkstromanlagen in Netzen mit Nennwechselspannungen über 1 kV, um eine sichere und störungsfreie Funktion im bestimmungsgemäßen Betrieb sicherzustellen.

Im Sinne dieser Norm gilt als eine Starkstromanlage eine der folgenden:

- a) Schalt- und Umspannanlagen.
- b) Elektrische Anlagen auf Masten oder in Türmen, Schaltgeräte und/oder Transformatoren außerhalb abgeschlossener elektrischer Betriebsstätten.
- c) Eine (oder mehrere) Stromerzeugungsanlage(n) an einem räumlich begrenzten Ort.
Die Anlage enthält Generatoren und Transformatoren mit zugehörigen Schaltgeräten und elektrischen Hilfseinrichtungen. Verbindungen zwischen Stromerzeugungsanlagen an unterschiedlichen Orten sind ausgeschlossen.
- d) Das elektrische Netz einer Fabrik, Industrieanlage oder anderer industrieller, landwirtschaftlicher, gewerblicher oder öffentlicher Räumlichkeiten.

In Starkstromanlagen können unter anderem folgende Betriebsmittel vorkommen:

- Drehende elektrische Maschinen;
- Schaltgeräte;
- Transformatoren und Reaktoren;
- Stromrichter;
- Kabel;
- Verdrahtungen;
- Batterien;
- Kondensatoren;
- Erdungsanlagen;
- Gebäude und Umzäunungen, die zu einer abgeschlossenen elektrischen Betriebsstätte gehören;
- zugehörige Schutz-, Steuerungs- und Hilfssysteme;
- große Luftdrosselspulen.

ANMERKUNG Grundsätzlich haben Festlegungen von Betriebsmittelnormen Vorrang vor dieser Norm.

Diese Norm gilt nicht für die Projektierung und Errichtung von Erdungsanlagen für eine der folgenden:

- Freileitungen und Kabeln zwischen getrennten Anlagen;
- elektrische Bahnen (außer für Schaltanlagen zur Speisung von Bahnanlagen);
- Bergwerksausrüstungen und -anlagen;
- Leuchtröhrenanlagen;
- Anlagen auf Schiffen und off-shore-Plattformen;
- elektrostatischen Einrichtungen (z. B. Elektrofilter, Pulverbeschichtungsanlagen);
- Prüffeldern;
- medizinischen Einrichtungen, zum Beispiel medizinischen Röntgeneinrichtungen.

Diese Norm gilt nicht für die Anforderungen zur Durchführung von Arbeiten unter Spannung an elektrischen Anlagen.

2 Normative Verweisungen

Die folgenden zitierten Dokumente sind für die Anwendung dieses Dokuments erforderlich. Bei datierten Verweisungen gilt nur die in Bezug genommene Ausgabe. Bei undatierten Verweisungen gilt die letzte Ausgabe des in Bezug genommenen Dokuments (einschließlich aller Änderungen).

EN 60529, *Schutzarten durch Gehäuse (IP-Code) (IEC 60529)*

EN 60909, *Kurzschlussströme in Drehstromnetzen (IEC 60909)*

HD 60364-1, *Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 1: Allgemeine Grundsätze, Bestimmungen allgemeiner Merkmale, Begriffe (IEC 60364-1, mod.)*

HD 60364-4-41, *Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 4-41: Schutzmaßnahmen – Schutz gegen elektrischen Schlag (IEC 60364-4-41, mod.)*

IEC 60050-151:2001, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Part 151: Electrical and magnetic devices*

IEC 60050-195:1998, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Part 195: Earthing and protection against electric shock*

IEC 60050-601:1985, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Part 601: Generation, transmission and distribution of electricity – General*

IEC 60050-602:1983, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Part 602: Generation, transmission and distribution of electricity – Generation*

IEC 60050-604:1987, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Part 604: Generation, transmission and distribution of electricity – Operation*

IEC 60050-605:1983, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Part 605: Generation, transmission and distribution of electricity – Substations*

IEC 60050-826:2004, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Part 826: Electrical installations*

IEC 60287-3-1, *Electric cables – Calculation of the current rating – Part 3-1: Sections on operating conditions – Reference operating conditions and selection of cable type*

IEC/TS 60479-1: 2005, *Effects of current on human beings and livestock – Part 1: General aspects*

IEC 60949:1988, *Calculation of thermally permissible short-circuit currents, taking into account non-adiabatic heating effects*

IEC 61000-5-2, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 5: Installation and mitigation guidelines – Section 2: Earthing and cabling*

3 Begriffe

Für die Anwendung dieses Dokuments gelten die folgenden Begriffe.

3.1 Allgemeines

3.1.1

elektrische Betriebsmittel

alle Gegenstände, die zum Zwecke der Erzeugung, Umwandlung, Übertragung, Verteilung und Anwendung von elektrischer Energie benutzt werden, z. B. Maschinen, Transformatoren, Schaltgeräte, Messgeräte, Schutzeinrichtungen, Kabel und Leitungen, Stromverbrauchsgeräte

[IEV 826-07-01]

3.1.2

Bemessungswert

Wert einer Größe, der für Spezifikationszwecke verwendet wird und für bestimmte Betriebsbedingungen eines Bauelements, eines Geräts, einer Ausrüstung oder eines Systems gilt

[IEV 151-16-08]

3.1.3

Hochspannung

Wechselspannung größer 1 000 V

3.1.4

Niederspannung

Wechselspannung kleiner oder gleich 1 000 V

3.1.5

Betrieb

alle Arbeiten – sowohl elektrische, als auch nicht elektrische Arbeiten – die zur Funktion der Starkstromanlage notwendig sind. Diese Arbeiten beinhalten Schalten, Steuern, Überwachen und Instandhalten

3.2 Anlagen

3.2.1

abgeschlossene elektrische Betriebsstätte

Raum oder Ort für den Betrieb elektrischer Anlagen und Betriebsmittel, der unter Verschluss gehalten wird und eindeutig durch geeignete Warnschilder gekennzeichnet ist. Zutritt haben Elektrofachkräfte und elektrotechnisch unterwiesene Personen oder Laien, letztere jedoch nur in Begleitung von Elektrofachkräften oder elektrotechnisch unterwiesenen Personen. Der Zugang kann z. B. durch Öffnen einer Tür oder Entfernen einer Schutzabdeckung mit Hilfe eines Schlüssels oder eines Werkzeuges erfolgen

3.2.2

Stationen

Teil eines elektrischen Netzes, der an einem bestimmten Ort hauptsächlich die Enden der Übertragungs- oder Verteilungsleitungen, Schaltanlagen, Gebäude und möglicherweise Transformatoren umfasst. Eine Station enthält im Allgemeinen Einrichtungen für Zwecke der Netzsicherheit und -führung (z. B. Schutzrichtungen)

BEISPIELE: Übertragungsstation (eines Übertragungsnetzes), Verteilungsstation, 400-kV-Station, 20-kV-Station.

[IEV 605-01-01]

ANMERKUNG Die Station kann entsprechend der Art des Netzes näher gekennzeichnet werden.

3.2.3

Kraftwerk

zur Erzeugung elektrischer Energie bestimmte Anlage einschließlich der Einrichtungen aus dem Hoch- und Tiefbau, der Energieumwandlung sowie der dazugehörigen Hilfseinrichtungen

[IEV 602-01-01]

3.2.4

Anlage in offener Bauweise

Anlagen, deren Betriebsmittel keinen Schutz gegen direktes Berühren haben

3.2.5

Anlage in gekapselter Bauweise

Anlagen, deren Betriebsmittel einen Schutz gegen direktes Berühren haben

ANMERKUNG Schutzgrade der Umhüllung siehe EN 60529.

3.3 Schutzmaßnahmen gegen elektrischen Schlag

3.3.1

Schutz gegen direktes Berühren

Maßnahmen, die verhüten, dass Personen mit ihren Körperteilen oder Gegenständen in gefährliche Nähe von aktiven Teilen (Erreichen der Gefahrenzone) oder von solchen Teilen gelangen, die eine gefährliche Spannung führen können

3.3.2

Schutz bei indirektem Berühren

Schutz von Personen vor Gefahren, die im Fehlerfall beim Berühren zugänglicher leitfähiger Teile elektrischer Betriebsmittel oder fremder leitfähiger Teile entstehen können

3.3.3

Kapselung (Umhüllung)

Teil, das Betriebsmittel gegen bestimmte äußere Einflüsse schützt und Schutz gegen direktes Berühren in allen Richtungen bietet

[IEV 826-03-12]

3.4 Erdung

3.4.1

(örtliche) Erde

Teil der Erde, der sich im elektrischen Kontakt mit einem Erder befindet und dessen elektrisches Potential nicht notwendigerweise null ist

ANMERKUNG Das elektrische Potential von leitfähigem Erdreich wird an jedem Punkt vereinbarungsgemäß gleich null gesetzt.

[IEV 195-01-03]

3.4.2

Bezugserde (ferne Erde)

elektrisch leitfähig angesehener Teil der Erde, dessen elektrisches Potential vereinbarungsgemäß gleich null gesetzt wird und der außerhalb des Einflussbereichs von relevanten Erdungsanlagen liegt

ANMERKUNG Unter „Erde“ ist hier der Planet mit seiner gesamten Substanz zu verstehen.

[IEV 195-01-01, mod.]

E DIN EN 50522 (VDE 0101-2):2008-12
prEN 50522:2008

3.4.3

Erder

leitfähiges Teil, das im elektrischen Kontakt mit Erde steht und in ein bestimmtes leitfähiges Medium, zum Beispiel Beton, eingebettet sein kann

[IEV 195-02-01]

3.4.4

Erdungsleiter

Leiter, der einen Strompfad oder einen Teil des Strompfads zwischen einem gegebenen Punkt in einem Netz, in einer Anlage oder in einem Betriebsmittel und einem Erder herstellt

[IEV 195-02-03]

ANMERKUNG Wenn die Verbindung zwischen einem Anlagenteil und dem Erder über eine Trennlasche, einen Trennschalter, eine Zähl- oder Kontrollfunkenstrecke für Überspannungsableiter usw. vorgenommen wird, dann ist nur der Teil der Verbindung ein Erdungsleiter, der ständig an den Erder angeschlossen ist.

3.4.5

Potentialausgleichsleiter

Schutzleiter zum Sicherstellen des Potentialausgleiches

[IEV 826-04-10, mod.]

3.4.6

Erdungsanlage

Gesamtheit der zum einzelnen oder gemeinsamen Erden eines Betriebsmittels oder einer Anlage erforderlichen Verbindungen und Erder

[IEV 604-04-02]

3.4.7

Tiefenerder

in den Erdboden getriebener, aus einem Metallstab bestehender Erder

[IEV 604-04-09]

3.4.8

Konstruktionsteile mit Erderwirkung

metallenes Teil, das entweder direkt oder über Beton mit der Erde oder mit Wasser in leitendem Kontakt steht und dessen ursprünglicher Zweck nicht die Erdung ist, welches aber alle Anforderungen eines Erders erfüllt ohne Beeinträchtigung des ursprünglichen Zwecks

ANMERKUNG Beispiele für Konstruktionsteile mit Erderwirkung sind metallene Rohrleitungen, Spundwände, Betonpfehlbewehrungen, Stahlteile von Bauwerken usw.

3.4.9

spezifischer Erdwiderstand, ρ_S

spezifischer Widerstand einer charakteristischen Probe einer Bodenart

3.4.10

Ausbreitungswiderstand

R_E

Realteil der Erdungsimpedanz

3.4.11

Erdungsimpedanz

Z_E

Impedanz bei einer gegebenen Frequenz zwischen der Bezugserde und einem bestimmten Punkt in einem System oder einer Anlage oder einem Betriebsmittel

ANMERKUNG Die Erdungsimpedanz wird nicht nur von den unmittelbar angeschlossenen Erdern bestimmt, sondern auch durch angeschlossene Erdseile von Freileitungen sowie von Bodenseilen, durch angeschlossene Kabel mit Erderwirkung sowie durch andere Erdungsanlagen, die mit der betreffenden Erdungsanlage durch Kabelmäntel und -schirme, PEN-Leiter oder auf andere Weise leitend verbunden sind.

3.4.12

Erdungsspannung

EPR

Spannung zwischen einer Erdungsanlage und der Bezugserde

3.4.13

Potential

Spannung zwischen einem Betrachtungspunkt und der Bezugserde

3.4.14

Berührungsspannung

U_T

Spannung zwischen leitfähigen Teilen, wenn diese gleichzeitig berührt werden

ANMERKUNG Der Wert der Berührungsspannung kann durch die Impedanz des mit diesem leitfähigen Teil im elektrischen Kontakt stehenden Menschen erheblich beeinflusst werden.

[IEV 195-05-11, mod.]

3.4.15

Leerlauf-Berührungsspannung

Spannung zwischen gleichzeitig berührbaren leitfähigen Teilen, wenn solche leitfähigen Teile nicht berührt werden

[IEV 195-05-09, mod.]

3.4.16

Schrittspannung

U_S

Spannung zwischen zwei Punkten auf der Erdoberfläche, die 1 m voneinander entfernt sind, was als Schrittlänge eines Menschen angenommen wird

[IEV 195-05-12]

3.4.17

Potentialverschleppung

Verschleppung des Potentials einer Erdungsanlage durch einen mit dieser verbundenen Leiter (z. B. Kabelschirm, PEN-Leiter, Rohrleitung, Gleise) in Gebiete mit geringer oder keiner Potentialanhebung gegenüber der Bezugserde, so dass an diesem Leiter ein Potentialunterschied gegen die Umgebung abgreifbar ist (Bild 1)

ANMERKUNG: Das gilt auch für einen Leiter, der aus dem Bereich der Bezugserde kommt und in den Bereich des angehobenen Erdpotentials führt.

3.4.18

Beanspruchungsspannung

Spannung, die bei einem Erdfehler zwischen einem geerdetem Teil oder der Umhüllung von Betriebsmitteln oder Anlageteilen und jedem anderen seiner Teile auftritt und sich auf den Normalbetrieb oder die Sicherheit auswirken könnte

3.4.19

globales Erdungssystem

ein durch die Verbindung von örtlichen Erdungsanlagen hergestelltes Erdungssystem, das sicherstellt, dass durch den geringen gegenseitigen Abstand dieser Erdungsanlagen keine gefährlichen Berührungsspannungen auftreten. Solche Systeme bewirken eine Verteilung der Erdfehlerströme in der Weise, dass die Erdungsspannung der örtlichen Erdungsanlage reduziert wird. Solch ein System bildet eine Quasiäquipotentialfläche

ANMERKUNG: Das Bestehen eines globalen Erdungssystems kann durch Muster-Messungen oder Berechnungen für typische Anordnungen nachgewiesen werden. Typische für globale Erdungssysteme sind Stadtzentren, städtische oder industrielle Bereiche mit verteilten Nieder- und Hochspannungserdungen (siehe Anhang O).

3.4.20

mehrfach geerdeter Hochspannungs-Neutralleiter

Neutralleiter einer Verteilungsleitung, der mit der Erdungsanlage des speisenden Transformators verbunden und mehrfach geerdet ist

3.4.21

Körper (eines elektrischen Betriebsmittels)

berührbares, leitfähiges Teil eines Betriebsmittels, das normalerweise nicht unter Spannung steht, das jedoch unter Spannung stehen kann, wenn die Isolierung fehlerhaft wird

[IEV 826-03-02, mod.]

3.4.22

fremdes leitfähiges Teil

leitfähiges Teil, das nicht zur elektrischen Anlage gehört, das jedoch ein elektrisches Potential, einschließlich des Potentials der örtlichen Erde, einführen kann

[IEV 826-03-03, mod.]

3.4.23

PEN-Leiter

geerdeter Leiter, der zugleich die Funktionen des Schutzleiters und des Neutralleiters erfüllt

IEV 826-04-06, mod.]

3.4.24

Erdfehler

Fehler, der dadurch verursacht wird, dass ein Leiter mit Erde verbunden wird oder dass der Isolationswiderstand zur Erde kleiner wird gegenüber dem spezifizierten Wert

[IEV 151-03-40:1978]

ANMERKUNG Erdfehler, an denen zwei oder mehrere Außenleiter desselben Netzes an unterschiedlichen Stellen beteiligt sind, werden als Doppel- oder Mehrfacherdschluss bezeichnet.

3.4.25

Netz mit isoliertem Sternpunkt

Netz, in dem die Sternpunkte von Transformatoren und Generatoren nicht absichtlich mit Erde verbunden sind, ausgenommen Verbindungen hoher Impedanz für Signal-, Mess- oder Schutzzwecke

[IEV 601-02-24, mod.]

3.4.26

Netz mit Erdschlusskompensation

Netz, in dem mindestens ein Sternpunkt eines Transformators oder Sternpunktbildners über eine Erdschlusslöschspule geerdet ist, wobei die resultierende Induktivität aller Erdschlusslöschspulen im Wesentlichen auf die Erdkapazität des Netzes für die Betriebsfrequenz abgestimmt ist

ANMERKUNG Im Fall von nicht selbstverlöschenden Erdschlüssen sind zwei verschiedene Verfahren gebräuchlich:

- Sofortige automatische Unterbrechung;
- Unterbrechungsfreier Betrieb während der Fehlersuche.

Zur Erleichterung der Fehlersuche und des Betriebs gibt es verschiedene unterstützende Verfahren:

- Kurzzeit-Erdung zur Fehlererfassung;
- Kurzzeit-Erdung zur Abschaltung;
- Phasenerdung.

3.4.27

Netz mit niederohmiger Sternpunkterdung

Netz, in dem mindestens ein Sternpunkt eines Transformators, Sternpunktbildners oder Generators direkt oder über eine Impedanz geerdet ist, die so ausgelegt ist, dass ein Erdfehler an irgendeiner Stelle wegen der Höhe des Fehlerstromes zuverlässig zu einer automatischen Abschaltung führt

[IEV 601-02-25, 601-02-26]

3.4.28

Erdfehlerstrom

I_F

Strom, der vom Betriebsstromkreis zur Erde oder zu geerdeten Teilen an der Fehlerstelle (Ort des Erdfehlers) fließt (Bild 2 und Bild 3)

Das ist bei einpoligen Erdfehlern

- in Netzen mit isoliertem Sternpunkt der kapazitive Erdschlussstrom
- in Netzen mit hochohmiger Sternpunkterdung der ohmsche-kapazitive Erdschlussstrom
- in Netzen mit Erdschlusskompensation der Erdschlussreststrom
- in Netzen mit niederohmiger Sternpunkterdung der Anfangskurzschlusswechselstrom

3.4.29

Erdungsstrom

I_E

Strom, der über die Erdungsimpedanz in die Erde fließt (siehe Bild 2)

ANMERKUNG Der Erdungsstrom ist der Teil des Erdfehlerstromes I_F , durch den die Potentialanhebung der Erdungsanlage verursacht wird. Zur Bestimmung von I_F siehe auch Anhang L.

3.4.30

Reduktionsfaktor

r

das Verhältnis des Erdungsstromes zur Summe der Nullströme in den Leitern des Betriebsstromkreises einer Drehstromleitung ($r = I_E/3 I_0$), bei entsprechender Entfernung vom Ort des Kurzschlusses und von der Erdungsanlage der Station

3.4.31

Sternpunkt-Ausgleichsstrom

Fehlerstromanteil, der über elektrisch leitfähige Teile oder die Erdungsanlage zum Transformatorsternpunkt zurückfließt, ohne sich in den Erdboden abzuleiten

3.4.32

Oberflächenerder

Erder, der in geringer Tiefe im Allgemeinen bis etwa 1 m verlegt ist. Er kann z. B. aus Band, Rundmaterial oder Seil bestehen und als Strahlen-, Ring- oder Maschenerder oder als eine Kombination dieser Arten ausgeführt sein

3.4.33

Kabel mit Erderwirkung

Kabel, deren Mäntel, Schirme oder Bewehrungen die gleiche Wirkung haben wie Bänderer

3.4.34

Fundamenterder

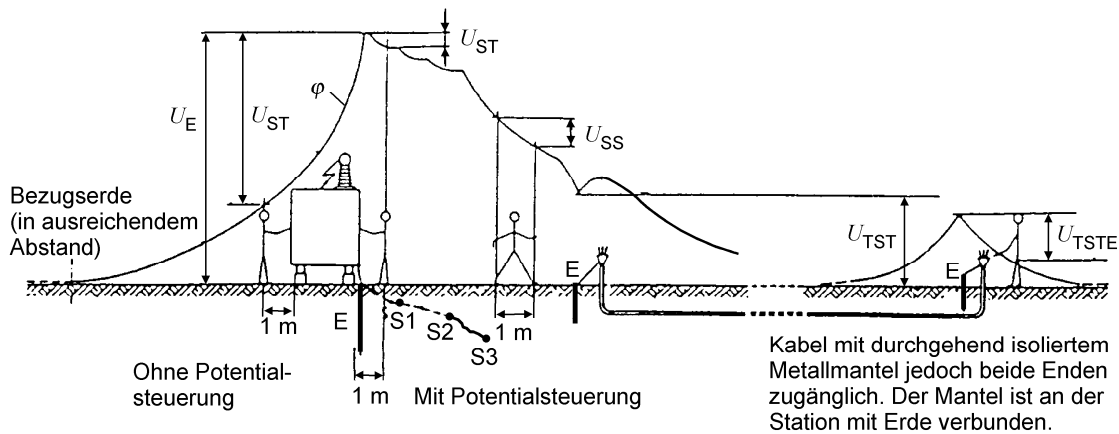
Teil eines Bauwerkes mit leitenden Eigenschaften, das in Beton eingebettet ist, welcher mit Erde großflächig in leitendem Kontakt steht

[IEV 826-13-08, mod.]

3.4.35

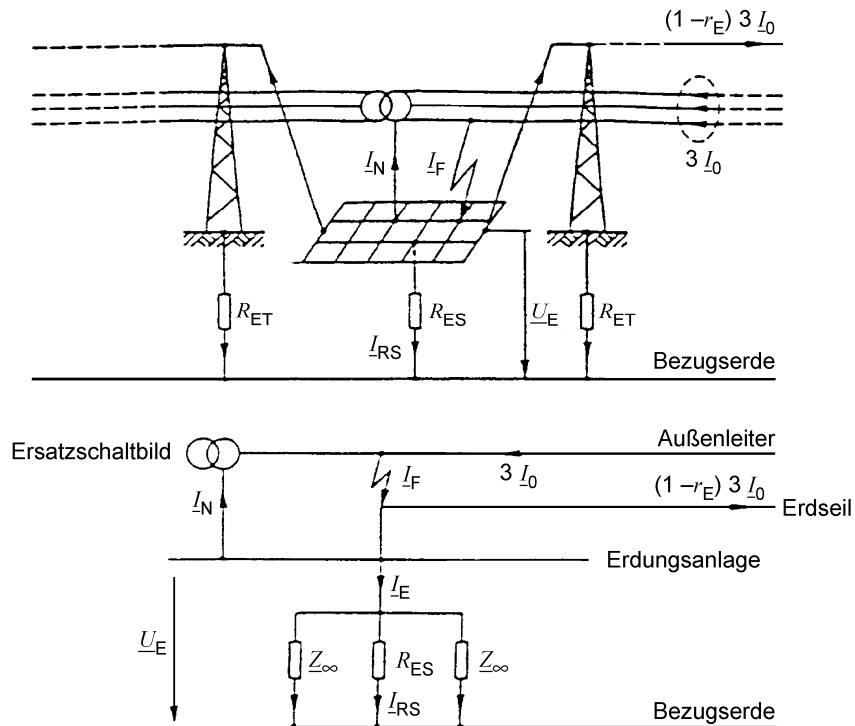
Potentialsteuerungserder

Leiter, der durch Form und Anordnung mehr zur Potentialsteuerung als zum Erreichen eines bestimmten Widerstands zur Erde verwendet wird



- E Erder
- S1, S2, S3 Potentialsteuerer (z. B. Ringerder), die mit dem Erder E verbunden sind
- U_E Erdungsspannung (EPR)
- U_{SS} Leerlauf-Schrittspannung
- U_{ST} Leerlauf-Berührungsspannung
- U_{TST} Verschleppte Leerlauf-Berührungsspannung, wenn der Mantel am entfernten Ende nicht geerdet ist
- U_{TSTE} Verschleppte Leerlauf-Berührungsspannung, wenn der Mantel am entfernten Ende ebenfalls geerdet ist
- φ Erdoberflächenpotential

Bild 1 – Beispiel für den Verlauf des Erdoberflächenpotentials und für die Spannungen bei stromdurchflossenem Erder



$$I_F = 3 I_0 + I_N$$

$$I_E = r_E \times (I_F - I_N)$$

$$U_E = I_E \times Z_E$$

$$Z_E = \frac{1}{\frac{1}{R_{ES}} + n \frac{1}{Z_{\infty}}}$$

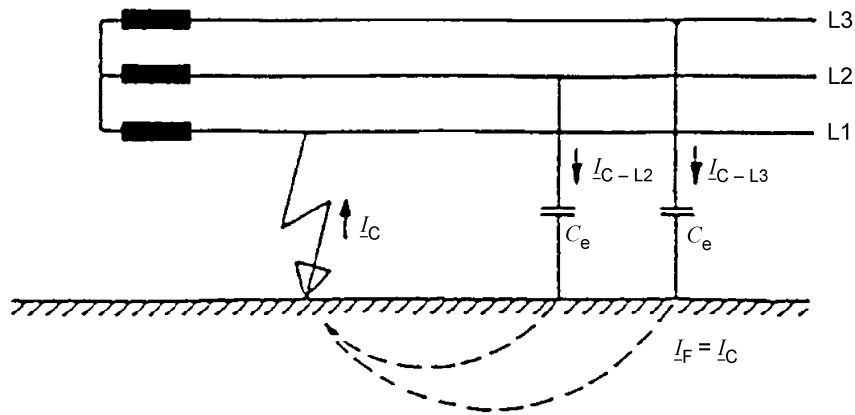
Für gleiche Kettenleiter-Impedanzen
der angeschlossenen Freileitungen

- $3 I_0$ Dreifacher Nullstrom der Leitung
- I_N Über die Sternpunktterdung des Transformators fließender Strom
- I_F Erdfehlerstrom
- I_E Erdungsstrom (kann nicht direkt gemessen werden)
- I_{RS} Über den Ausbreitungswiderstand des Maschenerders fließender Strom
- r_E Reduktionsfaktor der Freileitung
- R_{ES} Ausbreitungswiderstand des Maschenerders
- R_{ET} Ausbreitungswiderstand des Mastes
- Z_{∞} Kettenleiterimpedanz (Erdseil/Mastfuß) der Freileitungen, als unendlich angenommen
- Z_E Erdungsimpedanz
- U_E Erdungsspannung
- n Anzahl der aus der Anlage führenden Freileitungen (hier: $n = 2$)

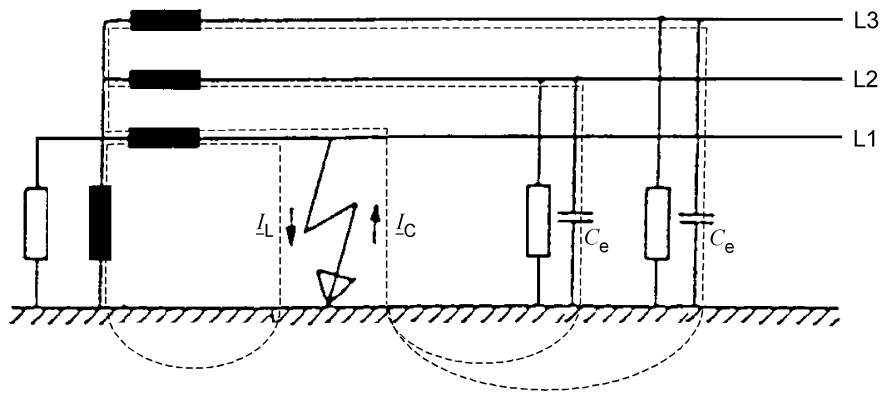
Bild 2 – Beispiel für Ströme, Spannungen und Widerstände bei einem Erdfehler in einer Umspannanlage mit niederohmiger Sternpunktterdung

— Entwurf —

E DIN EN 50522 (VDE 0101-2):2008-12
prEN 50522:2008

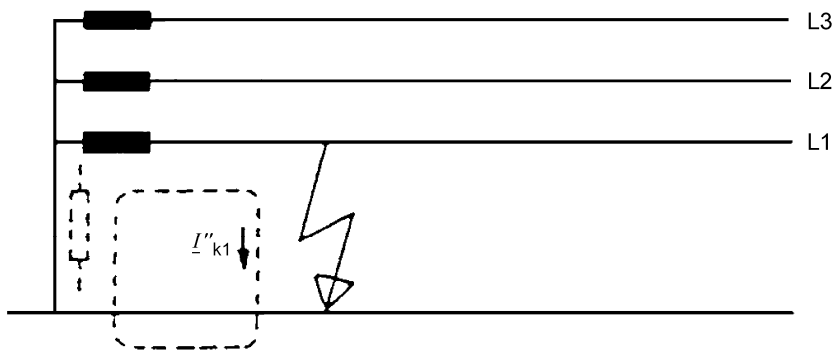


a) Erdfehlerstrom in einem Netz mit isoliertem Sternpunkt



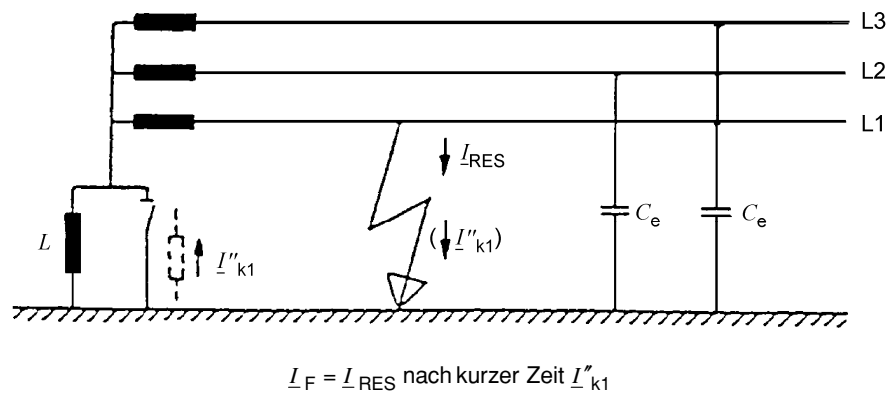
$$I_F = I_{RES} = (I_C - I_L) + I_R + I_H$$

b) Erdfehlerstrom in einem Netz mit Erdschlusskompensation

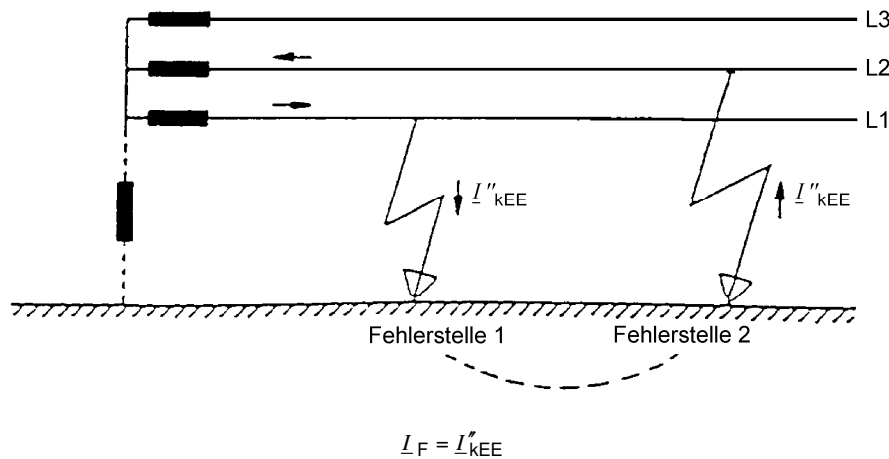


$$I_F = I''_{k1}$$

c) Erdfehlerstrom in einem Netz mit niederohmiger Sternpunktterdung



d) **Erdfehlerstrom in einem Netz mit Erdschlusskompensation und vorübergehender niederohmiger Sternpunktterdung**



e) **Doppelerdschlussstrom in einem Netz mit isoliertem Sternpunkt oder Erdschlusskompensation**

- I_F Erdfehlerstrom
- I_C Kapazitiver Erdungsstrom
- I_L Summe der Ströme paralleler Erdschlusslöschspulen
- I_R Ableitstrom
- I_H Oberschwingungsstrom
- I_{RES} Erdschlussreststrom
- I''_{k1} Anfangskurzschlusswechselstrom für einpoligen Erdkurzschluss
- I''_{kEE} Doppelerdschlussstrom

Bild 3 – Die wesentlichen Komponenten der Erdfehlerströme in Hochspannungsnetzen

4 Grundlegende Anforderungen

4.1 Allgemeine Anforderungen

Diese Norm enthält die Anforderungen an Planung, Errichtung, Prüfung und Instandhaltung von Erdungsanlagen, damit diese unter allen Bedingungen wirksam sind und die Sicherheit von Personen an jedem Ort, zu dem sie berechtigten Zutritt haben, gewährleistet ist. Der Abschnitt enthält auch die Anforderungen mit

denen die Funktionsfähigkeit von Betriebsmitteln, die an die Erdungsanlage angeschlossen sind oder sich in der Nähe befinden, aufrechterhalten wird.

Anlagen und Betriebsmittel müssen den am Einsatzort zu erwartenden elektrischen, mechanischen, klimatischen und Umwelteinflüssen standhalten.

Die Gestaltung sollte berücksichtigen:

- Der Zweck der Anlage;
- die Anforderungen des Betreibers, wie z. B. Spannungsqualität, Zuverlässigkeit, Verfügbarkeit und Fähigkeit des elektrischen Netzes, den Einflüssen von vorübergehenden Beanspruchungen standzuhalten, wie Anlauf von großen Motoren, kurze Leistungsausfälle und Wiederherstellung der Versorgung;
- die Sicherheit für Betriebspersonal und die Öffentlichkeit;
- die Möglichkeit für Erweiterungen (wenn gefordert) und für Instandhaltung.

4.2 Elektrische Anforderungen

4.2.1 Arten der Sternpunktterdung

Die Art der Sternpunktterdung hat starken Einfluss auf die Größe und Dauer des Fehlerstroms. Weiterhin ist die Art der Sternpunktterdung eines Netzes wichtig für:

- Wahl des Isolationspegels,
- Kennwerte von überspannungsbegrenzenden Einrichtungen, wie Funkenstrecken oder Überspannungsableitern,
- Auswahl von Schutzrelais.

Beispiele für Sternpunktterdungen sind:

- Netz mit isoliertem Sternpunkt
- Netz mit Erdschlusskompensation
- Netz mit hochohmiger Sternpunktterdung
- Netz mit niederohmiger Sternpunktterdung

Die Wahl der Sternpunktterdung berücksichtigt normalerweise folgende Kriterien:

- Örtliche Vorschriften (falls vorhanden)
- Geforderte Versorgungssicherheit des Netzes
- Begrenzung der Schäden an Betriebsmitteln durch Erdschlüsse
- Selektive Abschaltung fehlerhafter Netzteile
- Feststellung der Fehlerstelle
- Berührungs- und Schrittspannungen
- Induktiver Scheinwiderstand
- Betriebs- und Instandhaltungsgesichtspunkte

In einem galvanisch verbundenen Netz gibt es nur eine Art der Sternpunktterdung. Galvanisch nicht verbundene Netze können unterschiedliche Arten der Sternpunktterdung haben. Wenn unterschiedliche Sternpunktterdungen während des Normalbetriebs oder bei anormalen Betriebsbedingungen vorkommen können, sollten die Geräte und die Schutzeinrichtungen für diese Betriebsbedingungen ausgelegt sein.

4.2.2 Kurzschlussstrom

4.2.2.1 Anlagen müssen so ausgelegt, konstruiert und errichtet werden, dass sie den mechanischen und thermischen Auswirkungen eines Kurzschlussstromes sicher standhalten.

4.2.2.2 Ziel ist es, für jeden maßgebenden Gesichtspunkt der funktionellen Anforderungen den ungünstigsten Fehlerfall zu bestimmen, da dieser unterschiedlich sein kann. Die nachfolgenden Fehlerarten sind für jede Spannungsebene, die in der Anlage vorkommt, zu überprüfen.

- a) Drei Leiter gegen Erde
- b) Zwei Leiter gegen Erde
- c) Ein Leiter gegen Erde
- d) Leiter gegen Leiter über Erde (Doppelerdschluss)

Es sind Fehler innerhalb und außerhalb der Anlage zu betrachten, um den ungünstigsten Fehlerort zu bestimmen.

Gleichzeitige Fehler in galvanisch getrennten Netzen müssen nicht berücksichtigt werden.

Für Anlagen müssen selbsttätige Einrichtungen zum Abschalten von dreipoligen und zweipoligen Kurzschlüssen vorgesehen werden.

Für Anlagen müssen entweder Einrichtungen zum selbsttätigen Abschalten von gefährlichen Erdschlüssen oder zum Anzeigen des Erdschlusszustandes vorgesehen werden. Die Auswahl der Einrichtungen ist hauptsächlich von der Art der Sternpunktterdung abhängig.

4.2.2.3 Der genormte Wert für die Bemessungs-Kurzschlussdauer beträgt 1 s.

ANMERKUNG 1 Wenn ein von 1 s abweichender Wert zweckmäßig ist, werden Werte von 0,5 s, 2,0 s und 3,0 s empfohlen.

ANMERKUNG 2 Die Bemessungsdauer muss die Zeit der Kurzschlussabschaltung berücksichtigen.

4.3 Sicherheitskriterien

Für Personen besteht die Gefahr, dass ein Strom durch die Herzregion fließt, der groß genug ist, um Herzkammerflimmern hervorzurufen. Die Grenzwerte für betriebsfrequente Vorgänge sind von IEC/TS 60479-1:2005 abgeleitet. Diese Grenzwerte für Körperströme sind unter Berücksichtigung der nachstehenden Faktoren in Spannungsgrenzwerte umgewandelt worden, um mit den berechneten Schritt- und Berührungsspannungen verglichen werden können:

- Anteil des Stromes der durch die Herzregion fließt;
- Körperimpedanz entlang des Strompfades;
- Übergangswiderstand an den Berührungspunkten des Körpers, z. B. Metallkörper zu Hand (einschließlich Handschuhe), Bezugs Erde zu Fuß (einschließlich Schuhe oder Kies);
- Fehlerdauer.

Für die Anlagenplanung ist die Kurve in Bild 4 gemäß dem im Anhang A festgelegten Verfahren berechnet.

ANMERKUNG Die Kurve ist auf Daten aus IEC/TS 60479-1:2005 bezogen.

- Körperimpedanz aus IEC/TS 60479-1:2005, Tabelle 1 (nicht übertroffen bei 50 % der Bevölkerung);
- zulässiger Körperstrom entsprechend der Kurve C2 aus IEC/TS 60479-1:2005, Bild 20 and Tabelle 11 (Wahrscheinlichkeit von Herzkammerflimmern kleiner als 5 %);
- Herzstromfaktor aus IEC/TS 60479-1:2005, Tabelle 12.

Die Kurve in Bild 4, welche die zulässige Berührungsspannung darstellt, sollte verwendet werden.

In der Regel werden die Anforderungen zur Schrittspannung erfüllt, wenn die Anforderungen zur Berührungsspannung eingehalten werden, da die zulässigen Schrittspannungswerte, wegen der unterschiedlichen Strompfade durch den Körper, sehr viel größer als die Berührungsspannungswerte sind.

Für Anlagen, bei denen die Hochspannungsbetriebsmittel nicht in einer abgeschlossenen elektrischen Betriebsstätte angeordnet sind, z. B. in industrieller Umgebung, sollte ein globales Erdungssystem verwendet werden, um zu verhindern, dass die Berührungsspannung die Grenzwerte aus HD 60364-4-41 überschreitet.

4.4 Funktionale Anforderungen

Die Erdungsanlage, ihre Komponenten und Potentialausgleichsleiter müssen in der Lage sein den Fehlerstrom zu führen und gegen Erde abzuleiten, ohne ihre thermischen oder mechanischen Grenzen zu überschreiten, die auf die Ausschaltzeiten des Reserveschutzes bezogen sind.

Die Erdungsanlage muss ihre Funktionfähigkeit für die vorgesehene Lebensdauer der Anlage behalten, gegebenenfalls sind Zuschläge für Korrosion und mechanische Belastung erforderlich.

Die Erdungsanlage muss so wirken, dass Beschädigungen von Betriebsmitteln vermieden werden. Solche Beschädigungen können hervorgerufen werden, durch besonders hohe Potentialanhebungen, Potentialdifferenzen innerhalb der Erdungsanlage und besonders hohe Ströme in Nebenwegen, die nicht dafür vorgesehen sind Fehlerstromanteile zu führen.

Die Erdungsanlage muss, in Verbindung mit geeigneten Maßnahmen, die Schritt- und Berührungsspannungen sowie Potentialverschleppungen auf die zulässigen Spannungen begrenzen, die auf die Ausschaltzeiten der Schutzeinrichtungen und der Schaltgeräte bezogen sind.

ANMERKUNG Die Anforderungen zur Einhaltung der zulässigen Schritt- und Berührungsspannungen gelten nicht für vorübergehende Erdungen (tragbare Erdungsvorrichtungen) an Arbeitsstellen.

Die Leistungsfähigkeit der Erdungsanlage muss mitwirken, die elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) zwischen elektrischen und elektronischen Geräten der Hochspannungsanlage in Übereinstimmung mit IEC 61000-5-2 sicherzustellen.

5 Auslegung von Erdungsanlagen

5.1 Allgemeines

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

- Höhe des Fehlerstromes¹⁾,
- Fehlerdauer¹⁾,
- Beschaffenheit der Erde.

5.2 Bemessung im Hinblick auf Korrosion und mechanische Beanspruchung

5.3.1 Erder

Da Erder mit Erde in engem Kontakt stehen, müssen sie aus Werkstoffen bestehen, die korrosionsbeständig sind (chemische oder biologische Einwirkungen, Oxidation, Bildung eines elektrolytischen Korrosions-elementes, Elektrolyse usw.). Sie müssen die mechanischen Beanspruchungen, die während der Montage sowie während des bestimmungsgemäßen Betriebes auftreten, aushalten. In Betonfundamente eingebetteter Stahl und Stahlpfähle oder andere natürliche Erder dürfen als Teil der Erdungsanlage verwendet werden. Die mechanische Festigkeit und Korrosionsbeständigkeit bestimmen die Mindestabmessungen für Erder, wie sie im Anhang C angegeben sind. Wenn ein anderer Werkstoff verwendet wird, z. B. rostfreier Stahl, muss dieser Werkstoff den funktionalen Anforderungen entsprechen.

¹⁾ Diese Parameter sind insbesondere abhängig von der Art der Sternpunktbehandlung des Hochspannungsnetzes.

5.2.2 Erdungsleiter

Aus Gründen der mechanischen Festigkeit und Korrosionsbeständigkeit sind folgende Mindestquerschnitte festgelegt:

- Kupfer: 16 mm² (Ausnahme siehe Abschnitt G.5)
- Aluminium: 35 mm²
- Stahl: 50 mm²

5.2.3 Potentialausgleichsleiter

Es wird empfohlen, die Bemessung von Potentialausgleichsleitern entsprechend 5.2.2 vorzunehmen.

ANMERKUNG Erdungs- und Potentialausgleichsleiter aus Stahl erfordern einen passenden und geeigneten Korrosionsschutz.

5.3 Bemessung im Hinblick auf thermische Beanspruchung

5.3.1 Allgemeines

Die für Erdungsleiter und Erder zu berücksichtigenden Ströme sind in Tabelle 1 festgelegt.

ANMERKUNG 1 In manchen Fällen müssen die im störungsfreien Betrieb auftretenden Nullströme für die Bemessung der betreffenden Erdungsanlage berücksichtigt werden.

ANMERKUNG 2 Für Projektierungszwecke sollte bei den zur Berechnung des Leiterquerschnitts verwendeten Strömen die Möglichkeit eines späteren Anstiegs dieser Ströme in Betracht gezogen werden.

In der Erdungsanlage teilt sich der Fehlerstrom häufig auf; es ist deshalb zulässig, jeden Erder nur für einen Teil des Fehlerstroms zu bemessen.

Die Endtemperaturen, die bei der Auslegung zu berücksichtigen sind und die im Anhang D angesprochen werden, sind so zu wählen, dass eine Minderung der Werkstofffestigkeit sowie die Beschädigung von Materialien in der Umgebung, z. B. Beton oder Isolierstoffe, verhindert wird. In dieser Norm wird keine zulässige Erwärmung für das Erdreich um die Erder angegeben, da die Erfahrung zeigt, dass diese Erwärmung im Allgemeinen unwesentlich ist.

5.3.2 Strombelastbarkeit

Die Berechnung des Querschnittes von Erdungsleitern oder Erdern in Abhängigkeit von der Höhe und Dauer des Fehlerstromes ist im Anhang D (normativ) beschrieben. Dort wird zwischen Fehlerdauern bis einschließlich 5 s (adiabatischer Temperaturanstieg) und größer 5 s unterschieden. Die Endtemperatur ist in Abhängigkeit vom Material und den Umgebungsbedingungen zu wählen. Unabhängig davon müssen die Mindestquerschnitte nach 5.2.2 beachtet werden.

ANMERKUNG Die Strombelastbarkeit der verwendeten Verbindungen (insbesondere geschraubte Verbindungen) ist zu berücksichtigen.

Tabelle 1 – Maßgebende Ströme für die Bemessung von Erdungsanlagen

Art des Hochspannungsnetzes		Maßgebend für die thermische Belastung ^{a, e}		Maßgebend für Erdungs- und Berührungsspannungen	
		Erder	Erdungsleiter		
Netze mit isoliertem Sternpunkt					
	Abschaltung innerhalb von 5 s	I_C	I_C	$I_E = r \cdot I_C$	
	Betrieb mit Erdkurzschluss	I''_{KEE}	I''_{KEE}	$I_E = r \cdot I''_{KEE}$	
Netze mit Erdschlusskompensation					
	Abschaltung innerhalb von 5 s	In Anlagen ohne Erdschlussspule ^f	I_{RES}	I_{RES}	$I_E = r \cdot I_{RES}$
		In Anlagen mit Erdschlussspule	I_{RES}	I_{RES}^c	$I_E = r \cdot \sqrt{I_L^2 + I_{RES}^2}$ ^h
	Betrieb mit Erdkurzschluss, einschließlich vorübergehender Erdung zur Fehlersuche	I''_{KEE}	I''_{KEE}	$I_E = r \cdot I''_{KEE}$ ^b	
Netze mit niederohmiger Sternpunktterdung, einschließlich vorübergehender Erdung zur Abschaltung ^g		I''_{k1} ^c	I''_{k1}	I_E^e	
	Anlagen, ohne Sternpunktterdung	I''_{k1}	I''_{k1}	$I_E = r \cdot I''_{k1}$	
	Anlage mit Sternpunktterdung	I''_{k1}	I''_{k1}	$I_E = r \cdot (I''_{k1} - I''_N)$ ^d	
<p>^a Sind mehrere Stromflusswege möglich, darf die sich ergebende Stromverteilung für die Auslegung des Erdernetzes berücksichtigt werden.</p> <p>^b Wenn statistische Nachweise zeigen, dass ein Doppelerdschluss unwahrscheinlich ist und umgehend abgeschaltet wird, kann der Erdschlussreststrom verwendet werden.</p> <p>^c Erdungsleiter an Erdschlussspulen sind nach deren Bemessungsstrom der Spulen auszulegen.</p> <p>^d Es ist zu prüfen, ob außenliegende Fehler maßgeblich sind.</p> <p>^e Die Mindestquerschnitte im Anhang C müssen beachtet werden.</p> <p>^f Bei merklicher Verstimmung eines kompensierten Netzes ist die Blindkomponente des Erdschlussreststroms zusätzlich zu berücksichtigen.</p> <p>^g Die vorübergehende Erdung von Netzen mit Erdschlusskompensation beginnt innerhalb von 5 s nach Feststellung des Erdschlusses.</p> <p>^h Im Falle eines Fehlers in der Anlage muss der kapazitive Erdungsstrom I_C berücksichtigt werden. Weitere Erdschlussspulen außerhalb der Anlage können berücksichtigt werden.</p> <p>Legende:</p> <p>I_C Berechneter oder gemessener kapazitiver Erdschlussstrom</p> <p>I_{RES} Erdschlussreststrom (siehe Bild 3b). Wenn der exakte Wert nicht bekannt ist, dürfen 10 % von I_C angenommen werden</p> <p>I_L Summe der Bemessungsströme paralleler Erdschlussspulen der betrachteten Anlage</p> <p>I''_{KEE} Doppelerdschlussstrom, berechnet nach EN 60909 (für I''_{KEE} dürfen 85 % des 3-poligen Anfangskurzschlusswechselstromes als Höchstwert verwendet werden)</p> <p>I''_{k1} Anfangskurzschlusswechselstrom für einen einpoligen Erdkurzschluss, berechnet nach EN 60909</p> <p>I_E Erdungsstrom (siehe Bild 2)</p> <p>I_N</p> <p>r Reduktionsfaktor (siehe Anhang I (informativ)).</p> <p>Wenn die aus der Anlage abgehenden Leitungen und Kabel unterschiedliche Reduktionsfaktoren haben, ist der maßgebende Strom zu bestimmen (entsprechend Anhang L).</p>					

4 Bemessung im Hinblick auf Berührungs- und Schrittspannungen

5.4.1 Zulässige Werte

Grenzwerte für Berührungsspannungen sind in Bild 4 angegeben, wie in 4.3 (Sicherheitskriterien) beschrieben.

Jedoch ist die Kurve in Bild 4 nur auf den Kontakt zwischen den bloßen Händen und Füßen bezogen. Es ist es zulässig, das im Anhang A (normativ) angegebene Rechenverfahren anzuwenden, um Zusatzwiderstände zu berücksichtigen z. B. Schuhwerk, hochohmiges Oberflächenmaterial.

Jeder Erdschluss wird automatisch oder von Hand abgeschaltet. Demnach treten als Folge von Erdfehlern keine zeitlich unbegrenzten Berührungsspannungen auf.

5.4.2 Maßnahmen zur Einhaltung der zulässigen Berührungsspannungen

Die Anwendung der grundlegenden Anforderungen ergibt die Grundausslegung der Erdungsanlage. Diese Auslegung ist hinsichtlich der Berührungsspannungen zu überprüfen und kann danach als eine typgeprüfte Ausführung bei vergleichbaren Randbedingungen angesehen werden.

Für die Werte der zulässigen Berührungsspannungen U_{Tp} ist Bild 4 zu verwenden. Zusatzwiderstände können entsprechend Anhang A (normativ) berücksichtigt werden. Diese Anforderung bezüglich der Berührungsspannungen wird als erfüllt angesehen, wenn

- entweder eine der Voraussetzungen C erfüllt ist
 - C1: Die betreffende Anlage ist Teil eines Globalen Erdungssystems.
 - C2: Die durch Messung oder Berechnung ermittelte Erdungsspannung überschreitet nicht den zweifachen Wert der zulässigen Berührungsspannung nach Bild 4.
- oder die zutreffenden anerkannten festgelegten Maßnahmen M in Abhängigkeit von der Höhe der Erdungsspannung und der Fehlerdauer durchgeführt wurden. Diese Maßnahmen werden im Anhang E beschrieben.

Ein Flussdiagramm dieser Auslegungsablaufs ist in Bild 5 enthalten.

Wenn weder die Bedingungen C erfüllt, noch die anerkannten festgelegten Maßnahmen M durchgeführt sind, muss die Einhaltung der zulässigen Berührungsspannung U_{Tp} nach Bild 4 überprüft werden, im Allgemeinen durch Messungen.

Alternativ dazu darf eine typgeprüfte Ausführung angewendet werden, die sicherstellt, dass alle Anforderungen nach 5.4.1 erfüllt sind.

ANMERKUNG Als Alternative zur Anwendung der Voraussetzungen C und der anerkannten festgelegten Maßnahmen M können die Berührungsspannungen durch Messungen vor Ort überprüft werden.

Potentialverschleppungen müssen immer zusätzlich überprüft werden.

Die Erdungs- und Berührungsspannungen einer Erdungsanlage dürfen aus bekannten Daten (spezifischer Erdwiderstand, Erdungsimpedanz von vorhandenen Erdungsanlagen, siehe Anhang J) errechnet werden. Für die Berechnung dürfen alle Erder und sonstigen Erdungsanlagen berücksichtigt werden, die bei ausreichender Strombelastbarkeit mit der betreffenden Erdungsanlage zuverlässig verbunden sind. Das gilt insbesondere für angeschlossene Freileitungserdseile, Bodenseile und Kabel mit Erderwirkung. Das gilt auch für Erdungsanlagen, die mit der betrachteten Erdungsanlage über Kabelmäntel oder -schirme, PEN-Leiter oder auf andere Weise verbunden sind.

Für den rechnerischen Nachweis mit Hilfe von Bild J.3 dürfen alle Kabel mit Erderwirkung berücksichtigt werden, sofern sie auf nicht mehr als vier Trassen verlegt sind. Diese Kabel können Netzen mit unterschiedlichen Nennspannungen angehören.

— Entwurf —

E DIN EN 50522 (VDE 0101-2):2008-12
prEN 50522:2008

ANMERKUNG Bei mehr als vier Trassen darf die gegenseitige Beeinflussung nicht vernachlässigt werden; daher sollen aus den vorhandenen Trassen nur vier ausgewählt werden. Bei mehreren Kabeln in einer Trasse kann nur eine Länge berücksichtigt werden.

Zur Bestimmung von Erdungs- und Berührungsspannungen sind die Ströme nach Tabelle 1 maßgebend.

Für den Nachweis durch Messung sind Abschnitt 8 (bzw. der Anhänge H und L) zu beachten.

5.4.3 Auslegungsverfahren

Die Auslegung einer Erdungsanlage kann in folgenden Schritten durchgeführt werden:

- a) Datenerfassung, z. B. Erdfehlerstrom, Fehlerdauer und räumliche Anordnung;*
- b) Erstentwurf der Erdungsanlage unter Berücksichtigung der funktionalen Anforderungen;*
- c) Feststellen, ob ein globales Erdungssystem vorliegt;*
- d) wenn nicht: Bestimmung der Bodenkennwerte, z. B. spezifischer Widerstand der Erdschichten;*
- e) Bestimmung des Fehlerstromanteils, der im Bereich der Erdungsanlage in das Erdreich eintritt, bezogen auf dem Erdfehlerstrom;*
- f) Bestimmung der Gesamtimpedanz zur Erde, beruhend auf der räumlichen Anordnung, den Bodeneigenschaften und parallelen Erdungsanlagen;*
- g) Bestimmung der Erdungsspannung (EPR);*
- h) Bestimmung der zulässigen Berührungsspannung.*
- i) Die Auslagerung ist abgeschlossen, wenn die Erdungsspannung (EPR) kleiner als die zulässige Berührungsspannung ist. Die Auslegung ist auch abgeschlossen, wenn die Anforderungen der Tabelle 1 erfüllt werden.*
- j) Falls nicht, ist festzustellen ob die Berührungsspannungen innerhalb und am Rande der Erdungsanlage unterhalb der zulässigen Grenzwerte liegen.*
- k) Bestimmung, ob Potentialverschleppungen eine Gefährdung außerhalb oder innerhalb der Starkstromanlage darstellen. Falls ja, sind Abminderungen an den exponierten Stellen vorzusehen.*
- l) Bestimmung, ob Niederspannungsbetriebsmittel einer besonders hohen Spannungsbeanspruchung ausgesetzt werden. Falls ja, sind Abminderungsmaßnahmen vorzusehen zu denen die Trennung der Hochspannung- und Niederspannungs-Erdungsanlagen zählt.*
- m) Bestimmung, ob durch Sternpunktausgleichsströme der Transformatoren große Potentialdifferenzen innerhalb der Erdungsanlage entstehen können. Falls ja, sind geeignete Abminderungsmaßnahmen vorzusehen.*
- n) Wenn die zuvor genannten Kriterien erfüllt sind, kann, falls notwendig, die Auslegung durch Wiederholen der obigen Bearbeitungsschritte verfeinert werden. Eine detaillierte Auslegung ist erforderlich um sicherzustellen, dass sämtliche zugänglichen leitfähigen Teile der elektrischen Betriebsmittel geerdet werden. Fremde leitfähige Teile müssen, falls erforderlich, geerdet werden.*

Konstruktionsteile mit Erderwirkung müssen mit der Erdungsanlage verbunden werden und sind somit Teil der Erdungsanlage. Falls sie nicht verbunden werden, muss nachgewiesen werden, dass alle Sicherheitsanforderungen erfüllt werden.

Metallteile mit kathodischem Schutz können von der Erdungsanlage getrennt werden. Es sind Vorkehrungen, wie Kennzeichnung, zu treffen, um sicherzustellen, dass wenn solche Maßnahmen ergriffen wurden, diese nicht durch Instandhaltungsarbeiten oder Änderungen unabsichtlich aufgehoben werden.

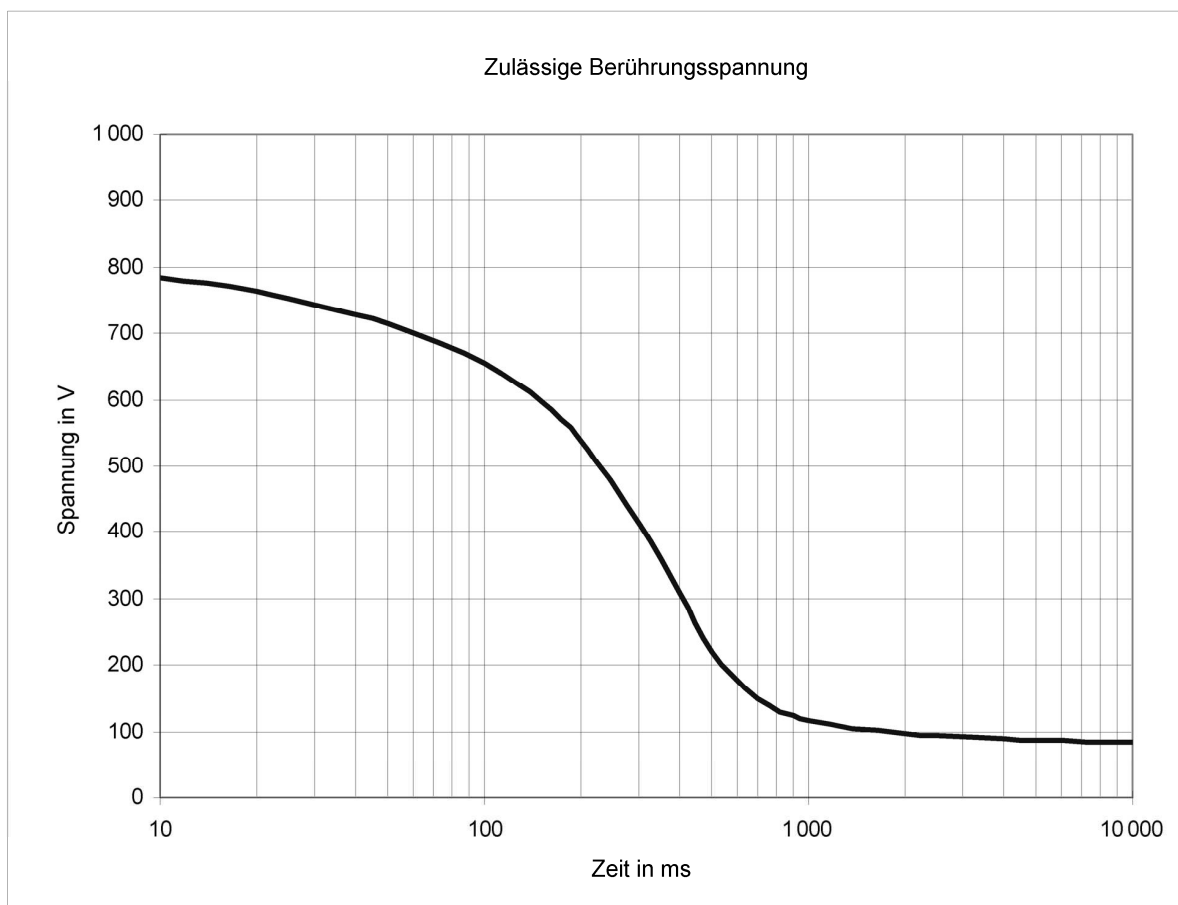


Bild 4 – Berührungsspannungskurve

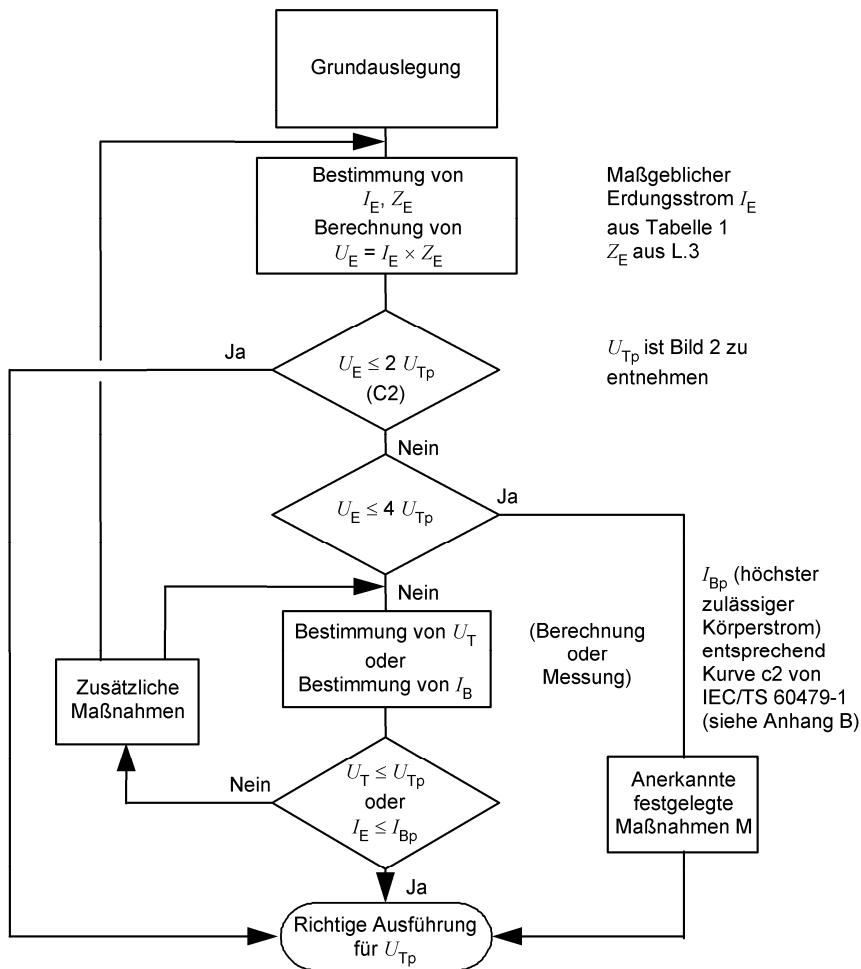


Bild 5 – Auslegung von Erdungsanlagen, die nicht Teil eines Globalen Erdungssystems (C1 von 5.4.2) sind, im Hinblick auf zulässige Berührungsspannung U_{Tp} durch Überprüfung der Erdungsspannung U_E oder der Berührungsspannung U_T

6 Maßnahmen zur Vermeidung von Potentialverschleppung

6.1 Potentialverschleppung von Hochspannungsanlagen zu Niederspannungsanlagen

6.1.1 Erdungsanlagen für Hoch- und Niederspannung

Wenn Hochspannungs- und Niederspannungs-Erdungsanlagen dicht nebeneinander liegen und nicht ein globales Erdungssystem bilden, kann ein Teil der Erdungsspannung (EPR) in das Niederspannungssystem übertragen werden.

Zwei Methoden werden zurzeit verwendet:

- Zusammenschluss aller Hochspannungs-Erdungsanlagen mit den Niederspannungs-Erdungsanlagen
- Trennung der Hochspannungs- und Niederspannungs-Erdungsanlagen

In jedem Fall müssen die nachstehenden Anforderungen an Berührungsspannungen, Schrittspannungen und Potentialverschleppung in der Hochspannungsanlage und in der von ihr versorgten Niederspannungsanlage erfüllt werden.

ANMERKUNG Wenn machbar, ist vorzugsweise der Zusammenschluss anzuwenden.

6.1.2 Niederspannungsversorgung nur innerhalb der Hochspannungsanlage

Wenn sich das Niederspannungsnetz nur innerhalb des Bereiches des Hochspannungsnetzes befindet, müssen beide Erdungsanlagen zusammengeschlossen werden, auch wenn dort kein globales Erdungssystem vorhanden ist.

6.1.3 Niederspannungsversorgung mit Zu-/Ableitung außerhalb der Hochspannungsanlage

Die Anforderungen werden vollständig erfüllt, wenn die Hochspannungs-Erdungsanlage Teil eines globalen Erdungssystems ist oder mit einem mehrfach geerdeter Neutralleiter des Hochspannungsnetzes in einem symmetrischen System verbunden ist. Wenn kein globales Erdungssystem vorliegt, müssen die Mindest-Anforderungen aus Tabelle 2 angewendet werden, um denjenigen Sachverhalt festzustellen, bei dem ein Zusammenschluss von Erdungsanlagen mit Niederspannungsversorgungen außerhalb der Hochspannungsanlage möglich ist.

Bei einer Trennung von Hochspannungs- und Niederspannungs-Erdungsanlagen muss durch die Verwendung von getrennten Erden gewährleistet sein, dass keine Gefahr für Personen oder Betriebsmittel in der Niederspannungsanlage auftreten kann. Das bedeutet, dass Schrittspannung, Berührungsspannung sowie Potentialverschleppung und Beanspruchungsspannung in der Niederspannungsanlage, die durch einen Hochspannungsfehler hervorgerufen werden, unter den entsprechenden Grenzwerten bleiben muss.

ANMERKUNG Für Anlagen mit einer Bemessungsspannung unter 50 kV wird in vielen Fällen ein kleinster Abstand von 20 m angewendet. Für bestimmte Erdbodenverhältnisse können größere Werte erforderlich sein.

6.1.4 Niederspannung in der Nähe von Hochspannungsanlagen

Niederspannungsanlagen, die sich im Einflussbereich von Hochspannungs-Erdungsanlagen befinden, sollten besonders beachtet werden.

Bei industriellen und gewerblichen Anlagen ist eine gemeinsame Erdungsanlage üblicherweise die einzige Lösung. Unter Berücksichtigung der unmittelbaren Nähe der Geräte ist es nicht möglich, die Erdungsanlagen zu trennen.

Tabelle 2 – Mindestanforderungen für den Zusammenschluss von Niederspannungs- und Hochspannungs-Erdungsanlagen basierend auf der Erdungsspannung (EPR)

Art des Niederspannungssystems ^{a, b}		Anforderungen zur Erdungsspannung (EPR)		
		Berührungsspannung	Beanspruchungsspannung ^c	
			für $t_F \leq 5 \text{ s}$	für $t_F > 5 \text{ s}$
TT		nicht zutreffend	$EPR \leq 1\,200 \text{ V}$	$EPR \leq 250 \text{ V}$
TN		$EPR \leq F \cdot U_T^{d, e}$	$EPR \leq 1\,200 \text{ V}$	$EPR \leq 250 \text{ V}$
IT	Gleichmäßig verteilter PE-Leiter	wie im TN System	$EPR \leq 1\,200 \text{ V}$	$EPR \leq 250 \text{ V}$
	PE-Leiter nicht gleichmäßig verteilt	nicht zutreffend	$EPR \leq 1\,200 \text{ V}$	$EPR \leq 250 \text{ V}$

^a Definition der Arten der Niederspannungssysteme siehe HD 60364-1.
^b Für Telekommunikationsanlagen sollten die ITU-Richtlinien beachtet werden.
^c Der Grenzwert kann angehoben werden, wenn geeignete Niederspannungsgeräte eingebaut sind.
^d Wenn der PEN-Leiter oder Neutralleiter des Niederspannungssystems nur mit der Hochspannungs-Erdungsanlage verbunden ist, muss für F der Wert 1 sein.
^e U_T ist abgeleitet von Bild 4

ANMERKUNG: Der typische Wert für F ist 2. Größere Werte für F können verwendet werden, wenn zusätzliche Verbindungen zwischen PEN-Leiter und Erde vorhanden sind. Bei bestimmten Bodenarten kann der Wert für F bis zu 5 betragen. Vorsicht ist geboten, wenn diese Regel bei Böden mit großen Unterschieden im spezifischem Widerstand und einer oberen Lage mit höherem spezifischem Widerstand angewendet wird. Die Berührungsspannung kann in diesem Fall 50 % der Erdungsspannung (EPR) überschreiten.

6.2 Potentialverschleppung zu Telekommunikationsanlagen und anderen Systemen

Regeln für Fernmeldeanlagen in oder in der Nähe von Hochspannungserdungsanlagen gehören nicht zum Anwendungsbereich dieser Norm. Bei Potentialverschleppung im Zusammenhang mit Fernmeldeanlagen sind die internationalen Bestimmungen (z. B. ITU-Empfehlung K33) zu berücksichtigen.

Auf in die Anlage eingeführte Kabel und isolierte metallene Rohrleitungen können bei Erdfehlern innerhalb der Anlage Spannungsdifferenzen einwirken.

Abhängig von der Behandlung des Kabelschirms und/oder der Kabelbewehrung (einseitige oder beidseitige Erdung) können beträchtliche Spannungsbeanspruchungen oder Ströme am Schirm und/oder der Bewehrung auftreten. Die Isolation zwischen Kabelmantel oder Rohr und dem umgebenden Erdreich muss entsprechend dimensioniert sein.

Die einseitige Erdung darf innerhalb oder außerhalb der Anlage erfolgen. Es ist dabei zu beachten, dass am anderen isolierten Ende Berührungsspannungen auftreten.

Wo es nötig ist, können Vorsichtsmaßnahmen angewendet werden, wie sie nachfolgend beispielhaft angegeben sind:

- Auftrennung der nach außen führenden Metallteile, dort, wo sie den Bereich der Erdungsanlage verlassen,
- Isolierung von leitfähigen Teilen oder Bereichen,
- Verwendung angemessener Abschränkungen, um ein Berühren leitfähiger Teile oder Bereiche zu verhindern,
- Einbau einer Isolierung zwischen Teilen, die an verschiedene Erdungsanlagen angeschlossen sind,

- Geeignete Potentialsteuerung,
- Spannungsbegrenzung durch geeignete Einrichtungen.

Wenn eine Hochspannungserdungsanlage Teil eines Globalen Erdungssystems ist, in dem definitionsgemäß keine gefährlichen Potentialunterschiede auftreten, können dennoch Probleme entstehen, wenn leitfähige Teile von isolierten Rohren, Kabeln usw., die mit ferner Erde verbunden sind, und geerdete leitfähige Teile der Hochspannungsanlage gleichzeitig berührt werden können.

Diese Einrichtungen sind deshalb in ausreichender Entfernung von den Bereichen anzuordnen, die durch die Erdungsanlage beeinflusst werden. Sofern dies nicht möglich ist, sind geeignete Maßnahmen zu ergreifen.

Ein allgemein gültiger Abstand kann nicht angegeben werden; der Grad der Gefährdung muss in jedem Einzelfall ermittelt werden.

7 Errichtung von Erdungsanlagen

7.1 Ausführung von Erdern und Erdungsleitern

Eine Erdungsanlage wird im Allgemeinen aus mehreren waagrecht, senkrecht oder schräg in die Erde eingegrabenen oder eingetriebenen Erdern zusammengestellt.

Die Verwendung von Chemikalien, um den spezifischen Erdwiderstand zu reduzieren, wird nicht empfohlen.

Oberflächenerder sollten vorzugsweise 0,5 m bis 1 m tief verlegt werden. Dies bietet ausreichenden mechanischen Schutz. Es wird empfohlen, den Erder unterhalb der Frostgrenze zu verlegen.

Bei Tiefenerdern liegt deren Anschluss üblicherweise unter der Erdoberfläche. Senkrecht oder schräg eingeschlagene Stäbe sind besonders dann von Vorteil, wenn mit der Tiefe der spezifische Erdwiderstand sinkt.

Metallkonstruktionen, die nach dieser Norm geerdet sind und die konstruktiv eine Einheit bilden, können als Erdungsleiter verwendet werden, um die Teile zu erden, die an diesen Konstruktionen direkt befestigt sind. Dazu müssen für die gesamte Konstruktion die leitenden Metallquerschnitte ausreichend, die Verbindungsstellen elektrisch leitend und mechanisch zuverlässig sein. Es ist sicherzustellen, dass durch den vorübergehenden Ausbau von Teilen der Konstruktion die Erdung anderer Teile nicht unterbrochen wird. Ausgedehnte Konstruktionen sind an einer ausreichenden Zahl von Punkten mit der Erdungsanlage zu verbinden.

Bei Errichtungsarbeiten im Bereich von vorhandenen Erdungsanlagen, müssen Maßnahmen ergriffen werden, um den Schutz von Personen bei Fehlerzuständen sicherzustellen.

Weitere Einzelheiten zur Ausführung von Erdungsanlagen können dem Anhang K entnommen werden.

7.2 Blitz und transiente Beanspruchungen

Blitzeinschlag und Schalthandlungen sind Quellen für hoch- und niederfrequente Ströme und Spannungen. Überspannungen treten typischerweise beim Schalten von langen Kabelstrecken, Trennerschaltungen in gasisolierten gekapselten Schaltanlagen oder Schalten von Kondensatorbänken auf. Eine erfolgreiche Dämpfung erfordert eine ausreichende Dichte der Erder am Einleitungspunkt, um die hochfrequenten Ströme beherrschen zu können, zusammen mit einer Erdungsanlage von ausreichender Ausdehnung, um die niederfrequenten Ströme zu bewältigen. Die Hochspannungs-Erdungsanlage muss Teil der Blitzschutzanlage sein und gegebenenfalls sind zusätzliche Erder am Einleitungspunkt vorzusehen.

Für besondere Fragestellungen im Zusammenhang mit dem transienten Verhalten der Erdungsanlage und ihrer Komponenten sind die maßgebenden Richtlinien aus dem Bereich der Elektromagnetischen Verträglichkeit und des Blitzschutzes heranzuziehen.

Wenn industrielle oder gewerbliche Anlagen mehr als ein Gebäude oder einen Standort umfassen, müssen die jeweiligen Erdungsanlagen zusammengeschlossen werden. Da während des Auftretens von Über-

spannungen, wie Blitzeinschlag, trotz Zusammenschluss große Potentialunterschiede zwischen den Erdungsanlagen einzelner Gebäude und Standorte auftreten, müssen Maßnahmen ergriffen werden, um Schäden an empfindlichen Geräten zu vermeiden, die mit verschiedenen Gebäuden oder Standorten verbunden sind. Wenn möglich, sollten für den Austausch von Kleinsignalen zwischen solchen Standorten nicht-metallische Materialien, wie Glasfaserkabel, verwendet werden.

Im Anhang F sind Hinweise zur Auslegung und Ausführung von Erdungsanlagen enthalten, um hochfrequente Beeinflussungen zu vermindern.

7.3 Maßnahmen zur Erdung an Betriebsmitteln und Anlagen

Alle berührbaren, nicht zum Betriebsstromkreis gehörenden Metallteile von elektrischen Betriebsmitteln (Körper), die Teil des elektrischen Netzes sind, müssen geerdet werden. In speziellen Fällen müssen isolierte Bereiche geschaffen werden.

Alle nicht zu elektrischen Betriebsmitteln gehörenden Metallteile sollten geerdet werden, sofern dies angemessen ist, z. B. aufgrund von Lichtbögen, kapazitiver und induktiver Kopplung.

Ausführliche Hinweise zur Erdung von Anlagenumzäunungen, Rohrleitungen, Anschlussgleisen usw. können dem Anhang G entnommen werden.

8 Messungen und Dokumentation

Messungen zum Nachweis, dass die Auslegung angemessen war, müssen, falls erforderlich, nach Fertigstellung durchgeführt werden. Messungen können die Bestimmung der Erdungsimpedanz, der Leerlauf Berührungs- und Schrittspannung an maßgebenden Punkten und, falls zutreffend, die Potentialverschleppung umfassen. Bei der Bestimmung von Schritt- und Berührungsspannungen durch Messung, z. B. Strominjektionstest, bestehen zwei Möglichkeiten. Entweder erfolgt die Messung der Leerlauf Schritt- und Berührungsspannung mit einem hochohmigen Voltmeter, oder es erfolgt die Messung der Schritt- und Berührungsspannung, die über einen Widerstand entsprechend dem Körperwiderstand abfällt. Einzelheiten sind in Anhang L und Anhang M enthalten.

9 Instandhaltbarkeit

9.1 Inspektion

Der Aufbau der Erdungsanlage muss so gestaltet sein, dass der Zustand der Teile der Erdungsanlage periodisch durch Kontrollen überprüft werden kann. Aufgrabungen an ausgewählten Stellen und visuelle Begutachtung sind geeignete Maßnahmen, die berücksichtigt werden müssen.

9.2 Messungen

Gestaltung und Errichtung der Erdungsanlage müssen Messungen ermöglichen, die periodisch, nach wesentlichen Änderungen der maßgebenden Parameter oder sogar kontinuierlich ausgeführt werden.

Anhang A (normativ)

Berechnungsverfahren für die höchste zulässige Berührungsspannung

Formel:

$$U_T = I_B(t_f) \times \frac{1}{HF} \cdot Z_T(U_T) \times BF$$

Faktoren:

Berührungsspannung	U_T	
Fehlerdauer	t_f	
Zulässiger Körperstrom	$I_B(t_f)$	<i>c2 in Bild 20 und Tabelle 11 aus IEC/TS 60479-1:2005 (Wahrscheinlichkeit von Herzkammerflimmern weniger als 5 %) I_B ist abhängig von der Fehlerdauer</i>
Herzstromfaktor	HF	<i>Tabelle 12 aus IEC/TS 60479-1:2005 das heißt: 1,0 für linke Hand zu beiden Füßen, 0,8 für rechte Hand zum Fuß, 0,4 für Hand zu Hand</i>
Körperimpedanz	$Z_T(U_T)$	<i>Tabelle 1 und Bild 3 aus IEC/TS 60479-1:2005 Z_T nicht überschritten von 50 % der Bevölkerung</i>
	Z_T	<i>ist abhängig von der Berührungsspannung. Daher muss die Berechnung zunächst mit einem abgeschätzten Wert beginnen</i>
Korrekturfaktor für Körperimpedanz	BF	<i>Bild 3 aus IEC/TS 60479-1:2005 das heißt: 0,75 für Hand zu beiden Füßen, 0,5 für beide Hände zum Fuß</i>

ANMERKUNG Unterschiedliche Bedingungen der Berührungsspannung, z. B. linke Hand zum Fuß, Hand zu Hand, ergeben unterschiedliche zulässige Berührungsspannungen. Bild 4 dieser Norm beruht auf einem gewichteten Mittelwert, der sich aus verschiedenen Berührungsspannungskonfigurationen ergibt: Berührungsspannung linke Hand zum Fuß (gewichtet 1,0), Berührungsspannung beide Hände zum Fuß (gewichtet 1,0) und Berührungsspannung Hand zu Hand (gewichtet 0,7).

Bei besonderer Berücksichtigung von Zusatzwiderständen lautet die Formel:

$$U_T = I_B(t_f) \times \frac{1}{HF} \times (Z_T(U_T) \times BF + R_H + R_F)$$

Zusätzlicher Hand-Widerstand R_H

Zusätzlicher Fuß-Widerstand R_F

Anhang B (normativ)

Berührungsspannung und Körperstrom

B.1 Zusammenhang zwischen Berührungsspannung und Körperstrom

Zur Berechnung von zulässigen Werten der Berührungsspannung in Hochspannungsanlagen werden folgende Annahmen gemacht:

- Stromweg über eine Hand und beide Füße,
- 50 % Wahrscheinlichkeit für den Wert der Körperimpedanz,
- 5 % Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Herzkammerflimmern,
- keine zusätzlichen Widerstände.

ANMERKUNG Diese Annahmen ergeben unter Berücksichtigung von Erfahrungen, besonders ausgebildetem Personal, vertretbaren Kosten usw. eine Berührungsspannungskurve mit einem Restrisiko, das bei Erdfehlern in einer Hochspannungsanlage akzeptiert werden kann.

Unter der Annahme, dass die Grundlage für Berechnungen im Zusammenhang mit Körperströmen die IEC/TS 60479-1:2005 ist, bei Berücksichtigung von Kurve c_2 in Bild 20 und Tabelle 11 der IEC/TS 60479-1:2005 (Wahrscheinlichkeit von Herzkammerflimmern kleiner als 5 % bei einem Stromweg linke Hand gegen beide Füße) als zulässige Grenze für den Strom, ergibt sich folgende Tabelle B.1:

Tabelle B.1 – Höchster zulässiger Körperstrom I_B in Abhängigkeit von der Fehlerdauer t_F

Fehlerdauer s	Körperstrom mA
0,05	900
0,1	750
0,2	600
0,5	200
1	80
2	60
5	51
10	50

Um nun die zutreffenden zulässigen Berührungsspannungen zu erhalten, ist es erforderlich, die Gesamtkörperimpedanz zu bestimmen. Diese Impedanz ist abhängig von der Berührungsspannung und vom Stromweg; für den Stromweg Hand zu Hand oder Hand zu einem Fuß werden in IEC/TS 60479-1:2005 Werte angegeben, aus denen die nachfolgende Tabelle B.2 abgeleitet wurde (Wahrscheinlichkeit für die Körperimpedanz ≤ 50 %):

Tabelle B.2 – Gesamtkörperimpedanz Z_B in Abhängigkeit von der Berührungsspannung U_T für einen Stromweg Hand – Hand oder Hand – Fuß

Berührungsspannung V	Gesamtkörperimpedanz Ω
25	3 250
50	2 500
75	2 000
100	1 725
125	1 550
150	1 400
175	1 325
200	1 275
225	1 225
400	950
500	850
700	775
1 000	775

Wegen der Berücksichtigung eines Stromweges Hand gegen beide Füße muss ein Korrekturfaktor 0,75 für die Körperimpedanz verwendet werden (Bild 3 der IEC/TS 60479-1:2005). Bei Verknüpfung der beiden Tabellen und Berücksichtigung dieses Korrekturfaktors ist es mit einem Iterationsverfahren möglich, die Grenze für die Berührungsspannung für jede Fehlerdauer zu berechnen. Das Ergebnis in Bild 4 basiert auf dem gewichteten Durchschnitt (Anmerkung in Anhang A). In Tabelle B.1 sind Werte einiger Punkte der Kurve aus Bild 4 dargestellt.

Tabelle B.3 – Berechnete Werte der zulässigen Berührungsspannung U_{Tp} in Abhängigkeit von der Fehlerdauer t_F

Fehlerdauer t_F s	Zulässige Berührungsspannung U_{Tp} V
0,05	716
0,10	654
0,20	537
0,50	220
1,00	117
2,00	96
5,00	86
10,00	85

B.2 Berücksichtigung zusätzlicher Widerstände

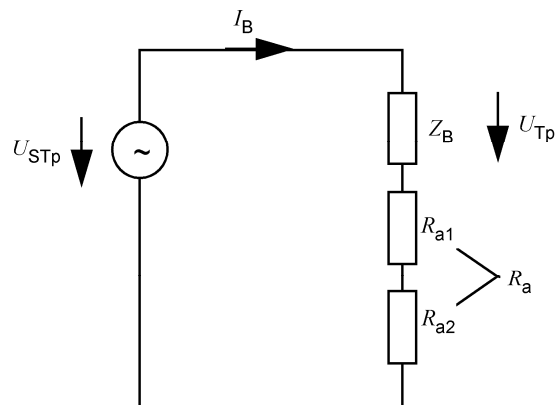
Tabelle B.4 – Annahmen für die Rechnungen mit zusätzlichen Widerständen

Art der Berührung	Linke Hand – beide Füße
Wahrscheinlichkeit dafür, dass der Wert von Z_B nicht überschritten wird	50 %
Kurve $I_B = f(t_F)$	c_2 in Bild 20 von IEC/TS 60479-1:2005
Ersatzimpedanz des Stromkreises	$Z_B (50 \%) + R_a$
Zusatzwiderstand	$R_a = R_{a1} + R_{a2} = R_{a1} + 1,5 \text{ m}^{-1} \cdot \rho_s$
Legende: Siehe Bild B.1.	

Berechnungsweg:

$$\begin{aligned}
 t_F & \quad \text{Fehlerdauer} \\
 \Downarrow & \\
 U_{Tp} & = f(t_F) \quad \text{entsprechend B.1 (bzw. Bild 4)} \\
 \Downarrow & \\
 Z_B & = f(U_{Tp}) \quad \text{entsprechend B.1, Tabelle B.2} \\
 I_B & = \frac{U_{Tp}}{Z_B} \quad \text{lt. Definition} \\
 \Downarrow & \\
 U_{STp}(t_F) & = U_{Tp}(t_F) + (R_{a1} + R_{a2}) \cdot I_B \\
 & = U_{Tp}(t_F) \cdot \left(1 + \frac{R_a}{Z_B}\right)
 \end{aligned}$$

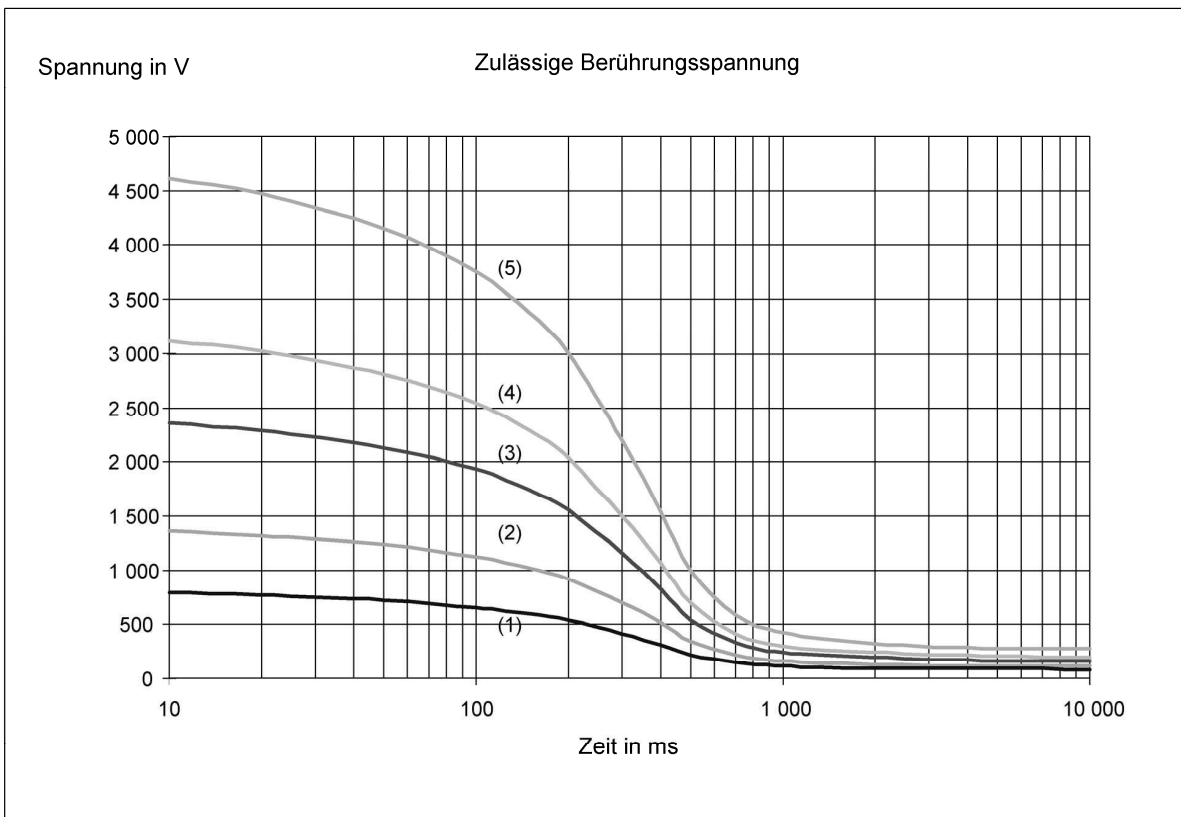
In Bild B.2 werden Kurven $U_{STp} = f(t_F)$ für vier Werte von R_a dargestellt.



Legende zu Bild B.1 und Tabelle B.4

U_{STp}	Grenzwert der Potentialdifferenz, die im Berührungsstromkreis als Quellenspannung wirkt, durch den die Sicherheit einer Person sichergestellt ist, wenn bekannte zusätzliche Widerstände (z. B. Schuhe, hochohmiges Material am Standort) verwendet werden.
Z_B	Körperimpedanz
I_B	Strom, der durch den menschlichen Körper fließt
U_{Tp}	Zulässige Berührungsspannung (Spannung über den menschlichen Körper)
R_a	Zusätzlicher Widerstand ($R_a = R_{a1} + R_{a2}$)
R_{a1}	z. B. Widerstand der Schuhe
R_{a2}	Ausbreitungswiderstand des Standortes
ρ_s	Spezifischer Erdwiderstand an der Oberfläche in einer Anlage (in Ωm)
t_F	Fehlerdauer

Bild B.1 – Ersatzschaltbild des Berührungsstromkreises



- (1) ohne Zusatzwiderstände (entsprechend Bild 4)
- (2) $R_a = 750 \Omega$ ($R_{a1} = 0 \Omega$; $\rho_s = 500 \Omega m$)
- (3) $R_a = 1\,750 \Omega$ ($R_{a1} = 1\,000 \Omega$; $\rho_s = 500 \Omega m$)
- (4) $R_a = 2\,500 \Omega$ ($R_{a1} = 1\,000 \Omega$; $\rho_s = 1\,000 \Omega m$)
- (5) $R_a = 4\,000 \Omega$ ($R_{a1} = 1\,000 \Omega$; $\rho_s = 2\,000 \Omega m$)

ANMERKUNG $R_{a1} = 1\,000 \Omega$ ist ein Durchschnittswert für gebrauchte feuchte Schuhe.

Bild B.2 – Beispiele für Kurven $U_{STp} = f(t_F)$ bei verschiedenen Zusatzwiderständen $R_a = R_{a1} + R_{a2}$

Anhang C (normativ)

Werkstoffe und Mindestmaße für Erderwerkstoffe, die die mechanische Festigkeit und Korrosionsbeständigkeit sicherstellen

Werkstoff		Erderart	Mindestmaße				
			Leiter			Beschichtung/ Mantel	
			Durchmesser (mm)	Querschnitt (mm ²)	Dicke (mm)	Einzelwerte (µm)	Mittelwerte (µm)
Stahl	feuerverzinkt	Band ^b		90	3	63	70
		Profil (einschl. Platten)		90	3	63	70
		Rohr	25		2	47	55
		Rundstab für Tiefenerder	16			63	70
		Runddraht für Oberflächenerder	10				50
	mit Bleimantel ^a	Runddraht für Oberflächenerder	8			1 000	
	mit extrudiertem Kupfermantel	Rundstab für Tiefenerder	15			2 000	
	elektrolytisch verkupfert	Rundstab für Tiefenerder	14,2			90	100
Kupfer	blank	Band		50	2		
		Runddraht für Oberflächenerder		25 ^c			
		Seil	1,8*	25			
		Rohr	20		2		
	verzinkt	Seil	1,8*	25		1	5
	verzinkt	Band		50	2	20	40
	mit Bleimantel ^a	Seil	1,8*	25		1 000	
		Runddraht		25		1 000	
<p>* Für den Einzeldraht.</p> <p>^a Zum direkten Einbetten in Beton nicht geeignet. Die Verwendung von Blei wird aus Umweltschutzgründen nicht empfohlen.</p> <p>^b Band, gewalzt oder geschnitten, mit abgerundeten Kanten.</p> <p>^c Unter außergewöhnlichen Bedingungen darf, wenn die Erfahrung gezeigt hat, dass die Korrosionsgefahr extrem niedrig ist, 16 mm² verwendet werden.</p>							

Anhang D (normativ)

Bestimmung der Strombelastbarkeit von Erdungsleitern oder Erdern

Für Fehlerströme, die innerhalb von 5 s abgeschaltet werden, ist der Querschnitt des Erdungsleiters oder des Erders aus folgender Formel D.1 zu berechnen (siehe IEC 60949: 1988):

$$A = \frac{1}{K} \sqrt{\frac{t}{1^n \frac{\Theta_f + \beta}{\Theta_i + \beta}}} \quad (\text{D.1})$$

Dabei sind:

- A* Querschnitt in mm²
- I* Leiterstrom in A (Effektivwert)
- t* Fehlerstromdauer in s
- K* vom Werkstoff des stromführenden Teiles abhängige Konstante; Tabelle D.1 enthält Werte für die gebräuchlichsten Werkstoffe, wobei eine Ausgangstemperatur von 20 °C angenommen ist.
- β* Kehrwert des Temperaturkoeffizienten des Widerstandes des stromführenden Teiles bei 0 °C (siehe Tabelle D.1)
- Θ_i* Anfangstemperatur in °C. Werte dürfen aus IEC 60287-3-1 entnommen werden. Wenn in nationalen Tabellen kein Wert festgelegt ist, sollten 20 °C als Temperatur des umgebenden Erdreiches in einer Tiefe von 1 m angenommen werden.
- Θ_f* Endtemperatur in °C

Tabelle D.1 – Werkstoff-Konstanten

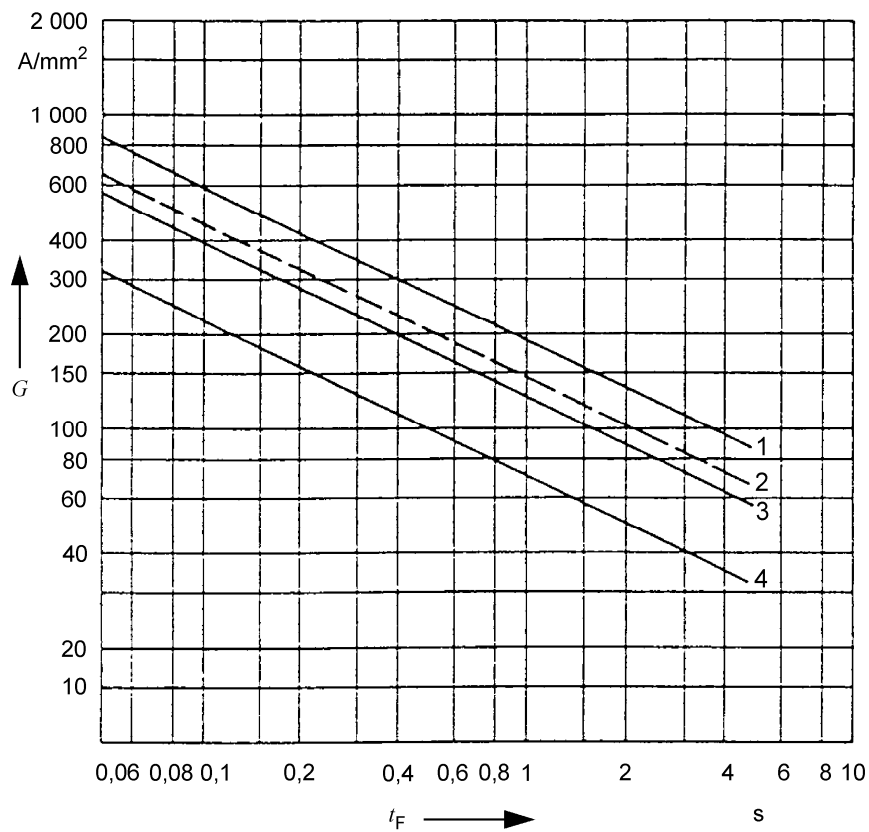
Werkstoff	<i>β</i> in °C	<i>K</i> in A × √S/mm ²
Kupfer	234,5	226
Aluminium	228	148
Stahl	202	78

Bei üblichen Bedingungen, bei denen sich der Erdungsleiter in Luft und der Erder in Erde befindet, darf die Kurzschlussstromdichte *G* (= *I* / *A*) für Anfangstemperaturen von 20 °C sowie für Endtemperaturen bis 300 °C aus Bild D.1 entnommen werden.

Für länger andauernde Fehlerströme (wie sie in Netzen mit isoliertem Sternpunkt oder mit Erdschlusskompensation vorkommen) sind die zulässigen Querschnitte in den Bildern D.2a/D2b angegeben. Wenn eine von 300 °C abweichende Endtemperatur (siehe Bilder D.2a/D.2b, Linien 1, 3 und 4) gewählt wird, darf der Strom mit einem Faktor berechnet werden, der aus Tabelle D.2 zu wählen ist. Zum Beispiel werden niedrigere Endtemperaturen für isolierte Leiter und in Beton eingebettete Leiter empfohlen.

Tabelle D.2 – Faktoren zur Umrechnung des Dauerstromes von 300 °C Endtemperatur auf eine andere Endtemperatur

Endtemperatur (°C)	Umrechnungsfaktor
400	1,2
350	1,1
300	1,0
250	0,9
200	0,8
150	0,7
100	0,6



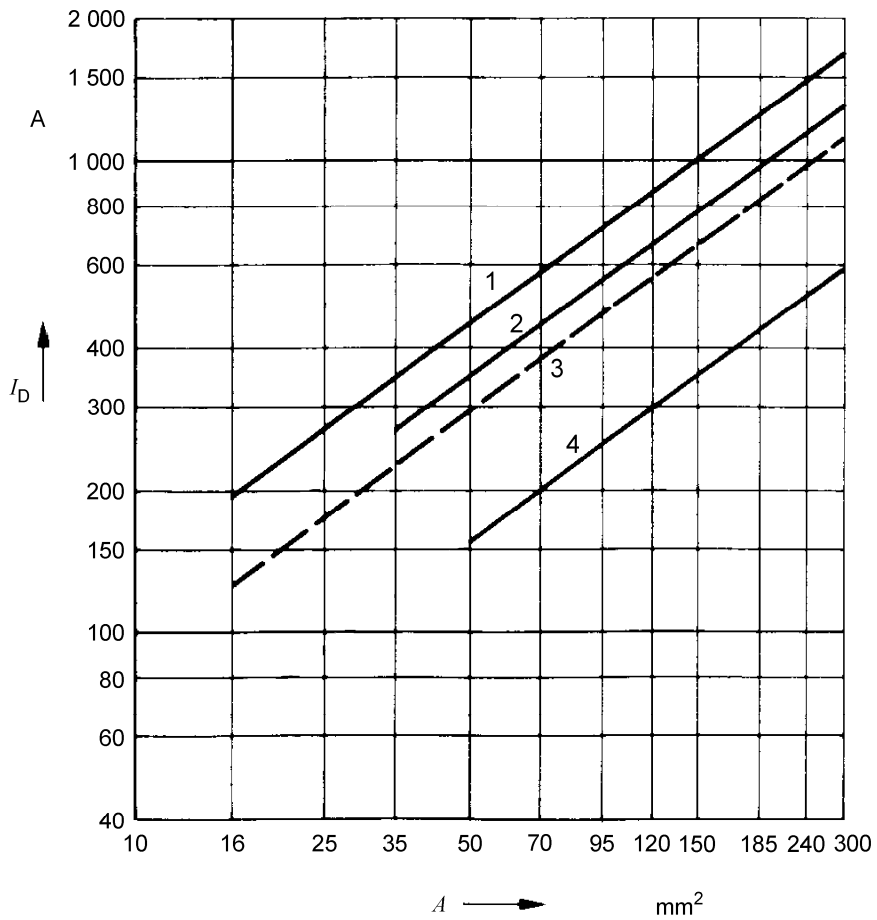
Die Linien 1, 3 und 4 gelten für eine Endtemperatur von 300 °C, Linie 2 gilt für 150 °C.

- 1 Kupfer, blank oder verzinkt
- 2 Kupfer, verzinkt oder mit Bleimantel
- 3 Aluminium, nur für Erdungsleiter
- 4 Verzinkter Stahl

Bild D.1 – Kurzschlussstromdichte G für Erdungsleiter und Erder in Abhängigkeit von der Fehlerstromdauer t_F

— Entwurf —

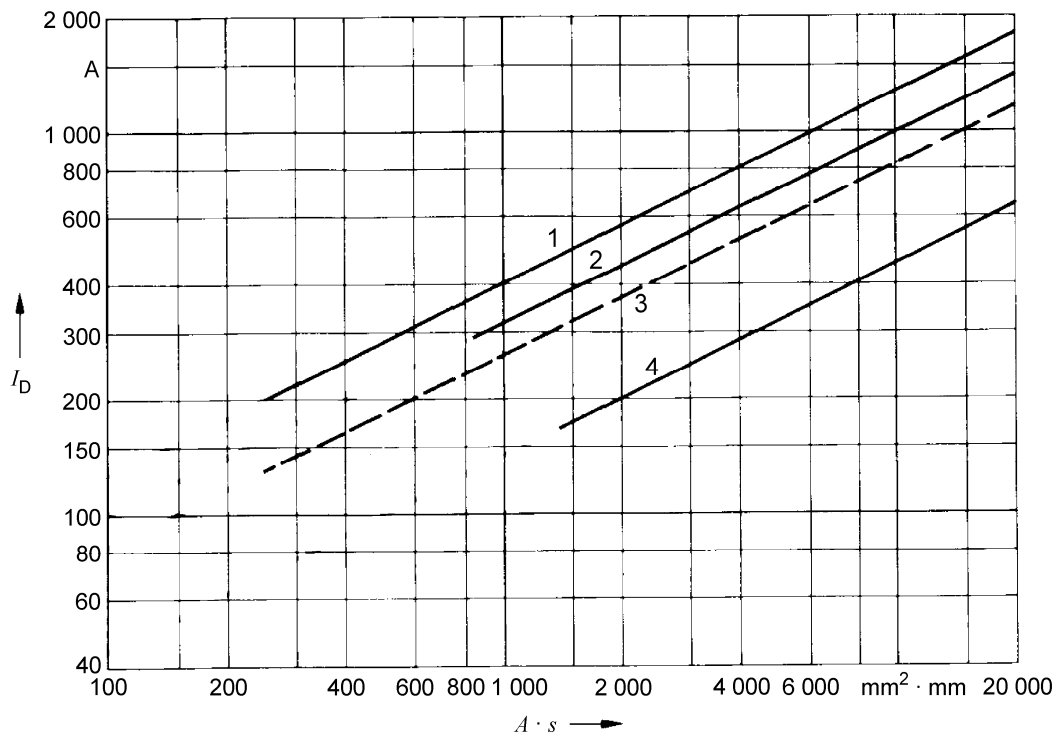
E DIN EN 50522 (VDE 0101-2):2008-12
prEN 50522:2008



Die Linien 1, 2 und 4 gelten für eine Endtemperatur von 300 °C, Linie 3 gilt für 150 °C. Tabelle D.2 enthält Faktoren zur Umrechnung auf andere Endtemperaturen.

- 1 Kupfer, blank oder verzinkt
- 2 Aluminium
- 3 Kupfer, verzinkt oder mit Bleimantel
- 4 Verzinkter Stahl

a) Dauerstrom I_D für Erdungsleiter mit kreisförmigem Querschnitt (A)



Linien 1, 2 und 4 gelten für eine Endtemperatur von 300 °C, Linie 3 gilt für 150 °C. Tabelle D.2 enthält Faktoren zur Umrechnung auf andere Endtemperaturen.

- 1 Kupfer, blank oder verzinkt
- 2 Aluminium
- 3 Kupfer, verzinkt oder mit Bleimantel
- 4 Verzinkter Stahl

b) Dauerstrom I_D für Erdungsleiter mit rechteckförmigem Querschnitt in Abhängigkeit vom Produkt Querschnitt mal Profilmumfang ($A \cdot s$)

Bild D.2 – Dauerstrom I_D für Erdungsleiter

Anhang E (normativ)

Beschreibung der anerkannten festgelegten Maßnahmen M

(im Folgenden „Ersatzmaßnahmen“ genannt)

Tabelle E.1 – Bedingungen für die Anwendung der Ersatzmaßnahmen M, um die zulässigen Berührungsspannungen U_{Tp} sicherzustellen (siehe Bild)

Fehlerdauer t_F	Erdungsspannung U_E	An Außenwänden und Umzäunungen von Anlagen	Innerhalb der Anlagen	
			Innenraumanlage	Freiluftanlage
$t_F > 5 \text{ s}$	$U_E \leq 4 \times U_{Tp}$	M 1 oder M 2	M 3	M 4.1 oder M 4.2
	$U_E > 4 \times U_{Tp}$	Nachweis $U_T \leq U_{Tp}$	M 3	M 4.2
$t_F \leq 5 \text{ s}$	$U_E \leq 4 \times U_{Tp}$	M 1 oder M 2	M 3	M 4.2
	$U_E > 4 \times U_{Tp}$	Nachweis $U_T \leq U_{Tp}$		

M 1: Ersatzmaßnahmen für Außenwände von Gebäuden mit Innenraumanlagen.

Als Schutz gegen außen vorhandene Berührungsspannungen darf eine der Ersatzmaßnahmen M 1.1 bis M 1.3 angewendet werden.

M 1.1: Verwendung von nichtleitfähigem Material für die Außenwände (z. B. Mauerwerk oder Holz) sowie Vermeidung von geerdeten Metallteilen, die von außen berührt werden können.

M 1.2: Potentialsteuerung durch einen Oberflächenerder in einem Abstand von etwa 1 m außerhalb der Außenwand und in einer Tiefe von höchstens 0,5 m, der an die Erdungsanlage angeschlossen ist.

M 1.3: Isolierung des Standortes: Die Isolierschicht muss eine ausreichende Ausdehnung aufweisen, so dass eine Berührung von geerdeten leitfähigen Teilen mit der Hand von einem Standort außerhalb dieser Isolierschicht nicht möglich ist. Ist eine Berührung nur in seitlicher Richtung möglich, so genügt eine Breite der Isolierschicht von 1,25 m.

Die Isolierung des Standortes gilt als ausreichend bei einer

- Schotterschicht mit einer Dicke von mindestens 100 mm,
- Asphaltsschicht mit angemessenem Unterbau (z. B. Kies),
- Isoliermatte mit einer Mindestfläche von 1 000 mm × 1 000 mm und einer Dicke von mindestens 2,5 mm oder einer Maßnahme, die eine gleichwertige Isolierung sicherstellt.

M 2: Ersatzmaßnahmen an äußeren Umzäunungen von Freiluftanlagen

Als Schutz gegen außen vorhandene Berührungsspannungen darf eine der Ersatzmaßnahmen M 2.1 bis M 2.3 angewendet werden; bei Toren in äußeren Umzäunungen muss die Ersatzmaßnahme M 2.4 zusätzlich beachtet werden.

M 2.1: Verwenden von Zäunen aus nichtleitendem Material oder aus ummanteltem Maschendraht (auch bei Verwendung von nicht isolierten leitfähigen Pfählen).

M 2.2: Verwendung von metallischen Zäunen mit Potentialsteuerung durch einen mit dem Zaun verbundenen Oberflächenerder, in einem Abstand von etwa 1 m außerhalb des Zaunes und in einer Tiefe von höchstens 0,5 m. Die Verbindung mit der Erdungsanlage ist freigestellt (siehe jedoch Ersatzmaßnahme M 2.4).

M 2.3: Isolierung des Standortes entsprechend Ersatzmaßnahme M 1.3 sowie Erdung des Zaunes entweder entsprechend Anhang F (normativ) oder durch Verbindung mit der Erdungsanlage.

- M 2.4: Sind Tore in äußeren Umzäunungen direkt oder über Schutzleiter oder Metallmäntel von Kabeln für Rufanlagen usw. mit der Erdungsanlage verbunden, ist im Schwenkbereich der Tore eine Potentialsteuerung oder Isolierung des Standortes entsprechend der Ersatzmaßnahme M 1.3 vorzusehen.
- Wenn die Tore eines getrennt geerdeten leitfähigen Zaunes mit der eigentlichen Erdungsanlage verbunden werden sollen, sollen die Tore von den leitfähigen Teilen des Zaunes in der Art getrennt werden, dass eine elektrische Isolierung über mindestens 2,5 m sichergestellt ist. Dies kann erreicht werden, indem ein Zaunabschnitt aus nicht leitfähigem Material verwendet wird oder ein leitfähiger Zaun mit isolierenden Trennstellen an jedem Ende. Es ist darauf zu achten, dass die elektrische Trennung auch erhalten bleibt, wenn das Tor ganz geöffnet ist.
- M 3: Ersatzmaßnahmen in Innenraumanlagen
- In Innenraumanlagen darf eine der Ersatzmaßnahmen M 3.1 bis M 3.3 angewendet werden.
- M 3.1: Potentialsteuerung durch in Gebäudefundamente eingebettete Gittererder (z. B. mit einem Mindestquerschnitt von 50 mm² und größten Maschenbreiten von 10 m oder Baustahlmatten) und Anschluss an die Erdungsanlage an mindestens zwei räumlich voneinander getrennten Stellen.
- Wenn die Bewehrung von Stahlbeton auch für die Ableitung von Fehlerströmen verwendet wird, muss geprüft werden, ob die Bewehrung für diesen Zweck geeignet ist.
- Wenn Baustahlmatten verwendet werden, sind die angrenzenden Matten mindestens einmal untereinander zu verbinden, und alle Matten zusammen sind mindestens an zwei Stellen an die Erdungsanlage anzuschließen.
- Bei bestehenden Gebäuden darf ein Oberflächenerder verwendet werden, der in der Nähe der Außenwände in die Erde einzubringen und mit der Erdungsanlage zu verbinden ist.
- M 3.2: Ausführung des Bedienungsstandortes aus Metall (z. B. ein Metallgitter oder eine Metallplatte) und Verbinden mit allen vom Standort aus berührbaren, zu erdenden metallenen Teilen.
- M 3.3: Isolierung der Bedienungsstandorte für die Erdungsspannung entsprechend der Ersatzmaßnahme M 1.3. Hierbei sind zum Potentialausgleich die vom Bedienungsstandort aus gleichzeitig berührbaren, zu erdenden metallenen Teile untereinander zu verbinden.
- M 4: Ersatzmaßnahmen in Freiluftanlagen
- M 4.1: An Bedienungsstandorten:
- Potentialsteuerung durch einen Oberflächenerder in einer Tiefe von etwa 0,2 m und in einem Abstand von etwa 1 m von dem zu betätigenden Teil. Dieser Oberflächenerder ist mit allen, vom Bedienungsstandort aus berührbaren, zu erdenden metallenen Teilen zu verbinden
- oder
- Ausführung des Bedienungsstandortes aus Metall (z. B. Metallgitter oder Metallplatte) und Verbinden mit den vom Standort aus berührbaren, zu erdenden metallenen Teilen
- oder
- Isolieren des Standortes entsprechend der Ersatzmaßnahme M 1.3. Hierbei sind zum Potentialausgleich die vom Bedienungsstandort aus gleichzeitig berührbaren, zu erdenden metallenen Teile untereinander zu verbinden.
- M 4.2: Einbringung eines Oberflächenerders, der die Erdungsanlage in Form eines geschlossenen Ringes umgibt. Innerhalb dieses Ringes ist ein Erdermaschennetz zu erstellen, dessen einzelne Maschen eine maximale Größe von 10 m × 50 m haben. An einzelnen Teilen der Anlage, die sich außerhalb des Ringes befinden, und die mit der Erdungsanlage verbunden sind, ist ein Steuererder in etwa 1 m Abstand und etwa 0,2 m Tiefe vorzusehen (z. B. Beleuchtungsmaste, die über Schutzleiter mit der Erdungsanlage verbunden sind).

Anhang F (normativ)

Maßnahmen an Erdungsanlagen zur Reduzierung der Auswirkungen von Hochfrequenzstörungen

Obwohl eine Erdungsanlage in der Hauptsache dazu ausgelegt ist, um den auf 50-Hz-Strömen beruhenden Anforderungen zu genügen, müssen auch die auf Hochfrequenzströmen beruhenden Anforderungen Berücksichtigung finden. Solche Ströme können hauptsächlich durch Blitze oder Schaltvorgänge in Hochspannungsanlagen entstehen. Die sich ergebenden transienten Ströme oder die entsprechenden Spannungen können z. B. die Funktion von Steuer- und Schutzeinrichtungen stören. Eine Reduzierung der Beeinflussung durch Veränderungen an der vorhandenen Erdungsanlage ist nur mit sehr hohem Aufwand möglich; deshalb sind die folgenden Punkte zu berücksichtigen, wenn eine Erdungsanlage projektiert und errichtet wird:

- a) Die Induktivität der Stromwege muss so klein wie möglich sein:
 - Erder und Erdungsleiter müssen eng vermascht sein.
 - In Bereichen, in denen das Auftreten hoher transienter Ströme wahrscheinlich ist, sollte die Maschendichte des Erdungsnetzes erhöht werden. Das gilt vor allem für Überspannungsableiter, Spannungswandler, Stromwandler und gasisolierte metallgekapselte Schaltanlagen.
 - Die Erdungspunkte von Hochspannungs-Betriebsmitteln, Steuerschränken, Relaishäuschen, usw. sollten zu einer Masche verbunden werden.
 - Der Anschluss an die Erdungsanlage sollte durch einen Erdungsleiter erfolgen, der so kurz wie möglich ist.
 - An Kreuzungspunkten müssen die Erdungsleiter verbunden werden.
 - Sich ergebende Schleifen müssen kurzgeschlossen werden.
 - Die gegenseitige Impedanz (Koppelimpedanz) kann reduziert werden, indem entweder mehrere parallele Erder oder Erdungsleiter mindestens 0,5 m voneinander getrennt verlegt werden oder durch Aufteilung eines Leiters und getrennte Verlegung der Einzelleiter.
 - In Kabelkanälen sollten parallel zum Kabel Erdungsleiter verlegt werden. Die Kabelschirme sollten an beiden Kabelenden mit der Erdungsanlage verbunden werden. Der Schirm muss für den zu übernehmenden Anteil des Fehlerstromes ausgelegt sein.
- b) Um eine bessere elektromagnetische Abschirmung und einen Stromweg mit geringer Induktivität zu erreichen, sollten metallische Konstruktionsteile sowie in Beton eingebetteter Stahl mit der Erdungsanlage verbunden werden.

ANMERKUNG Außer der Verwendung zur Potentialsteuerung und/oder zur Erdung können die Armierung von Stahlbeton und metallische Konstruktionsteile auch eine Schirmwirkung zwischen den empfindlichen und den aussendenden Bereichen (z. B. Anschlussstelle eines Hochspannungskabels an eine GIS-Anlage) haben. Die Schirmwirkung kann in diesem Fall verbessert werden, indem man die Maschenweite der Stahlbeton-Armierung verkleinert und dieses Netz aus Stahlbewehrung eng mit den Metallteilen der GIS-Anlage oder den Schirmen von Steuerkabeln, die durch den Beton geführt werden, verbindet. Erdungsleiter, die untereinander leitfähig verbunden werden müssten, sind nur erforderlich, wenn höhere Ströme zu berücksichtigen sind, oder wenn die Bewehrung einen Teil des Erdungsnetzes bildet. Üblicherweise genügt die vielfache Verbindung der Bewehrung durch Drähte. Es müssen so viele Anschlussstellen vorgesehen werden, dass alle Teile untereinander und mit der Erdungsanlage an mehreren Stellen verbunden werden können.

Anhang G (normativ)

Spezielle Maßnahmen zur Erdung von Betriebsmitteln und Anlagen

G.1 Anlagenumzäunungen

Blanke Metallzäune müssen geerdet werden. Dafür müssen mehrere Erdungspunkte verwendet werden, z. B. an jeder Ecke. Entsprechend den örtlichen Bedingungen (Zaun innerhalb oder außerhalb der Erdungsanlage) sollte die Erdverbindung entweder an der Hochspannungserdungsanlage oder an gesonderten Erden erfolgen.

Blanke Metallteile der Einzäunung, die mit Isolierstoff beschichtet sind, müssen nicht geerdet werden.

Alle mechanischen Unterbrechungen der Einzäunung, die eine Anlage umgibt, z. B. durch Tore, müssen so verbunden sein, dass sichergestellt ist, dass keine gefährlichen Potentiale zwischen den Zaunteilen entstehen.

G.2 Rohrleitungen

Metallrohre im Stationsgelände sollten mit der Stationserdungsanlage verbunden werden.

Die Verwendung von Metallrohren, die von außen in das Stationsgelände kommen, z. B. Wasserversorgung, sollte vermieden und dafür nichtmetallische Werkstoffe verwendet werden.

G.3 Anschlussgleise

Die Schienen nichtelektrifizierter Bahnnetze, die in das Stationsgelände führen, müssen mit der Stationserdungsanlage verbunden werden.

Am Rande des Stationsgeländes müssen geeignete Isolierstöße derart eingefügt werden, dass die elektrische Trennung vom übrigen Teil des Bahnnetzes erhalten bleibt. In manchen Fällen können zwei Isolierstöße erforderlich sein, um das Überbrücken durch die Zugeinheit zu verhindern. Besondere Beachtung ist den Bedienungsstellen am Gleis zu widmen. Bei der Festlegung von Maßnahmen, sollte der Eigentümer des Bahnnetzes konsultiert werden, außerdem sollten die Festlegungen in 6.2 berücksichtigt werden.

G.4 Maststationen und/oder Mastschalter

Im Allgemeinen sind alle auf Masten montierte Transformatoranlagen, ganz gleich ob mit oder ohne Schalteinrichtungen, zu erden.

In Fällen, in denen auf dem Mast nur ein Transformator angebracht ist, erfüllt eine kleinere Erdungsanlage (z. B. Tiefenerder, Ringerder oder die Gründung eines leitfähigen Mastes) die Anforderungen an die Erdung eines Transformators.

Im Allgemeinen sind Schalteinrichtungen, die auf Masten montiert sind, die aus Stahl oder einem anderen leitfähigen Werkstoff oder aus bewehrtem Beton bestehen, zu erden. An der Betätigungsstelle muss die Erdungsanlage mindestens aus einem geerdeten Rost als Potentialausgleich bestehen. Wenn eine Standortisolierung an der Betätigungsstelle vorhanden ist oder wenn die Schalthandlung mit Hilfe isolierter Ausrüstung (z. B. isolierende Werkzeuge, Matten oder Handschuhe) durchgeführt wird, kann eine kleinere Erdungsanlage (z. B. Tiefenerder oder Ringerder) ausreichend sein.

Schalteinrichtungen, die auf Masten aus nichtleitfähigem Material montiert sind, brauchen nicht geerdet werden. Wenn sie nicht geerdet sind, müssen mechanisch zuverlässige Isolatoren (z. B. Vollkernisolatoren) außerhalb des üblichen Handbereichs in das Betätigungsgestänge eingebaut werden.

E DIN EN 50522 (VDE 0101-2):2008-12
prEN 50522:2008

Diese müssen für die Nennspannung bemessen sein. Der vom Erdboden aus berührbare Teil des Antriebes, muss zur Ableitung von möglichen Kriechströmen geerdet werden. Hierfür genügt ein Erdungsstab von mindestens 1 m Länge oder ein Oberflächenerder um den Mast in einem Abstand von etwa 1 m. Erder und Erdungsleiter müssen den Mindestquerschnitten entsprechend Anhang C (normativ) sowie 5.2 und 5.3 entsprechen.

G.5 Sekundärstromkreise von Messwandlern

Die Sekundärkreise aller Messwandler müssen so nahe wie möglich an den Sekundär-Anschlussklemmen des Messwandlers geerdet werden.

Der Mindestquerschnitt nach 5.2.2 gilt nicht für diese Art von Geräten. Als Mindestquerschnitt werden $2,5 \text{ mm}^2$ Kupfer gefordert; wenn der Erdungsleiter mechanisch ungeschützt ist, sind 4 mm^2 Kupfer erforderlich.

Wenn es jedoch erforderlich ist, an anderen Punkten zu erden, dann darf dort keine Möglichkeit bestehen, dass die Erde versehentlich abgetrennt wird.

Anhang H (normativ)

Messung von Berührungsspannungen

Zur Messung von Berührungsspannungen muss ein Strom/Spannungs-Messverfahren angewendet werden (siehe Anhang L (informativ)).

Die Berührungsspannung wird unter der Annahme ermittelt, dass der menschliche Körper einen Widerstand von 1 k Ω darstellt.

Die Messelektrode(n) als Nachbildung der Füße muss (müssen) eine Gesamtfläche von 400 cm² aufweisen und auf der Erde mit einer Mindest-Gesamtkraft von 500 N aufliegen.

Wenn keine zusätzlichen Widerstände berücksichtigt werden sollen, darf anstelle der Messelektrode eine mindestens 20 cm in die Erde getriebene Sonde verwendet werden. Zur Messung der Berührungsspannung in einem beliebigen Teil der Anlage ist die Elektrode in einem Abstand von 1 m von dem berührbaren Anlagenteil aufzusetzen, bei Beton oder ausgetrocknetem Boden sollte sie auf einem nassen Tuch oder einem Wasserfilm liegen. Zur Nachbildung der Hand muss eine Elektrode mit Spitze zum sicheren Durchstoßen eines Farbanstriches (keine Isolation) verwendet werden. Die eine Anschlussklemme des Spannungsmessgerätes wird mit der Handelektrode, die andere mit der Fußelektrode verbunden. Es ist ausreichend, solche Messungen in einer Anlage stichprobenartig durchzuführen.

ANMERKUNG Um schnell einen Überblick über die Quellenspannung im Berührungsstromkreis (U_{STp}) zu erhalten, ist es oft ausreichend, die Messung mit einem Spannungsmesser mit hohem Innenwiderstand und einer 10 cm tief eingebrachten Sonde durchzuführen.

Anhang I (informativ)

Reduktionsfaktoren von Erdseilen bei Freileitungen und metallenen Schirmen bei Kabeln

I.1 Allgemeines

Erdseile von Freileitungen und metallene Schirme von Erdkabeln sind an der Ableitung von Fehlerströmen, die über Erde abfließen, beteiligt. Sie übernehmen einen Teil des Erdfehlerstromes des entsprechenden Stromkreises gemäß Bild 2 dieser Norm. Durch diesen Effekt wird die durch einen Erdfehler betroffene Hochspannungs-Erdungsanlage hinsichtlich des Erdfehlerstromes wirksam entlastet. Das Ausmaß dieser Entlastung wird durch den Reduktionsfaktor beschrieben.

Der Reduktionsfaktor r für ein Erdseil einer Drehstromfreileitung ist das Verhältnis des Rückstromes in der Erde (entspr. dem Erdungsstrom) zur Nullstromsumme des Drehstromkreises.

$$r = \frac{I_E}{3I_0} = \frac{3I_0 - I_{EW}}{3I_0}$$

mit

I_{EW} Strom im Erdseil (im ausgeglichenen Zustand)

I_E Erdungsstrom

$3 I_0$ Summe der Nullströme

Die gleiche Definition ist auf den Reduktionsfaktor r von Erdkabeln mit metallenen Mantel, Schirm, Bewehrung oder ein umgebendes Stahlrohr anwendbar. Statt des Stromes im Erdseil I_{EW} ist der Strom im metallenen Mantel zu verwenden.

Für die ausgeglichene Stromverteilung einer Freileitung kann der Reduktionsfaktor eines Erdseiles auf der Grundlage der Selbstimpedanzen der Leiter Z_{L-E} und des Erdseiles Z_{EW-E} und der Koppelimpedanz zwischen Leitern und Erdseil Z_{ML-EW} berechnet werden.

$$r = \frac{Z_{EW-E} - Z_{ML-EW}}{Z_{EW-E}} = 1 - \frac{Z_{ML-EW}}{Z_{EW-E}}$$

Der maßgeblichste Term von Z_{ML-EW} ist der mittlere Abstand zwischen Leitern und Erdseil, von Z_{EW-E} der Widerstand des Erdseiles. Dabei vergrößert (r wird kleiner) sich die reduzierende Wirkung eines Erdseiles hinsichtlich des Erdfehlerstromes mit kleinerem Abstand zwischen Leiter und Erdseil und mit kleinerem Widerstand des Erdseiles.

I.2 Typische Werte für Reduktionsfaktoren von Freileitungen und Kabeln (50 Hz)

Erdseile von Freileitungen (110 kV)

Stahl 50 mm²... 70 mm² $r = 0,98$

Al/St 44/32 mm² $r = 0,77$

Al/St 300/50 mm² $r = 0,61$

Papierisolierte Kabel (10 kV und 20 kV)

Cu 95 mm²/1,2 mm Bleimantel $r = 0,2 - 0,6$

Al 95 mm²/1,2 mm Aluminiummantel $r = 0,2 - 0,3$

Einleiter-XLPE-Kabel (10 kV und 20 kV)

Cu 95 mm²/16 mm² Kupferschirm $r = 0,5 - 0,6$

Einleiter-Ölkabel (110 kV)

Cu 300 mm²/2,2 mm Aluminiummantel $r = 0,37$

Gasdruckkabel im Stahlrohr (110 kV)

Cu 300 mm²/1,7 mm Stahl $r = 0,01 - 0,03$

Einleiter-XLPE-Kabel (110 kV)

Cu 300 mm²/35 mm² Kupferschirm $r = 0,32$

Einleiter-XLPE-Kabel (150 kV)

Cu 800 mm²/700 mm² Bleimantel $r = 0,2$

Einleiter-Ölkabel (400 kV)

Cu 1 200 mm²/1 200 mm² Aluminiummantel $r = 0,01$

ANMERKUNG Der Reduktionsfaktor von Kabelverbindungen kann durch zusätzliche Verbindungsleiter mit geeignetem Querschnitt (z. B. 150 mm² Kupfer), die im gleichen Kabelgraben verlegt und an den gleichen Stellen wie die Kabelschirme geerdet sind, weiter verkleinert werden.

Anhang J (informativ)

Grundlagen für die Ausführung von Erdungsanlagen

J.1 Spezifischer Erdwiderstand

Der spezifische Erdwiderstand ρ_E ist je nach Bodenart, Körnung, Dichte und Feuchtigkeit örtlich sehr verschieden (siehe Tabelle J.1).

**Tabelle J.1 – Spezifische Erdwiderstände für Frequenzen technischer Wechselströme
(Bereich von Werten, die häufiger gemessen wurden)**

Bodenart	Spezifischer Erdwiderstand ρ_E in Ωm
Moorboden	5 bis 40
Lehm, Ton, Humus	20 bis 200
Sand	200 bis 2 500
Kies	2 000 bis 3 000
Verwitterter Fels	meist unter 1 000
Sandstein	2 000 bis 3 000
Granit	bis 50 000
Moränenschutt	bis 30 000

Bis zu einigen Metern Tiefe können sich durch Veränderungen des Feuchtigkeitsgehaltes auch zeitliche Schwankungen des spezifischen Erdwiderstandes ergeben. Ferner ist zu beachten, dass sich der spezifische Erdwiderstand bei der im Allgemeinen gegebenen deutlichen Schichtung des Erdreiches mit der Tiefe beträchtlich ändern kann.

J.2 Ausbreitungswiderstand

Der Ausbreitungswiderstand R_E eines Erders hängt vom spezifischen Erdwiderstand sowie von den Abmessungen und der Anordnung des Erders ab. Er ist hauptsächlich von der Länge des Erders, weniger von seinem Querschnitt abhängig. Bild J.1 und Bild J.2 zeigen die Werte von Ausbreitungswiderständen für Oberflächenerder und Tiefenerder in Abhängigkeit von der Gesamtlänge.

Bei sehr langen Oberflächenerdern (z. B. Kabel mit Erderwirkung) nimmt der Ausbreitungswiderstand zwar mit der Länge ab, nähert sich aber einem Endwert (siehe Bild J.3).

Bei Fundamenterdern darf so gerechnet werden, als wenn der Erder im umgebenden Erdreich verlegt wäre.

Der Ausbreitungswiderstand eines Maschenerders ist näherungsweise:

$$R_E = \frac{\rho_E}{2D}$$

Hierbei ist D der Durchmesser eines Kreises, der den gleichen Flächeninhalt wie der Maschenerder hat.

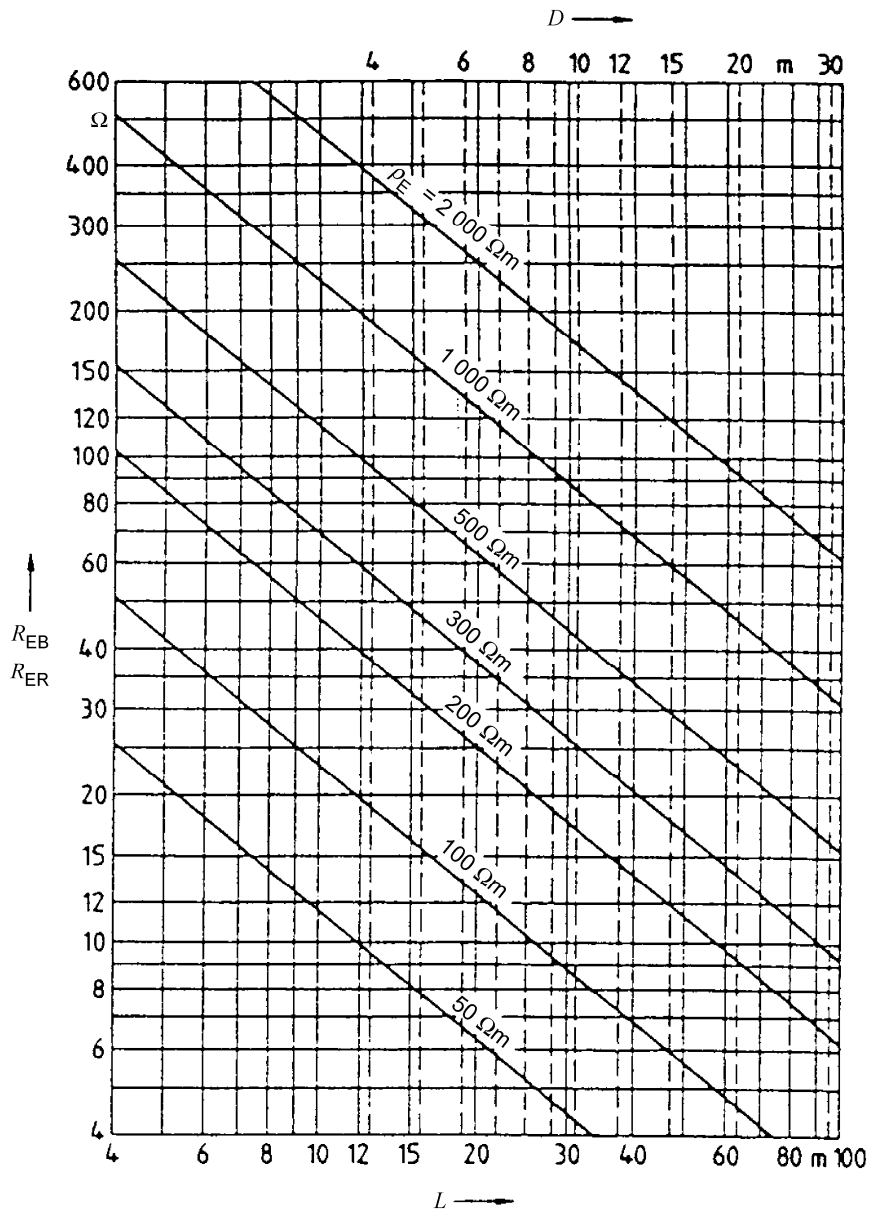


Bild J.1 – Ausbreitungswiderstand von Oberflächenerdern (aus Band, Rundmaterial oder Seil) bei gestreckter Verlegung oder als Ring in homogenem Erdreich

Rechenwerte unter Berücksichtigung folgender Formeln:

Banderder: $R_{EB} = \frac{\rho_E}{\pi L} \cdot n \cdot \frac{2L}{d}$

Ringerder: $R_{ER} = \frac{\rho_E}{\pi^2 D} \cdot n \cdot \frac{2\pi D}{d}$

L Länge des Erderbandes in m

$D = \frac{L}{\pi}$ Durchmesser des Ringerders in m

d Durchmesser des verseilten Erders oder halbe Breite eines Erderbandes in m (hier mit 0,015 m angenommen)

ρ_E Spezifischer Erdwiderstand in Ωm

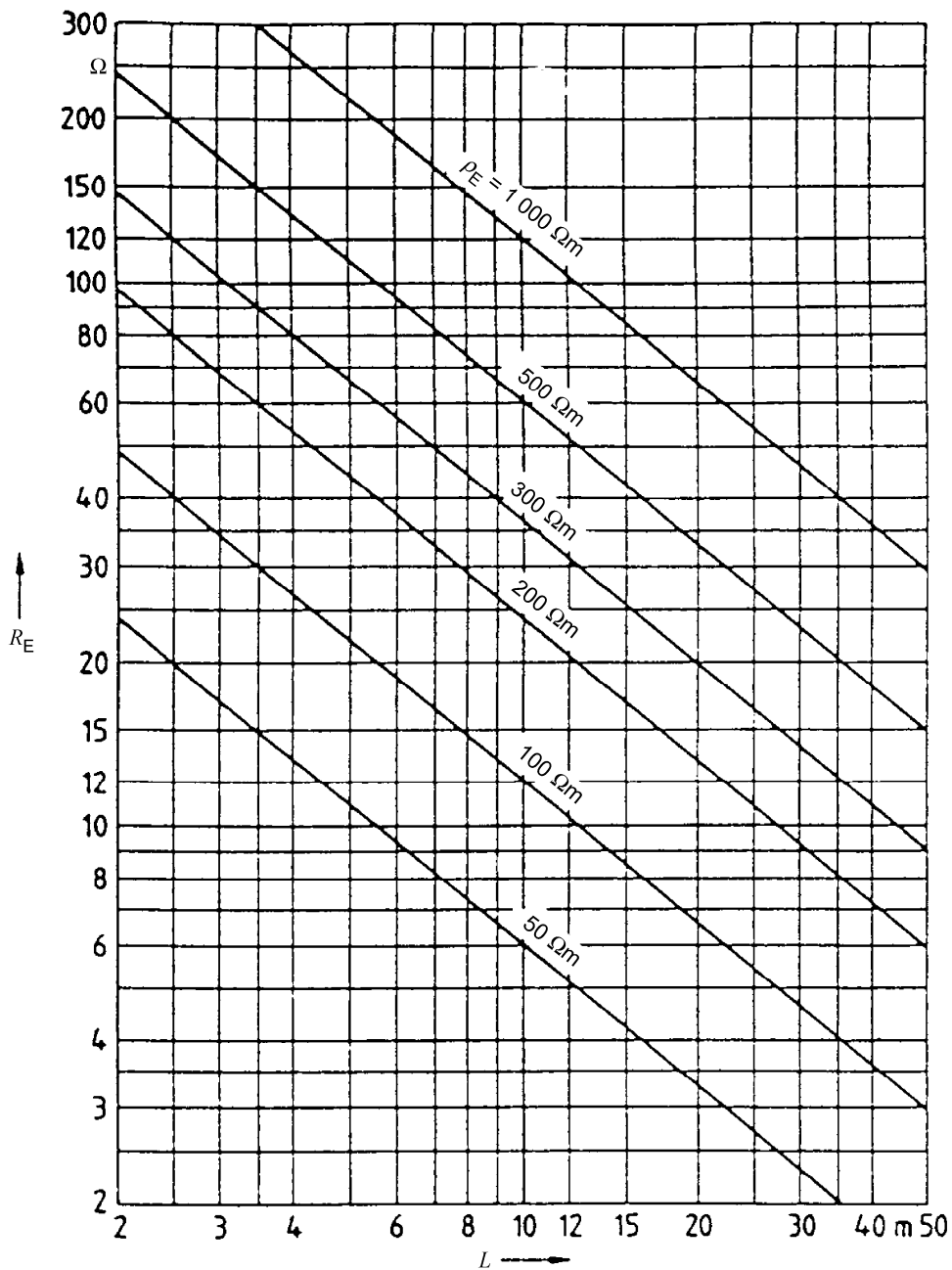


Bild J.2 – Ausbreitungswiderstand von senkrecht in homogenem Erdreich eingebrachten Tiefenerdern

Rechenwerte unter Berücksichtigung folgender Formeln:

$$R_E = \frac{\rho_E}{2\pi L} \cdot n \frac{4L}{d}$$

- L Länge des Tiefenerders in m
- d Durchmesser des Erderstabs in m (hier zu 0,02 m angenommen)
- ρ_E Spezifischer Erdwiderstand in Ωm

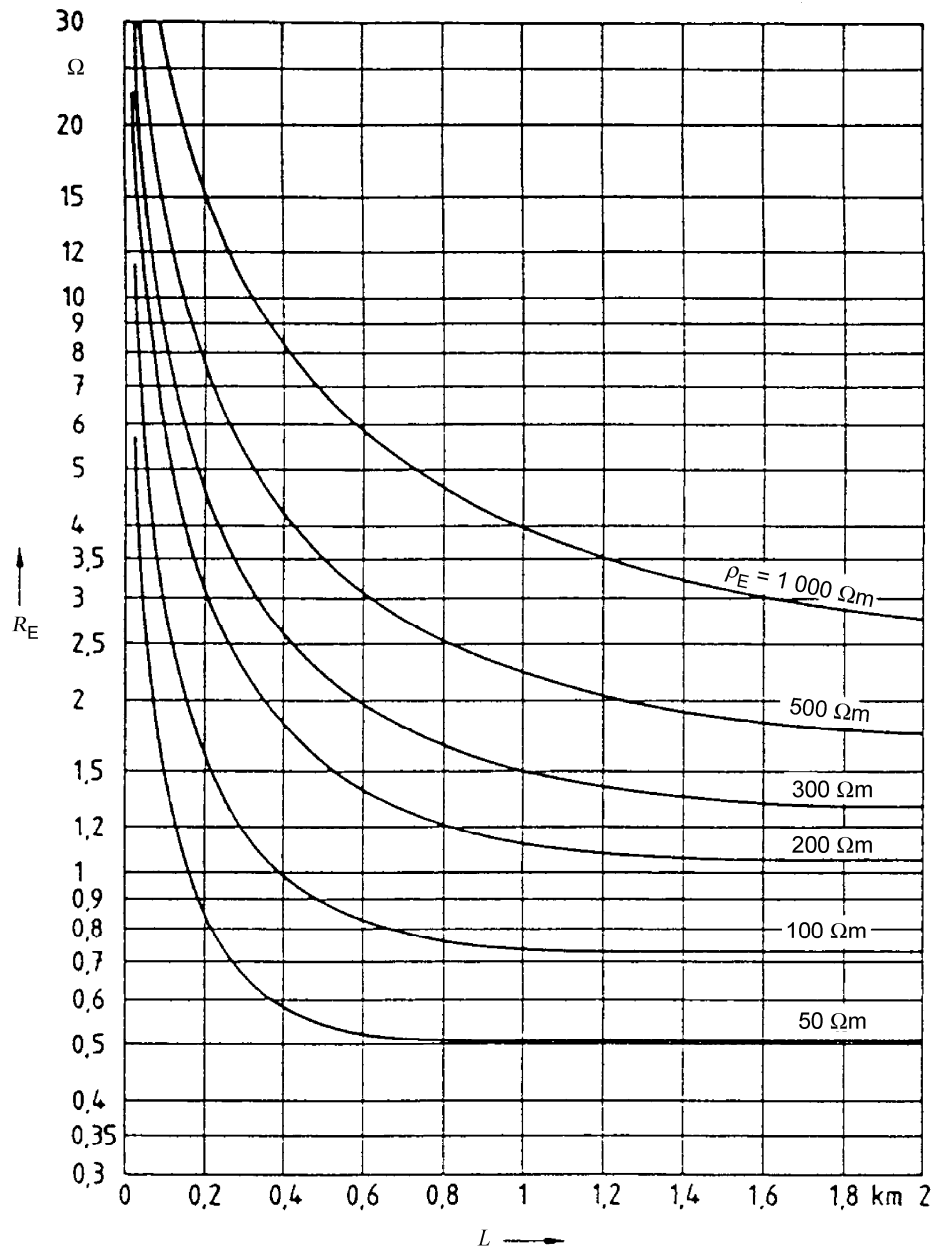


Bild J.3 – Typische Werte für den Ausbreitungswiderstand eines Kabels mit Erderwirkung, abhängig von der Kabellänge und dem spezifischen Erdwiderstand

Anhang K (informativ)

Ausführung von Erdern und Erdungsleitern

K1 Ausführung von Erdern

K.1.1 Oberflächenerder

Oberflächenerder werden üblicherweise am Boden eines Grabens oder einer Baugrube verlegt.

Es wird empfohlen, dass

- sie von leicht gestampftem Erdreich umgeben sind,
- Steine und Kies nicht in unmittelbarem Kontakt mit dem vergrabenen Erder sind,
- das ursprüngliche Erdreich, falls es auf das verwendete Erdermaterial sehr korrodierend wirkt, durch geeigneteres Erdreich zu ersetzen ist.

K.1.2 Senkrechte oder schräg eingetriebene Tiefenerder

Senkrechte oder schräg in Erde eingetriebene Tiefenerder sollten durch einen Abstand von mindestens einer Erderlänge voneinander getrennt sein.

Um jede Beschädigung der Erder beim Eintreiben zu vermeiden, muss dazu geeignetes Werkzeug verwendet werden.

K.1.3 Verbinden der Erder

Die verwendeten Verbindungen zum Zusammenschließen der leitfähigen Teile eines Erdungsnetzes untereinander müssen geeignete Abmessungen haben, um eine elektrische Leitfähigkeit und eine mechanische und thermische Festigkeit wie die der Erder sicherzustellen.

Die Verbindungen der Erder müssen korrosionsbeständig sein und sollten nicht zur Bildung galvanischer Elemente neigen.

Die zum Zusammensetzen von Stäben verwendeten Verbindungen müssen die gleiche mechanische Festigkeit wie der Tiefenerder selbst haben und der mechanischen Belastung beim Eintreiben standhalten. Wenn unterschiedliche Metalle, die galvanische Elemente bilden und damit galvanische Korrosion verursachen können, miteinander verbunden werden müssen, so müssen die Verbindungen dauerhaft vor jedem Kontakt mit Elektrolyten in ihrer Umgebung geschützt werden.

K.2 Ausführung der Erdungsleiter

Im Allgemeinen müssen Erdungsleiter so kurz wie möglich sein.

K.2.1 Einbau der Erdungsleiter

Folgende Einbaumethoden dürfen angewendet werden:

- Eingrabene isolierte Erdungsleiter: Ein Schutz gegen mechanische Beschädigung ist erforderlich.
- Zugänglich eingebaute Erdungsleiter: Oberirdisch müssen Erdungsleiter so eingebaut werden, dass sie zugänglich bleiben. Wenn die Möglichkeit einer mechanischen Beschädigung besteht, sollte der Erdungsleiter geeignet geschützt werden.

- In Beton eingebettete Erdungsleiter: Erdungsleiter dürfen auch in Beton eingebettet werden. Es sind an beiden Enden leicht zugängliche Anschlussstellen vorzusehen.

Um Korrosion zu vermeiden, muss den Stellen, an denen der blanke Erdungsleiter in das Erdreich oder den Beton eingeführt wird, besondere Aufmerksamkeit gewidmet werden.

K.2.2 Verbinden der Erdungsleiter

Die Verbindungen müssen einen guten elektrischen Kontakt sicherstellen, um jeden unzulässigen Temperaturanstieg im Fehlerfall zu verhindern.

Verbindungen sind gegen Lockern zu sichern und gegen Korrosion zu schützen. Wenn unterschiedliche Metalle, die galvanische Elemente bilden und damit Korrosion verursachen können, miteinander verbunden werden müssen, so sind die Verbindungen dauerhaft vor Kontakt mit Elektrolyten in ihrer Umgebung zu schützen.

Zum Anschließen der Erdungsleiter an den Erder, den Erdanschlusspunkt und jedes metallene Teil müssen geeignete Verbindungsstücke verwendet werden. Der Gebrauch von Trennstellen für Prüfzwecke kann hilfreich sein.

Das Lösen dieser Verbindungen darf nicht ohne Werkzeug möglich sein.

Anhang L (informativ)

Messungen für und an Erdungsanlagen

L.1 Messung von spezifischen Erdwiderständen

Messungen des spezifischen Erdwiderstandes zur Vorausbestimmung des Ausbreitungswiderstandes oder der Erdungsimpedanz sind nach einem Viersonden-Verfahren (z. B. Wenner-Methode) durchzuführen, wobei der spezifische Erdwiderstand für verschiedene Tiefen ermittelt werden kann.

L.2 Messung von Ausbreitungswiderständen und Erdungsimpedanzen

L.2.1 Diese Widerstände und Impedanzen dürfen auf verschiedene Art und Weise ermittelt werden. Von der Ausdehnung der Erdungsanlage und dem Grad der Beeinflussung (siehe L.4) hängt es ab, welches Messverfahren zweckmäßig ist.

ANMERKUNG: Es ist zu beachten, dass während dieser Messungen und der vorbereitenden Arbeiten auch im abgeschalteten Zustand, an und zwischen geerdeten Teilen (z. B. zwischen Mast und abgehobenem Erdseil) gefährliche Berührungsspannungen auftreten können.

L.2.2 Beispiele für geeignete Messverfahren und Arten von Messgeräten sind:

a) Erdungsmesser

Dieses Gerät wird eingesetzt bei Erdern oder Erdungsanlagen kleiner oder mittlerer Ausdehnung, z. B. einzelnen Tiefenerdern, Bänderdern, Freileitungsmast-Erdern mit abgehobenem oder aufgelegtem Erdseil, Erdungsanlagen im Mittelspannungsnetz bei Trennung von den Niederspannungserdungsanlagen. Die Frequenz der verwendeten Wechselspannung sollte 150 Hz nicht überschreiten.

Zu prüfender Erder, Sonde und Hilferder sollten möglichst auf einer Geraden liegen, und zwar so weit auseinander wie möglich. Der Abstand der Sonde vom zu prüfenden Erder sollte mindestens das 2,5fache der größten Erderausdehnung (in Messrichtung gesehen) betragen, jedoch nicht weniger als 20 m; der Abstand des Hilferders mindestens das 4fache, jedoch nicht weniger als 40 m.

b) Hochfrequenz-Erdungsmessgerät

Dieses Gerät ermöglicht ohne Abheben des Erdseiles die Messung des Ausbreitungswiderstandes eines einzelnen Mastes. Die Frequenz des Messstromes muss dabei so hoch liegen, dass die durch Erdseil und Nachbarmaste gebildete Kettenleiterimpedanz hochohmig wird und einen praktisch vernachlässigbaren Nebenschluss zur einzelnen Freileitungsmast-Erdung darstellt.

c) Strom-Spannungs-Methode mit verhältnismäßig großen Strömen (siehe L.1)

Dieses Verfahren wird insbesondere zur Messung der Erdungsimpedanz großer Erdungsanlagen verwendet.

Durch Anlegen einer Wechselspannung von etwa Netzfrequenz zwischen Erdungsanlage und einem Gegenerder wird in die Erdungsanlage ein Versuchsstrom I_M eingeleitet, der zu einer messbaren Potentialanhebung der Erdungsanlage führt.

Dabei dürfen Erdseile und Kabelmäntel mit Erderwirkung, die betriebsmäßig an die Anlage angeschlossen sind, nicht abgetrennt werden.

Der Betrag der Erdungsimpedanz ist gegeben durch:

$$Z_E = \frac{U_{EM}}{I_M \cdot r}$$

Dabei sind

U_{EM} gemessene Spannung (in Volt) zwischen der Erdungsanlage und einer Sonde im Bereich der Bezugserde (neutrale Erde)

I_M gemessener Versuchsstrom (in Ampere)

r Reduktionsfaktor der Leitung zum Gegenerder (siehe Anhang I (informativ)). Der Reduktionsfaktor kann durch Rechnung oder Messung bestimmt werden. Für Freileitungen ohne Erdseile und Kabel ohne Schirm und Bewehrung ist $r = 1$.

Erdseile von Leitungen, die auf getrenntem Gestänge parallel zur Versuchsleitung zwischen Erder und Gegenerder verlaufen, sind zu berücksichtigen, wenn sie an den zu prüfenden Erder und am Gegenerder angeschlossen sind. Wird als Versuchsleitung ein Kabel mit beiderseits geerdetem, gut leitendem metallenen Mantel verwendet, so wird der weitaus größte Teil des Versuchsstromes über den Mantel zurückfließen. Liegt um den Mantel ein isolierender Außenmantel, kann es daher zweckmäßig sein, die Erdungen des Mantels aufzuheben.

Bei Kabeln mit Erderwirkung dürfen die Erdungen der metallenen Außenmäntel jedoch nicht aufgetrennt werden.

Die Entfernung zwischen Erder und Gegenerder sollte nach Möglichkeit 5 km nicht unterschreiten. Der Versuchsstrom sollte nach Möglichkeit mindestens so hoch gewählt werden, dass die zu messenden Spannungen (Erdungs- sowie Berührungsspannungen, bezogen auf den Versuchsstrom) größer sind als etwaige Fremd- und Störspannungen. Dies ist im Allgemeinen bei Versuchsströmen ab 50 A sichergestellt. Der Innenwiderstand des Spannungsmessers sollte mindestens das 10fache des Ausbreitungswiderstandes der Sonde betragen.

ANMERKUNG Für kleine Erdungsanlagen können kleinere Abstände ausreichend sein.

Gegebenenfalls vorhandene Fremd- und Störspannungen sind zu eliminieren (siehe L.4).

d) Ermittlung aus den Einzelwiderständen

Besteht die Erdungsanlage aus einzelnen Erdern, die sich praktisch nicht beeinflussen, aber über Verbindungsleitungen, z. B. Erdungsleitungen oder Freileitungserdseile, verbunden sind, so kann die Erdungsimpedanz Z_E auch in folgender Weise bestimmt werden:

Der Ausbreitungswiderstand jedes Erders wird bei aufgetrennten Verbindungsleitungen mit dem Erdungsmesser ermittelt, die Impedanzen der Verbindungsleitungen werden errechnet, und die Erdungsimpedanz wird aus der Ersatzschaltung der Ausbreitungswiderstände und der Impedanzen der Verbindungsleitungen bestimmt.

L.3 Bestimmung der Erdungsspannung

Die Erdungsspannung \underline{U}_E ist gegeben durch (siehe Bild L.1)

$$\underline{U}_E = Z_E \cdot I_E$$

Dabei sind

Z_E Erdungsimpedanz, z. B. aus der Messung nach L.2.2 c) oder aus der Rechnung nach L.2.2 d)

I_E Erdungsstrom entsprechend 3.4.29

Der Erdungsstrom während der Messung ist gegeben durch

$$I_{EM} = r \cdot I_M$$

Die Erdungsimpedanz ist gegeben durch

$$Z_E = \frac{U_{EM}}{I_{EM}}$$

— Entwurf —

E DIN EN 50522 (VDE 0101-2):2008-12
prEN 50522:2008

Die Erdungsspannung im Fehlerfall ist gegeben durch

$$\underline{U}_E = \underline{I}_E \cdot \underline{Z}_E = \underline{U}_{EM} \cdot \frac{\underline{I}_E}{r \cdot \underline{I}_M}$$

Wird ein Erdfehler in einem Drehstromnetz betrachtet und haben alle in die Anlage eingeführten Freileitungen nahezu gleiche Erdseilreduktionsfaktoren, so gilt für den Erdungsstrom

$$\underline{I}_E = r \cdot \Sigma 3 \underline{I}_0$$

Dabei sind

r Erdseil-Reduktionsfaktor

$\Sigma 3 \underline{I}_0$ geometrische Summe der der Anlage zufließenden Ströme aller Phasenleiter dieses Netzes

Bei einem Fehler in der Anlage ist $\Sigma 3 \underline{I}_0$ die Differenz aus Erdkurzschlussstrom und Transformator-Sternpunktstrom.

Sind die Erdseil-Reduktionsfaktoren der in die Anlage eingeführten Leitungen A, B, C... verschieden, so gilt

$$\underline{I}_E = r_A \times 3 \underline{I}_{0A} + r_B \times 3 \underline{I}_{0B} + r_C \times 3 \underline{I}_{0C} + \dots$$

Dabei sind

\underline{I}_{0A} Nullstrom eines Phasenleiters (z. B. Phase L1) der Leitung A, \underline{I}_{0B} , entsprechend für Leitung B usw.

r_A Erdseil-Reduktionsfaktor der Leitung A, r_B der Leitung B usw.

ANMERKUNG Dieser gleichwertige Stromkreis beruht auf dem Effekt, dass üblicherweise die Kettenleiterimpedanz der Freileitungen \underline{Z}_∞ fast nach wenigen Spannfeldern erreicht wird. Für Freileitung mit mehr als wenigen Spannfeldern ergibt der Einfluss der magnetischen Kopplung einen Erdleiterstrom, der zusätzlich beim Reduktionsfaktor berücksichtigt werden kann.

Ist eine der eingeführten Leitungen ein Kabel, so ist bei dieser Leitung an Stelle des Erdseil-Reduktionsfaktors der Kabelmantel-Reduktionsfaktor in die vorstehende Gleichung für \underline{I}_E einzusetzen.

Für Kabel mit isoliertem Schirm, die Kurzschlussstrom in die Anlage übertragen, hat der Reduktionsfaktor des Kabelschirms den vorrangigen Einfluss. Zusätzlich kann die Kettenleiterimpedanz (Kabelschirm / benachbartes Erdungsnetz) berücksichtigt werden, wenn das Kabel deutlich länger ist als die Abschnitte, die die Kettenleiterimpedanz bilden.

L.4 Eliminierung von Fremd- und Störspannungen bei Erdungsmessungen

Bei der Bestimmung von Erdungsspannungen entsprechend L.2.2 c) können Messwertverfälschungen durch Fremd- und Störspannungen jeder Art (z. B. induktive Beeinflussung des Versuchsstromkreises durch in Betrieb befindliche Nachbarsysteme) auftreten.

Beispiele für in der Praxis bewährte Verfahren zur Eliminierung derartiger Störeinflüsse sind:

a) Schwebungsverfahren

Hierbei wird eine Spannungsquelle (z. B. Notstromaggregat) eingesetzt, deren Frequenz um einige Zehntel Hertz von der Netzfrequenz abweicht. Die vom Versuchsstrom hervorgerufenen Spannungen addieren sich geometrisch zu etwaigen Störspannungen U_d' , deren Betrag und Phasenlage bei hinreichend kurzer Dauer eines Messzyklus als konstant angesehen werden kann. Durch die asynchrone Überlagerung schwankt der Zeiger oder die Anzeige des Spannungsmessgeräts zwischen einem Größtwert und einem Kleinstwert U_1 und U_2 . Für die vom Versuchsstrom hervorgerufene Spannung gilt dann

$$U = \frac{U_1 + U_2}{2} \text{ für } 2 \cdot U_d' < U_1$$

$$U = \frac{U_1 - U_2}{2} \text{ für } 2 \cdot U_d' > U_1$$

$$U = \frac{U_1}{2} \text{ für } 2 \cdot U_d' = U_1$$

b) Umpolungsverfahren

Hierzu wird eine netzsynchrone Spannungsquelle (Transformator) benutzt, deren Spannung in ihrer Phasenlage nach einer stromlosen Pause um 180° elektrisch gedreht wird. Es wird die beim Fließen des Versuchsstromes auftretende Spannung U_a vor dem Umpolen, U_b nach dem Umpolen und die Störspannung U_d bei abgeschaltetem Versuchsstrom gemessen. Auf Grund vektorieller Beziehungen gilt für die vom Versuchsstrom hervorgerufene Spannung.

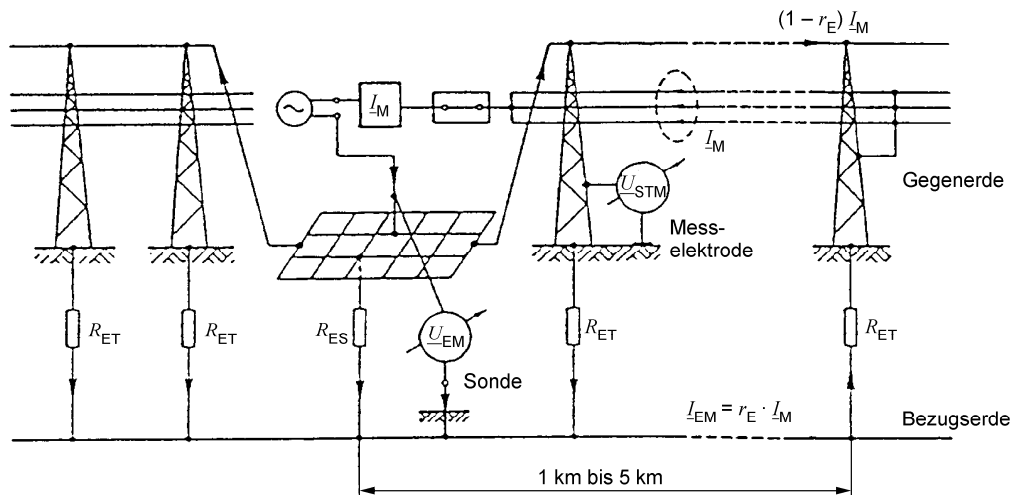
$$U = \sqrt{\frac{U_a^2 + U_b^2}{2}} - U_d^2$$

c) Vektormessung

Längere Messleitungen sollten nach Möglichkeit rechtwinkelig zur Versuchsleitung geführt werden. Ist dies aus räumlichen Gründen nicht möglich, kann der durch den Versuchstrom in die Messleitung induzierte Spannungsanteil teilweise durch ein Vektormessgerät eliminiert werden.

d) Abblocken von Gleichströmen

Weisen die Störspannungen hohe Gleichspannungsanteile auf, kann die Verwendung eines Spannungsmessers erforderlich werden, bei dem die Gleichspannung abgeblockt wird.



- I_M Versuchsstrom (im Allgemeinen wird nur der Betrag von Strom bzw. Spannung bestimmt)
- I_{EM} Erdungsstrom bei der Messung (in diesem Fall nicht unmittelbar zu messen)
- r_E Reduktionsfaktor der Leitung zum Gegenerder
- R_{ES} Ausbreitungswiderstand des Erdernetzes
- R_{ET} Ausbreitungswiderstand eines Mastes
- U_{EM} Erdungsspannung bei der Messung
- U_{STM} Berührungsquellenspannung bei der Messung

Bild L.1 – Beispiel für die Ermittlung der Erdungsimpedanz nach der Strom-Spannung-Methode

Anhang M (normativ)

Einzelheiten zur Bauüberwachung und Dokumentation von Erdungsanlagen

Es sollte ein Lageplan des Erdungsnetzes vorhanden sein, in dem das Material, die Lage der Erder, ihre Verzweigungspunkte und die Verlegungstiefe eingetragen sind.

Vor der Inbetriebnahme sollte ein Prüfprotokoll erstellt werden, in dem nachgewiesen wird, dass alle Anforderungen dieser Norm beachtet wurden.

Der Ausbreitungswiderstand jeder Anlage außerhalb des Bereiches eines Globalen Erdungssystems sollte berechnet oder systematisch gemessen (Einzelheiten zur Messtechnik sind im Anhang L (informativ) angegeben) und die Erdungsspannung berechnet oder gemessen werden. Falls erforderlich hat die Überprüfung der Berührungsspannung ebenfalls mittels Rechnung oder Messung zu erfolgen.

Innerhalb des Bereiches eines Globalen Erdungssystems ist eine Feststellung des Ausbreitungswiderstandes oder der Erdungsspannung nicht erforderlich, da hier die Grundauslegung einer Erdungsanlage ausreichend ist.

Falls Ersatzmaßnahmen zum Einhalten der zulässigen Berührungsspannungen erforderlich sind, müssen sie im Lageplan eingetragen und in der Dokumentation beschrieben sein.

Anhang N (informativ)

Die Verwendung von Bewehrungsstählen in Beton für Erdungszwecke

Bewehrungsstähle können für verschiedene Zwecke verwendet werden:

- a) Als ein Teil der Erdungsanlage, wobei die Querschnitte der Bewehrungsstähle in Übereinstimmung mit 5.2.2 sein müssen.
- b) Als Potentialsteuerung zum Schutze des Bedienungspersonals, wobei alle dafür erforderlichen Teile der Stahlbewehrung miteinander verbunden sein müssen, um sicherzustellen, dass keine Potentialdifferenzen auftreten. Die Verbindungen müssen in Übereinstimmung mit 5.2.3 bemessen werden.
- c) Als elektromagnetischer Schirm in Verbindung mit hochfrequenten Strömen, wobei alle dafür nötigen Teile der Stahlbewehrung miteinander verbunden sein müssen, um eine sehr kleine Impedanz für hochfrequente Ströme zu bilden. Es sind viele Anschlusspunkte an die Stahlbewehrung erforderlich, um zur Minimierung der elektromagnetischen Beeinflussung möglichst kurze Anschlüsse der Geräte zu erlauben.

Wenn Bewehrungsstähle für einen dieser Zwecke verwendet werden, so ist darauf zu achten, dass die Korrosionsgefahr minimal bleibt. Die Verbindung zu den Bewehrungsstählen muss mit dem Anhang K (informativ) in Übereinstimmung sein.

Anhang O (informativ)

Globales Erdungssystem

Der Begriff des globalen Erdungssystems beruht auf der Tatsache, dass in einem Gebiet keine oder keine nennenswerte Potentialdifferenz besteht.

Um solche Gebiete zu identifizieren ist keine einfache oder alleinige Regel verfügbar.

Im Allgemeinen gilt:

- Ein niedriger Gesamtwiderstand ist nützlich, aber keine Sicherheit. Daher legt die Norm keine Mindestanforderung für den Widerstand fest. Außerdem, sogar in Anlagen mit hohem Erdboden- und Gesamtwiderstand können durch Zusatzwiderstände und angemessene Potentialsteuerung die Sicherheitsanforderungen erfüllt werden.
- Ein niedriger Fehlerstrom ist nützlich, da die gesamte Erdungsspannung begrenzt wird.
- Ein geeigneter Reduktionsfaktor des Kabelschirms oder ein Erdleiter-Reduktionsfaktor verteilt den Fehlerstrom so, dass die gesamte Erdungsspannung begrenzt wird.
- Eine kurze Fehlerdauer erhöht die zulässige Berührungsspannung und damit wird die Abweichung bezogen auf die zulässigen Grenzwerte kleiner.

Es sind unterschiedliche Maßnahmen verfügbar, um die Sicherheitsanforderungen zu erfüllen. Um für ein konkretes Gebiet die Maßnahmen festzulegen, müssen die örtlichen Bedingungen berücksichtigt werden. Der Nachweis kann mittels Messungen oder Berechnungen erfolgen.

Typische Fälle, in denen ein globales Erdungssystem vorhanden ist, können sein:

- Anlage, umgeben von Gebäuden mit Fundamenterdern und verbundenen Erdungsanlagen, z. B. durch Kabelschirme oder Niederspannungsschutzleiter
- Anlage versorgt Stadtzentren oder dicht bebaute Gebiete
- Anlage versorgt Vorstadtgebiete mit vielen verteilten Erdern, die durch die Niederspannungsschutzleiter verbunden sind
- Anlage mit einer bestimmten Anzahl von nahegelegenen Anlagen
- Anlage mit einer bestimmten Anzahl und Länge von abgehenden Erdern
- Anlage über Kabel mit Erderwirkung verbunden
- Anlage versorgt ausgedehnte Industriegebiete
- Anlagen sind Teil eines Systems mit mehrfach geerdetem Hochspannungs-Neutralleiter

Earthing of power installations exceeding 1 kV a.c.

Prises de terre des installations
électriques en courant alternatif de
puissance supérieure à 1 kV

Erdung von Starkstromanlagen mit
Nennwechselspannungen über 1 kV

This draft European Standard is submitted to CENELEC members for CENELEC enquiry.
Deadline for CENELEC: 2009-03-13.

It has been drawn up by CLC/TC 99X.

If this draft becomes a European Standard, CENELEC members are bound to comply with the CEN/CENELEC Internal Regulations which stipulate the conditions for giving this European Standard the status of a national standard without any alteration.

This draft European Standard was established by CENELEC in three official versions (English, French, German). A version in any other language made by translation under the responsibility of a CENELEC member into its own language and notified to the Central Secretariat has the same status as the official versions.

CENELEC members are the national electrotechnical committees of Austria, Belgium, Bulgaria, Cyprus, the Czech Republic, Denmark, Estonia, Finland, France, Germany, Greece, Hungary, Iceland, Ireland, Italy, Latvia, Lithuania, Luxembourg, Malta, the Netherlands, Norway, Poland, Portugal, Romania, Slovakia, Slovenia, Spain, Sweden, Switzerland and the United Kingdom.

Warning : This document is not a European Standard. It is distributed for review and comments. It is subject to change without notice and shall not be referred to as a European Standard.

CENELEC

European Committee for Electrotechnical Standardization
Comité Européen de Normalisation Electrotechnique
Europäisches Komitee für Elektrotechnische Normung

Central Secretariat: rue de Stassart 35, B - 1050 Brussels

Foreword

1
2
3
4
5

This draft European Standard was prepared by the Technical Committee CENELEC TC 99X, Power installations exceeding 1 kV a.c. (1,5 kV d.c.). It is submitted to the CENELEC enquiry.

CLC/TC 99X note:

This draft European Standard is circulated simultaneously with the parallel vote on future IEC 61936-1 (99/81/CDV).

The text identical with IEC 61936-1 / MT 4 is written in italics.

6
7
8
9

Draft for Enquiry

10

Contents

11	1	Scope.....	6
12	2	Normative references.....	7
13	3	Definitions	8
14	3.1	General	8
15	3.2	Installations	8
16	3.3	Safety measures against electric shock.....	9
17	3.4	Earthing.....	9
18	4	Fundamental requirements	17
19	4.1	General	17
20	4.2	Electrical requirements	18
21	4.3	Safety criteria	19
22	4.4	Functional requirements	19
23	5	Design of earthing systems.....	20
24	5.1	General	20
25	5.2	Dimensioning with respect to corrosion and mechanical strength.....	20
26	5.3	Dimensioning with respect to thermal strength	21
27	5.4	Dimensioning with regard to touch and step voltages	23
28	6	Measures to avoid transferred potential.....	27
29	6.1	Transferred potential from High voltage systems to Low voltage systems	27
30	6.2	Transferred potentials to telecommunication and other systems	28
31	7	Construction of earthing systems	29
32	7.1	Installation of earth electrodes and earthing conductors	29
33	7.2	Lightning and transients.....	29
34	7.3	Measures for earthing on equipment and installations	30
35	8	Measurements and documentation	30
36	9	Maintainability.....	30
37	9.1	Inspections	30
38	9.2	Measurements	30
39	Annex A (normative) Method of calculating the voltage limit.....		31
40	Annex B (normative) Touch voltage and body current		32
41	B.1	Equivalence between touch voltage and body current.....	32
42	B.2	Taking into account additional resistances	33
43	Annex C (normative) Type and minimum dimensions of earth electrode materials ensuring mechanical strength and corrosion resistance		36
45	Annex D (normative) Current rating calculation of earthing conductors and earth electrodes.....		37
47	Annex E (normative) Description of the recognized specified measures M		41
48	Annex F (normative) Measures on earthing systems to reduce the effects of high frequency interference		44
50	Annex G (normative) Detailed measures for earthing of equipment and installations		45
51	G.1	Fences around substation installations.....	45
52	G.2	Pipes.....	45
53	G.3	Traction rails	45
54	G.4	Pole mounted transforming and/or switching installations	45
55	G.5	Secondary circuits of instrument transformers.....	46
56	Annex H (normative) Measuring touch voltages		47

57	Annex I (informative) Reduction factors related to earth wires of overhead lines and	
58	metal sheaths of underground cables	48
59	I.1 General	48
60	I.2 Typical values of reduction factors of overhead lines and cables (50 Hz)	48
61	Annex J (informative) Basis for the design of earthing systems	50
62	J.1 Soil resistivity	50
63	J.2 Resistance to earth	50
64	Annex K (informative) Installing the earth electrodes and earthing conductors	54
65	K.1 Installation of earth electrodes	54
66	K.2 Installation of earthing conductors	54
67	Annex L (informative) Measurements for and on earthing systems	56
68	L.1 Measurement of soil resistivities	56
69	L.2 Measurement of resistances to earth and impedances to earth	56
70	L.3 Determination of the earth potential rise	57
71	L.4 Elimination of interference and disturbance voltages for earthing	
72	measurements	58
73	Annex M (normative) Details on site inspection and documentation of earthing systems	61
74	Annex N (informative) The use of reinforcing bars in concrete for earthing purpose	62
75	Annex O (informative) Global Earthing System	63
76		
77	Figure 1 - Example for the surface potential profile and for the voltages in case of	
78	current carrying earth electrodes	14
79	Figure 2 - Example for currents, voltages and resistances for an earth fault in a	
80	transformer substation with low impedance neutral earthing	15
81	Figure 3 - Essential components of earth fault currents in high voltage systems	17
82	Figure 4 - Touch voltage limit	25
83	Figure 5 - Design of earthing systems, if not part of a global earthing system (C1 of	
84	5.4.2), with regard to permissible touch voltage U_{Tp} by checking the earth potential rise	
85	UE or the touch voltage U_T	26
86	Figure B.1 - Scheme of the touching circuit	34
87	Figure B.2 - Examples for curves $U_{STp} = f(t_F)$ for different additional resistances	
88	$R_a = R_{a1} + R_{a2}$	35
89	Figure D.1 - Short circuit current density G for earthing conductors and earth electrodes	
90	relative to the duration of the fault current t_F	38
91	Figure D.2 - Continuous current I_D for earthing conductors	40
92	Figure J.1 - Resistance to earth of horizontal earth electrodes (made from strip, round	
93	material or stranded conductor) for straight or ring arrangement in homogeneous soil	51
94	Figure J.2 - Resistance to earth of earth rods, vertically buried in homogeneous soil	52
95	Figure J.3 - Typical values for the resistance to earth of a cable with earth electrode	
96	effect depending on the length of the cable and the soil resistivity	53
97	Figure L.1 - Example for the determination of the impedance to earth by the heavy-	
98	current injection method	60

99
100 Table 1 - Relevant currents for the design of earthing systems22
101 *Table 2 - Minimum requirements for interconnection of low voltage and high voltage*
102 *earthing systems based on EPR limits*28
103 Table B.1 - Permissible body current I_B depending on the fault duration t_F32
104 Table B.2 - Total human body impedance Z_B related to the touch voltage U_T for a current
105 path hand to hand or hand to foot.....32
106 Table B.3 - Calculated values of the permissible touch voltage U_{Tp} as a function of the
107 fault duration t_F 33
108 Table B.4 - Assumption for calculations with additional resistances.....33
109

Draft for Enquiry

110 **1 Scope**

111 This European Standard contains the requirements for the design and erection of earthing
112 systems of electrical installations, in systems with nominal voltage above 1 kV a.c., so as to
113 provide safety and proper functioning for the use intended.

114 For the purpose of interpreting this standard, an electrical power installation is considered to be
115 one of the following.

116 a) Substation.

117 b) Electrical installations on mast, pole and tower.

118 Switchgear and/or transformers located outside a closed electrical operating area.

119 c) One (or more) power station(s) located on a single site.

120 The installation includes generators and transformers with all associated switchgear and all
121 electrical auxiliary systems. Connections between generating stations located on different
122 sites are excluded.

123 d) The electrical system of a factory, industrial plant or other industrial, agricultural,
124 commercial or public premises.

125 The electrical power installation includes, among others, the following equipment:

126 – rotating electrical machines;

127 – switchgear;

128 – transformers and reactors;

129 – converters;

130 – cables;

131 – wiring systems;

132 – batteries;

133 – capacitors;

134 – earthing systems;

135 – buildings and fences which are part of a closed electrical operating area;

136 – associated protection, control and auxiliary systems;

137 – large air core reactor.

138 NOTE In general, a standard for an item of equipment takes precedence over this standard.

139 This European Standard does not apply to the design and erection of earthing systems of any
140 of the following:

141 – overhead and underground lines between separate installations;

142 – electric railways (but not the substation feeding a railway system);

143 – mining equipment and installations;

144 – fluorescent lamp installations;

145 – installations on ships and off-shore installations;

146 – electrostatic equipment (e.g. electrostatic precipitators, spray-painting units);

147 – test sites;

148 – medical equipment, e.g. medical X-ray equipment.

149 This European Standard does not apply to the requirements for carrying out live working on
150 electrical installations.

151 **2 Normative references**

152 The following referenced documents are indispensable for the application of this document. For
153 dated references, only the edition cited applies. For undated references, the latest edition of
154 the referenced document (including any amendments) applies.

155 EN 60529, *Degrees of protection provided by enclosures (IP Code)* (IEC 60529)

156 EN 60909, *Short-circuit currents in three-phase a.c. systems* (IEC 60909)

157 HD 60364-1, *Low-voltage electrical installations – Part 1: Fundamental principles, assessment
158 of general characteristics, definitions* (IEC 60364-1, modified)

159 HD 60364-4-41, *Low-voltage electrical installations – Part 4-41: Protection for safety –
160 Protection against electric shock* (IEC 60364-4-41, modified)

161 IEC 60050(151):2001, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Part 151: Electrical
162 and magnetic devices*

163 IEC 60050(195):1998, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Part 195: Earthing and
164 protection against electric shock*

165 IEC 60050(601):1985, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Part 601: Generation,
166 transmission and distribution of electricity – General*

167 IEC 60050(602):1983, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) –Part 602: Generation,
168 transmission and distribution of electricity – Generation*

169 IEC 60050(604):1987, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Part 604: Generation,
170 transmission and distribution of electricity – Operation*

171 IEC 60050(605):1983, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Part 605: Generation,
172 transmission and distribution of electricity – Substations*

173 IEC 60050(826):2004, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Part 826: Electrical
174 installations*

175 IEC 60287-3-1, *Electric cables – Calculation of the current rating – Part 3-1: Sections on
176 operating conditions – Reference operating conditions and selection of cable type*

177 IEC/TS 60479-1:2005, *Effects of current on human beings and livestock – Part 1: General
178 aspects*

179 IEC 60949:1988, *Calculation of thermally permissible short-circuit currents, taking into account
180 non-adiabatic heating effects*

181 IEC 61000-5-2, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 5: Installation and mitigation
182 guidelines – Section 2: Earthing and cabling*

183 **3 Definitions**

184 For the purposes of this document, the following terms and definitions apply.

185 **3.1 General**

186 **3.1.1**

187 **electrical equipment**

188 *any item used for such purposes as generation, conversion, transmission, distribution and*
189 *utilization of electrical energy, such as machines, transformers, apparatus, measuring*
190 *instruments, protective devices, equipment for wiring systems, appliances*

191 [IEV 826-07-01]

192 **3.1.2**

193 **rated value**

194 *value of a quantity used for specification purposes, established for a specified set of operating*
195 *conditions of a component, device, equipment, or system*

196 [IEV 151-16-08]

197 **3.1.3**

198 **high voltage**

199 *voltage exceeding 1 000 V a.c.*

200 **3.1.4**

201 **low voltage**

202 *voltage not exceeding 1 000 V a.c.*

203 **3.1.5**

204 **operation**

205 *all activities, including both electrical and non-electrical work activities, necessary to permit the*
206 *power installation to function. These activities include switching, controlling, monitoring and*
207 *maintenance*

208 **3.2 Installations**

209 **3.2.1**

210 **closed electrical operating area**

211 *room or location for operation of electrical installations and equipment to which access is*
212 *intended to be restricted to skilled or instructed persons or to lay personnel under the*
213 *supervision of skilled or instructed persons, e.g. by opening of a door or removal of protective*
214 *barrier only by the use of a key or tool, and which is clearly marked by appropriate warning*
215 *signs*

216 **3.2.2**

217 **substation**

218 *part of a power system, concentrated in a given place, including mainly the terminations of*
219 *transmission or distribution lines, switchgear and housing and which may also include*
220 *transformers. It generally includes facilities necessary for system security and control (e.g. the*
221 *protective devices)*

222 *EXAMPLES: transmission substation (of a transmission system), distribution substation, 400 kV substation, 20 kV*
223 *substation.*

224 [IEV 605-01-01]

225 **NOTE** *According to the nature of the system within which the substation is included, a prefix may qualify it.*

- 226 **3.2.3**
227 **power station**
228 *installation whose purpose is to generate electricity and which includes civil engineering works,*
229 *energy conversion equipment and all the necessary ancillary equipment*
230 [IEV 602-01-01]
- 231 **3.2.4**
232 **installations of open design**
233 *installations where the equipment does not have protection against direct contact*
- 234 **3.2.5**
235 **installations of enclosed design**
236 *installations where the equipment has protection against direct contact*
237 NOTE For degrees of enclosure protection see EN 60529.
238
- 239 **3.3 Safety measures against electric shock**
- 240 **3.3.1**
241 **protection against direct contact**
242 *measures which prevent persons coming into hazardous proximity to live parts or those parts*
243 *which could carry a hazardous voltage, with parts of their bodies or objects (reaching the*
244 *danger zone)*
- 245 **3.3.2**
246 **protection in case of indirect contact**
247 *protection of persons from hazards which could arise, in event of fault, from contact with*
248 *exposed conductive parts of electrical equipment or extraneous conductive parts*
- 249 **3.3.3**
250 **enclosure**
251 *part providing protection of equipment against certain external influences and, in any direction,*
252 *protection against direct contact*
253 [IEV 826-03-12]
254
- 255 **3.4 Earthing**
- 256 **3.4.1**
257 **(local) earth**
258 *part of the Earth which is in electric contact with an earth electrode and the electric potential of*
259 *which is not necessarily equal to zero*
260 NOTE The conductive mass of the earth, whose electric potential at any point is conventionally taken as equal to
261 zero.
262 [IEV 195-01-03]
- 263 **3.4.2**
264 **reference earth**
265 **(remote earth)**
266 *part of the Earth considered as conductive, the electric potential of which is conventionally*
267 *taken as zero, being outside the zone of influence of the relevant earthing arrangement*
268 NOTE The concept "Earth" means the planet and all its physical matter.
269 [IEV 195-01-01, modified]

- 270 **3.4.3**
271 **earth electrode**
272 *conductive part, which is in electric contact with the earth and which may be embedded in a*
273 *specific conductive medium, e.g. in concrete*
274 [IEV 195-02-01]
- 275 **3.4.4**
276 **earthing conductor**
277 *conductor which provides a conductive path, or part of the conductive path, between a given*
278 *point in a system or in an installation or in equipment and an earth electrode*
279 [IEV 195-02-03]
- 280 *NOTE Where the connection between part of the installation and the earth electrode is made via a disconnecting*
281 *link, disconnecting switch, surge arrester counter, surge arrester control gap etc., then only that part of the*
282 *connection permanently attached to the earth electrode is an earthing conductor.*
- 283 **3.4.5**
284 **protective bonding conductor**
285 *protective conductor for ensuring equipotential bonding*
286 [IEV 826-04-10, modified]
- 287 **3.4.6**
288 **earthing system**
289 *arrangement of connections and devices necessary to earth equipment or a system separately*
290 *or jointly*
291 [IEV 604-04-02]
- 292 **3.4.7**
293 **earth rod**
294 *earth electrode consisting of a metal rod driven into the ground*
295 [IEV 604-04-09]
- 296 **3.4.8**
297 **structural earth electrode**
298 *metal part, which is in conductive contact with the earth or with water directly or via concrete,*
299 *whose original purpose is not earthing, but which fulfils all requirements of an earth electrode*
300 *without impairment of the original purpose*
301 *NOTE Examples of structural earth electrodes are pipelines, sheet piling, concrete reinforcement bars in*
302 *foundations and the steel structure of buildings, etc.*
- 303 **3.4.9**
304 **electric resistivity of soil, ρ_s**
305 *resistivity of a typical sample of soil*
- 306 **3.4.10**
307 **resistance to earth, R_E**
308 *real part of the impedance to earth*
- 309 **3.4.11**
310 **impedance to earth, Z_E**
311 *impedance at a given frequency between a specified point in a system or in an installation or in*
312 *equipment and reference earth*
313 *NOTE The impedance to earth is determined by the directly connected earth electrodes and also by connected*
314 *overhead earth wires and wires buried in earth of overhead lines, by connected cables with earth electrode effect*
315 *and by other earthing systems which are conductively connected to the relevant earthing system by conductive*
316 *cable sheaths, shields, PEN conductors or in another way.*

- 317 **3.4.12**
318 **earth potential rise, EPR**
319 *voltage between an earthing system and reference earth*
- 320 **3.4.13**
321 **potential**
322 *voltage between an observation point and reference earth*
- 323 **3.4.14**
324 **(effective) touch voltage, U_T**
325 *voltage between conductive parts when touched simultaneously*
326 *NOTE The value of the effective touch voltage may be appreciably influenced by the impedance of the person in*
327 *electric contact with these conductive parts.*
328 *[IEV 195-05-11, modified]*
- 329 **3.4.15**
330 **prospective touch voltage (source voltage for touching)**
331 *voltage between simultaneously accessible conductive parts when those conductive parts are*
332 *not being touched*
333 *[IEV 195-05-09, modified]*
- 334 **3.4.16**
335 **step voltage, U_s**
336 *voltage between two points on the earth's surface that are 1 m distant from each other, which*
337 *is considered to be the stride length of a person*
338 *[IEV 195-05-12]*
- 339 **3.4.17**
340 **transferred potential**
341 *potential rise of an earthing system caused by a current to earth transferred by means of a*
342 *connected conductor (for example a metallic cable sheath, PEN conductor, pipeline, rail) into*
343 *areas with low or no potential rise relative to reference earth resulting in a potential difference*
344 *occurring between the conductor and its surroundings (Figure 1).*
345 *NOTE The definition also applies where a conductor, which is connected to reference earth, leads into the area*
346 *of the potential rise.*
- 347 **3.4.18**
348 **stress voltage**
349 *voltage appearing during earth fault conditions between an earthed part or enclosure of*
350 *equipment or device and any other of its parts and which could affect its normal operation or*
351 *safety*
- 352 **3.4.19**
353 **global earthing system**
354 *equivalent earthing system created by the interconnection of local earthing systems that*
355 *ensures, by the proximity of the earthing systems, that there are no dangerous touch voltages.*
356 *Such systems permit the division of the earth fault current in a way that results in a reduction of*
357 *the earth potential rise at the local earthing system. Such a system could be said to form a*
358 *quasi equipotential surface*
359 *NOTE The existence of a global earthing system may be determined by sample measurements or calculation for*
360 *typical systems. Typical examples of global earthing systems are in city centres; urban or industrial areas with*
361 *distributed low- and high-voltage earthing (see Annex O).*
- 362 **3.4.20**
363 **multi-earthed HV neutral conductor**
364 *neutral conductor of a distribution line connected to the earthing system of the source*
365 *transformer and regularly earthed*

366 **3.4.21**
367 **exposed conductive part**
368 *conductive part of equipment which can be touched and which is not normally live, but which*
369 *can become live when basic insulation fails*
370 [IEV 826-03-02, modified]

371 **3.4.22**
372 **extraneous conductive part**
373 *conductive part not forming part of the electrical installation and liable to introduce an electric*
374 *potential, generally the electric potential of a local earth*
375 [IEV 826-03-03, modified]

376 **3.4.23**
377 **PEN conductor**
378 *conductor combining the functions of both protective earthing conductor and neutral conductor*
379 [IEV 826-04-06, modified]

380 **3.4.24**
381 **earth fault**
382 *fault caused by a conductor being connected to earth or by the insulation resistance to earth*
383 *becoming less than a specified value*
384 [IEV 151-03-40:1978]
385 *NOTE Earth faults of two or several phase conductors of the same system at different locations are designated*
386 *as double or multiple earth faults.*

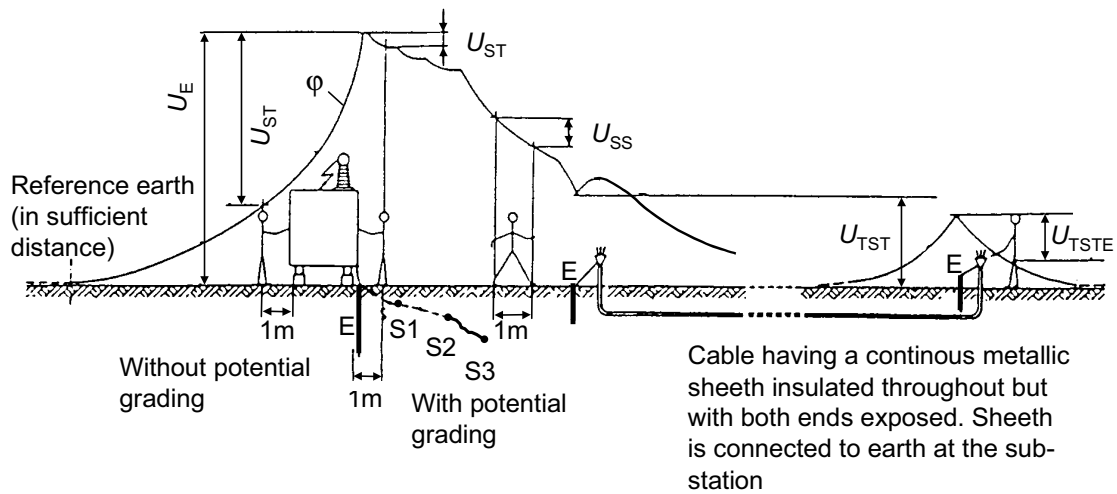
387 **3.4.25**
388 **system with isolated neutral**
389 *system in which the neutrals of transformers and generators are not intentionally connected to*
390 *earth, except for high impedance connections for signalling, measuring or protection purposes*
391 [IEV 601-02-24, modified]

392 **3.4.26**
393 **system with resonant earthing**
394 *system in which at least one neutral of a transformer or earthing transformer is earthed via an*
395 *arc suppression coil and the combined inductance of all arc suppression coils is essentially*
396 *tuned to the earth capacitance of the system for the operating frequency*
397
398 *NOTE In case of no self-extinguishing arc fault there are two different operation methods used:*
399 *- immediate automatic disconnection;*
400 *- continuous operation during fault localisation process.*
401 *In order to facilitate the fault localisation and operation there are different supporting procedures:*
402 *- short term earthing for detection;*
403 *- short term earthing for tripping;*
404 *- phase earthing.*

405 **3.4.27**
406 **system with low-impedance neutral earthing**
407 *system in which at least one neutral of a transformer, earthing transformer or generator is*
408 *earthed directly or via an impedance designed such that due to an earth fault at any location*
409 *the magnitude of the fault current leads to a reliable automatic tripping due to the magnitude of*
410 *the fault current*
411 [IEV 601-02-25, 601-02-26]

- 412 **3.4.28**
413 **earth fault current, I_F**
414 *current which flows from the main circuit to earth or earthed parts at the fault location (earth*
415 *fault location) (Figure 2 and Figure 3).*
416 *For single earth faults, this is,*
417 – *in systems with isolated neutral, the capacitive earth fault current;*
418 – *in systems with high resistive earthing, the RC composed earth fault current;*
419 – *in systems with resonant earthing, the earth fault residual current;*
420 – *in systems with solid or low impedance neutral earthing, the line-to-earth short-circuit current*
- 421 **3.4.29**
422 **current to earth, I_E**
423 *current flowing to earth via the impedance to earth (see Figure 2)*
424
425 NOTE The current to earth is the part of the earth fault current I_F , which causes the potential rise of the earthing
426 system. For the determination of I_E see also Annex L.
- 427 **3.4.30**
428 **reduction factor, r**
429 *factor r of a three phase line is the ratio of the current to earth over the sum of the zero*
430 *sequence currents in the phase conductors of the main circuit ($r = I_E / 3I_0$) at a point remote*
431 *from the short-circuit location and the earthing system of an installation*
- 432 **3.4.31**
433 **circulating transformer neutral current**
434 *portion of fault current which flows back to the transformer neutral point via the metallic parts*
435 *and/or the earthing system without ever discharging into soil.*
- 436 **3.4.32**
437 **horizontal earth electrode**
438 *electrode which is generally buried at a depth of up to approximately 1 m. It can consist of*
439 *strip, round bar or stranded conductor and can be laid out to form a radial, ring or mesh earth*
440 *electrode or a combination of these*
- 441 **3.4.33**
442 **cable with earth electrode effect**
443 *cable whose sheaths, screens or armourings have the same effect as a strip earth electrode*
- 444 **3.4.34**
445 **foundation earth electrode**
446 *conductive structural embedded in concrete which is in conductive contact with the earth via a*
447 *large surface*
448 [IEV 826-13-08, modified]
- 449 **3.4.35**
450 **potential grading earth electrode**
451 *conductor which due to shape and arrangement is principally used for potential grading rather*
452 *than for establishing a certain resistance to earth*

453



454
455

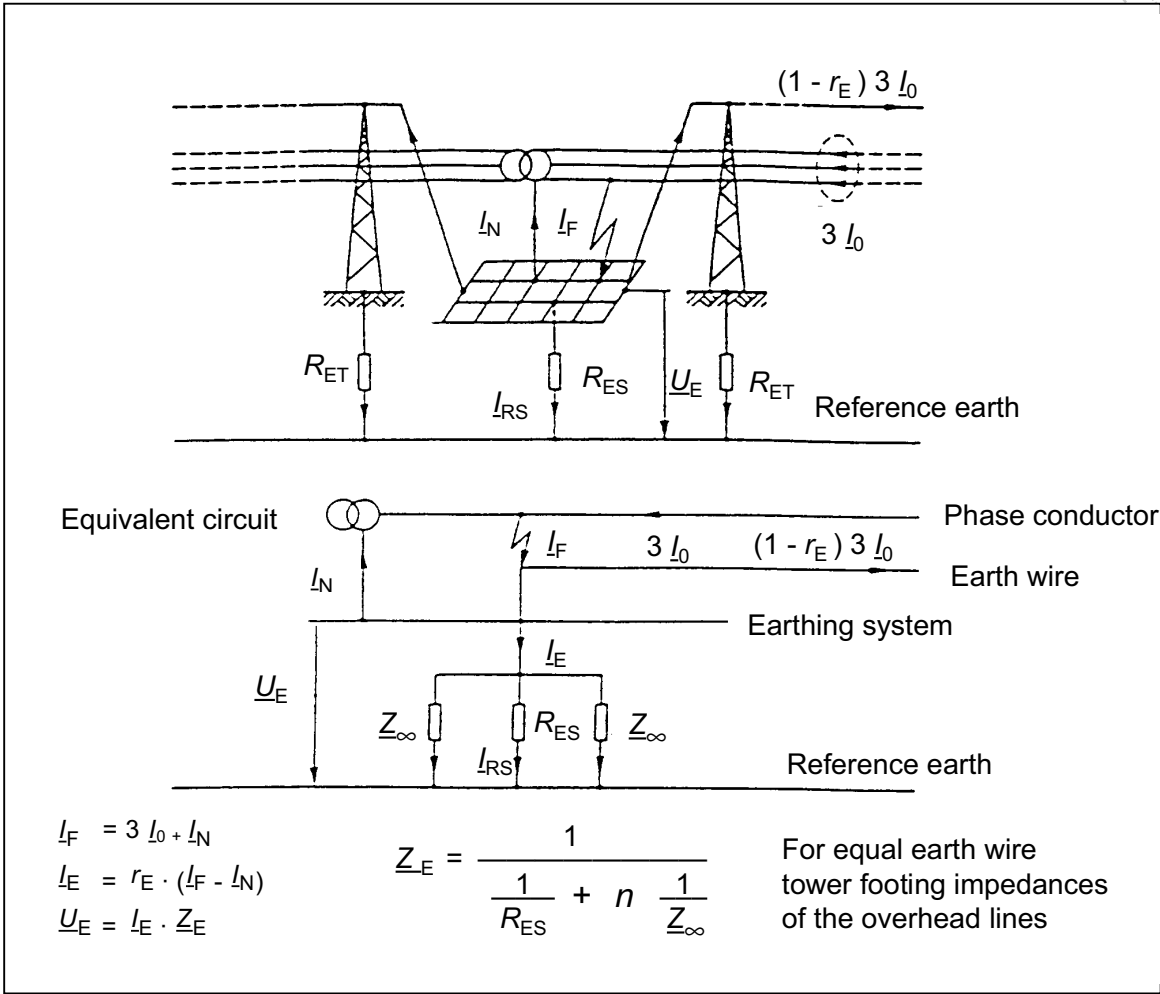
456 E Earth electrode
457 S1, S2, S3 Potential grading earth electrodes
458 (e.g. ring earth electrodes),
459 connected to the earth electrode E

U_E Earth potential rise
 U_{SS} Source step voltage
 U_{ST} Source voltage for touching
 U_{TST} Transferred source voltage for touching, if the sheath is not earthed at the remote end
 U_{TSTE} Transferred source voltage for touching, if the sheath is earthed at the remote end as well
 ϕ Earth surface potential

460
461
462
463
464
465
466
467
468

469 **Figure 1 - Example for the surface potential profile and for the voltages in case of**
470 **current carrying earth electrodes**
471

472
473
474

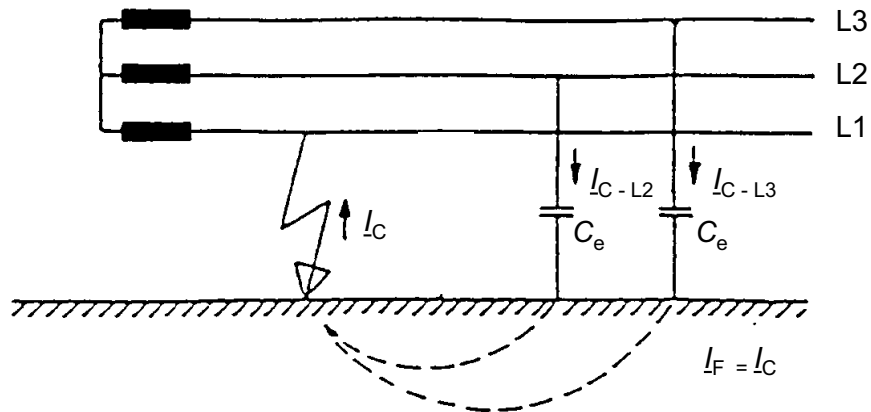


- 475
- 476 $3 I_0$ Three times zero sequence current of the line
- 477 I_N Current via neutral earthing of the transformer
- 478 I_F Earth fault current
- 479 I_E Current to earth (cannot be measured directly)
- 480 I_{RS} Current via the resistance to earth of the mesh earth electrode
- 481 r_E Reduction factor of the overhead line
- 482 R_{ES} Resistance to earth of the mesh earth electrode
- 483 R_{ET} Resistance to earth of the tower
- 484 Z_∞ Chain impedance (earth wire/tower footing) of the overhead line assumed to be infinite
- 485
- 486 Z_E Impedance to earth
- 487 U_E Earth potential rise
- 488 n Number of overhead lines leaving the substation (here: $n = 2$)
- 489

Figure 2 - Example for currents, voltages and resistances for an earth fault in a transformer substation with low impedance neutral earthing

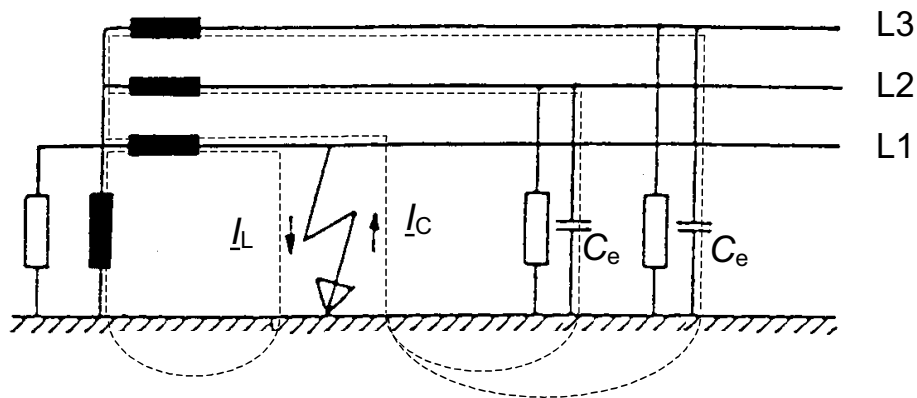
492

493



494
495
496
497
498

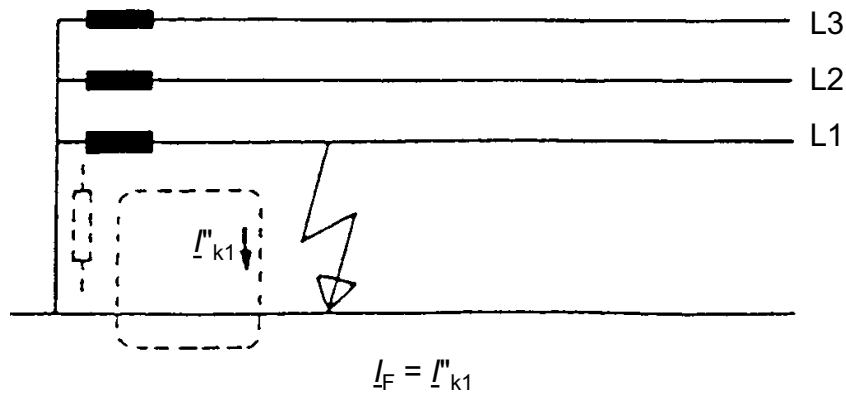
a) Earth fault current in a system with isolated neutral



$$I_F = I_{RES} = (I_C - I_L) + I_R + I_H$$

499
500
501
502

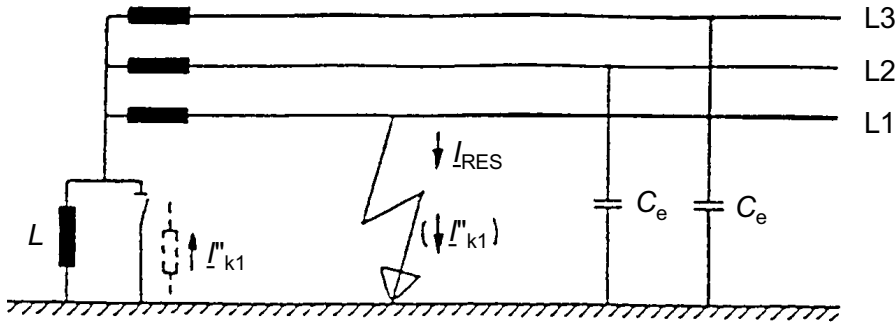
b) Earth fault current in a system with resonant earthing



503
504
505
506

c) Earth fault current in a system with low impedance neutral earthing

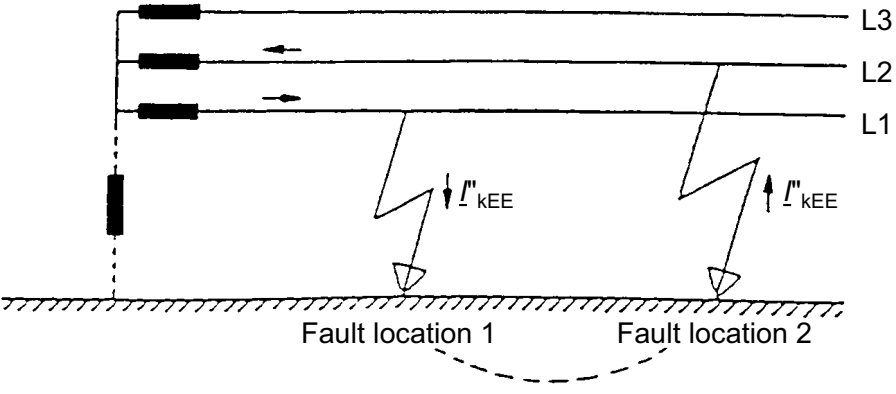
507



$$I_F = I_{RES} \text{ after a short time } I''_{k1}$$

508
509
510
511
512
513

d) Earth fault current in a system with resonant earthing and temporary low impedance neutral earthing



$$I_F = I''_{KEE}$$

514
515
516
517
518
519
520
521
522
523
524
525
526
527

e) Double earth fault current in a system with isolated neutral or resonant earthing

I_F	Earth fault current
I_C	Capacitive earth fault current
I_L	Sum of the currents of the parallel arc-suppression coils
I_R	Leakage current
I_H	Harmonic current
I_{RES}	Earth fault residual current
I''_{k1}	Initial symmetrical short-circuit current for a line-to-earth short circuit
I''_{KEE}	Double earth fault current

Figure 3 - Essential components of earth fault currents in high voltage systems

529 **4 Fundamental requirements**

530 **4.1 General**

531 This standard provides the criteria for design, installation, testing and maintenance of an
532 earthing system such that it operates under all conditions and ensures the safety of human life
533 in any place to which persons have legitimate access. It also provides the criteria to ensure
534 that the integrity of equipment connected and in proximity to the earthing system is maintained.

535 *Installations and equipment shall be capable of withstanding electrical, mechanical, climatic*
536 *and environmental influences anticipated on site.*

537 *The design should take into account*

- 538 – *the purpose of the installation,*
- 539 – *the users requirements such as power quality, reliability, availability, and ability of the*
540 *electrical network to withstand the effects of transient conditions such as starting of large*
541 *motors, short power outages and re-energization of the installation,*
- 542 – *the safety of the operators and the public,*
- 543 – *the possibility for extension (if required) and maintenance.*

544 **4.2 Electrical requirements**

545 **4.2.1 Methods of neutral earthing**

546 *The method of neutral earthing strongly influences the fault current level and the fault current*
547 *duration. Further more the neutral earthing method is important with regard to the following:*

- 548 – *selection of insulation level;*
- 549 – *characteristics of overvoltage limiting devices such as spark gaps or surge arresters;*
- 550 – *selection of protective relays.*

551 *The following are examples of neutral earthing methods:*

- 552 – *isolated neutral;*
- 553 – *resonant earthing;*
- 554 – *high resistive earthing;*
- 555 – *solid (low impedance) earthing.*

556 *The choice of the type of neutral earthing is normally based on the following criteria:*

- 557 – *local regulations (if any);*
- 558 – *continuity of service required for the network;*
- 559 – *limitation of damage to equipment caused by earth faults;*
- 560 – *selective elimination of faulty sections of the network;*
- 561 – *detection of fault location;*
- 562 – *touch and step voltages;*
- 563 – *inductive interference;*
- 564 – *operation and maintenance aspects.*

565 *One galvanically connected system has only one method of neutral earthing. Different*
566 *galvanically independent systems may have different methods of neutral earthing. If different*
567 *neutral earthing configurations can occur during normal or abnormal operating conditions,*
568 *equipment and protective system should be designed to operate under these conditions.*

569 **4.2.2 Short-circuit current**

570 **4.2.2.1** *Installations shall be designed, constructed and erected to safely withstand the*
571 *mechanical and thermal effects resulting from short-circuit currents.*

572 **4.2.2.2** *The objective is to determine the worst case fault scenario for every relevant aspect of*
573 *the functional requirements, as these may differ. The following types of fault shall be examined*
574 *at each voltage level present in the installation:*

- 575 a) *three phases to earth;*
- 576 b) *two phases to earth;*

577 c) *single phase to earth;*

578 d) *phase to phase via earth (cross country earth fault).*

579 *Faults within and outside the installation site shall be examined to determine the worst fault*
580 *location*

581 Simultaneous faults in different voltage systems are not considered.

582 *Installations shall be protected with automatic devices to disconnect three-phase and phase-to-*
583 *phase short-circuits.*

584 *Installations shall be protected either with automatic devices to disconnect earth faults or to*
585 *indicate the earth fault condition. The selection of the device is dependent upon the method of*
586 *neutral earthing.*

587 **4.2.2.3** *The standard value of rated duration of the short-circuit is 1,0 s.*

588 *NOTE 1 If a value other than 1 s is appropriate, recommended values would be 0,5 s, 2,0 s and 3,0 s.*

589 *NOTE 2 The rated duration should be determined taking into consideration the fault switching time.*

590 **4.3 Safety criteria**

591 *The hazard to human beings is that a current will flow through the region of the heart which is*
592 *sufficient to cause ventricular fibrillation. The current limit, for power-frequency purposes is*
593 *derived from IEC/TS 60479-1:2005. This body current limit is translated into voltage limits for*
594 *comparison with the calculated step and touch voltages taking into account the following*
595 *factors:*

- 596 - *proportion of current flowing through the region of the heart;*
- 597 - *body impedance along the current path;*
- 598 - *resistance between the body contact points and e.g. metal structure to hand including*
599 *glove, feet to remote earth including shoes or gravel;*
- 600 - *fault duration.*

601 *For installation design, the curve shown in Figure 4 is calculated according to the method*
602 *defined in Annex A.*

603 *NOTE The curve is based on data extracted from IEC/TS 60479-1:2005:*

- 604 - *body impedance from IEC/TS 60479-1:2005, Table 1 (exceeded by 50 % of the population);*
- 605 - *permissible body current corresponding to the C2 curve of IEC/TS 60479-1:2005, Figure 20 and Table 11*
606 *(probability of ventricular fibrillation is less than 5 %);*
- 607 - *heart current factor from IEC/TS 60479-1:2005, Table 12.*

608 *The curve in Figure 4, which gives the allowable touch voltage, should be used.*

609 *As a general rule meeting the touch voltage requirements satisfies the step voltage*
610 *requirements, because the tolerable step voltage limits are much higher than touch voltage*
611 *limits due to different current path through the body.*

612 *For installations where high voltage equipment is not located in closed electrical operating*
613 *areas, e.g. industrial environment, a global earthing system should be used to prevent touch*
614 *voltages exceeding the voltage limits given in HD 60364-4-41.*

615 **4.4 Functional requirements**

616 *The earthing system, its components and bonding conductors shall be capable of distributing*
617 *and discharging the fault current without exceeding thermal and mechanical design limits*
618 *based on backup protection operating time.*

619 *The earthing system shall maintain its integrity for the expected installation lifetime with due*
620 *allowance for corrosion and mechanical constraints.*

621 *Earthing system performance shall avoid damage to equipment due to excessive potential rise,*
622 *potential differences within the earthing system and due to excessive currents flowing in*
623 *auxiliary paths not intended for carrying parts of the fault current.*

624 *The earthing system, in combination with appropriate measures, shall maintain step, touch and*
625 *transferred potentials within the voltage limits based on normal operating time of protection*
626 *relays and breakers.*

627 NOTE The requirement to keep step and touch voltages does not apply to temporary earth connections (portable
628 earthing equipment) at work locations.

629 *The earthing system performance shall contribute to ensuring electromagnetic compatibility*
630 *(EMC) among electrical and electronic apparatus of the high-voltage system in accordance with*
631 *IEC 61000-5-2.*

632 **5 Design of earthing systems**

633 **5.1 General**

634 Parameters relevant to earthing system dimensioning are thus:

- 635 – value of fault current ¹⁾ ;
- 636 – fault duration ¹⁾ ;
- 637 – soil characteristics.

638

639 **5.2 Dimensioning with respect to corrosion and mechanical strength**

640 **5.2.1 Earth electrodes**

641

642 The electrodes, being directly in contact with the soil, shall be of materials capable of
643 withstanding corrosion (chemical or biological attack, oxidation, formation of an electrolytic
644 couple, electrolysis, etc.). They have to resist the mechanical influences during their
645 installation as well as those occurring during normal service. It is acceptable to use steel
646 embedded in concrete foundations and steel piles or other natural earth electrodes as a part of
647 the earthing system. Mechanical strength and corrosion considerations dictate the minimum
648 dimensions for earth electrodes given in Annex C. If a different material, for example stainless
649 steel, is used, this material and its dimensions shall meet the functional requirements.

650

651 **5.2.2 Earthing conductors**

652

653 Due to mechanical strength and stability against corrosion minimum cross-sections are:

654

- 655 – Copper: 16 mm² (but see also G.5)
- 656 – Aluminium: 35 mm²
- 657 – Steel: 50 mm²

658

659 **5.2.3 Bonding conductors**

660

661 It is recommended that the sizing of bonding conductors is in line with 5.2.2.

662

663 NOTE Earthing and bonding conductors made of steel need appropriate and suitable protection against corrosion.

664

1) These parameters mainly depend on the method of earthing the neutral of the high voltage system.

665 **5.3 Dimensioning with respect to thermal strength**

666 **5.3.1 General**

667
668 The currents to be taken into account for earthing conductors and earth electrodes are
669 specified in Table 1.

670
671 NOTE 1 In some cases steady-state zero-sequence currents must be taken into account for the dimensioning of
672 the relevant earthing system.

673 NOTE 2 For design purposes, the currents used to calculate the conductor size should take into account the
674 possibility of future growth.

675
676 The fault current is often subdivided in the earth electrode system; it is, therefore, feasible to
677 dimension each electrode for only a fraction of the fault current.

678
679 Final temperatures involved in the design and to which reference is made in Annex D shall be
680 chosen in order to avoid reduction of the material strength and to avoid damage of the material
681 surrounding, for example concrete or insulating materials. No permissible temperature rise of
682 the soil surrounding the earth electrodes is given in this standard because experience shows
683 that soil temperature rise is usually not significant.

684
685 **5.3.2 Current rating calculation**

686
687 The calculation of the cross-section of the earthing conductors or earth electrodes depending
688 on the value and the duration of the fault current is given in Annex D. There is a discrimination
689 between fault duration lower than 5 s (adiabatic temperature rise) and greater than 5 s. The
690 final temperature is to be chosen taking into account the material and the surroundings.
691 Nevertheless, the minimum cross-sections of 5.2.2 have to be considered.

692
693 NOTE The current carrying capability of the type of joints used (especially bolted joints) is to be taken into
694 account.

695

Table 1 - Relevant currents for the design of earthing systems

Type of high voltage system		Relevant for thermal loading ^{1) 5)}		Relevant for earth potential rise and touch voltages
		Earth electrode	Earthing conductor	
Systems with isolated neutral				
	Disconnection within 5sec	I_C	I_C	$I_E = r \cdot I_C$
	Operation with line to earth fault	I''_{kEE}	I''_{kEE}	$I_E = r \cdot I''_{kEE}$
System with resonant earthing				
Disconnection within 5 s	Substations without arc-suppression coils ⁶⁾	I_{res}	I_{res}	$I_E = r \cdot I_{res}$
	Substations with arc-suppression coils	I_{res}	$I_{res}^{3)}$	$I_E = r \cdot \sqrt{I_L^2 + I_{Res}^2}^{8)}$
Operation with line to earth fault Includes short time earthing for detection		I''_{kEE}	I''_{kEE}	$I_E = r \cdot I''_{kEE}^{2)}$
Systems with low-impedance neutral earthing Includes short time earthing for tripping ⁷⁾				
	Substation without neutral earthing	I''_{k1}	I''_{k1}	$I_E = r \cdot I''_{k1}$
	Substation with neutral earthing	I''_{k1}	I''_{k1}	$I_E = r \cdot (I''_{k1} - I_N)^{4)}$
<p>1) If several current paths are possible a split up may be considered</p> <p>2) If statistical evidence shows that double earth fault is unlikely and disconnected immediately residual current may be used</p> <p>3) The earthing conductor of the Petersen coil has to be sized according to the coil current</p> <p>4) It has to be checked if external fault may be decisive</p> <p>5) The minimum cross-sections of Annex C are to be considered.</p> <p>6) In case of not well compensated system the reactive/capacitive component of residual current has to be considered additionally</p> <p>7) Short term earthing of system with resonant earthing starts automatically within 5 s after earth fault detection</p> <p>8) In case of a fault in the substation the capacitive earth fault current I_C has to be considered. In case of further coils external to the substation they may be considered</p> <p>Legend:</p> <p>I_C Calculated or measured capacitive earth fault current</p> <p>I_{res} Earth fault residual current (see Figure 3b) If the exact value is not available, 10 % of I_C may be assumed.</p> <p>I_L Sum of the rated currents of the parallel arc-suppression coils in the relevant substation</p> <p>I''_{kEE} Double earth fault current calculated in accordance with EN 60909. For I''_{kEE} 85 % of the initial symmetrical short-circuit current may be used as a maximum value</p> <p>I''_{k1} Initial symmetrical short-circuit current for a line-to-earth short-circuit, calculated in accordance with EN 60909</p> <p>I_E Current to earth (see Figure 2)</p> <p>I_N Current via neutral earthing of the transformer (see Figure 2)</p> <p>r Reduction factor (see Annex I)</p> <p>If the lines and cables leaving the substation have different reduction factors, the relevant current has to be determined (in accordance with Annex L).</p>				

698 **5.4 Dimensioning with regard to touch and step voltages**

699 **5.4.1 Permissible values**

700
701 Touch voltage limits are given in Figure 4, as stated in 4.3 (safety criteria).

702
703 However Figure 4 is based only on bare hand to hand or hand to feet contact. It is allowable to
704 use the calculations given in Annex A to take account of additional resistances e.g. footwear,
705 superficial high resistivity materials.

706
707 Every earth fault will be disconnected automatically or by hand. Thus touch voltages of very
708 long or indefinite duration do not appear as a consequence of earth faults.

709
710 **5.4.2 Measures for the observance of permissible touch voltages**

711
712 Application of the fundamental requirements will give the basic design of the earthing system.
713 This design has to be checked with respect to touch voltages and could then be considered as
714 a type design for similar situations.

715
716 For the values of the permissible touch voltages U_{Tp} Figure 4 shall be used. Additional
717 resistances can be taken into account according to Annex A (normative). These permissible
718 values are considered to be satisfied if

719
720 - either one of the conditions C is satisfied:

721
722 C1: The relevant installation becomes a part of a global earthing system.

723
724 C2: The earth potential rise, determined by measurement or calculation does not exceed
725 double the value of the permissible touch voltage in accordance with Figure 4.

726
727 - or the relevant recognized specified measures M are carried out in accordance with the
728 magnitude of the earth potential rise and the fault duration. These measures are described
729 in Annex E.

730
731 A flowchart of this design process is given in Figure 5.

732
733 If neither the conditions C are satisfied nor the recognized specified measures M are carried
734 out, then the stipulation for the permissible touch voltage U_{Tp} of Figure 4 has to be proved,
735 generally by measurements.

736
737 Alternatively a type design may be used that ensures the requirements in 5.4.1 are fully met.

738
739 NOTE As an alternative to using the conditions C and the recognized specified measures M the values of the
740 touch voltages can be checked by field measurements.

741
742 Transferred potentials are always to be checked separately.

743
744 The earth potential rise and touch voltages of an earthing system may be calculated from
745 available data (soil resistivity, impedance to earth of existing earthing systems, see Annex J).
746 For the calculation all earth electrodes and other earthing systems, which are reliably
747 connected to the relevant earthing system with sufficient current carrying capacity, may be
748 considered. In particular, this applies to connected overhead earth wires, wires buried in earth
749 and cables with earth electrode effect. This also applies to earthing systems, which are
750 conductively connected to the relevant earthing system via sheaths or screens of cables, PEN-
751 conductors or in another way.

752
753 For the proof by calculation with the help of Figure J.3 all cables with earth electrode effect can
754 be considered, unless they are laid on more than 4 routes. These cables may belong to
755 systems of different voltages.

756

757 NOTE In the case of more than four routes their mutual influence must not be neglected; therefore out of the
758 existing routes only four have to be selected. In case several cables are laid in a certain route, the length may be
759 included only once.

760

761 For the determination of the earth potential rise and touch voltages the currents of Table 1 are
762 relevant.

763

764 For proof by measurement, Clause 8 (and Annex H and Annex L, respectively) have to be
765 considered.

766

767

768 **5.4.3 Design procedure**

769

770 *Design of an earthing system can be accomplished by the following:*

771 a) *data collection e.g. earth fault current, fault duration and layout;*

772 b) *initial design of the earthing system based on the functional requirements;*

773 c) *determine if it is part of a global earthing system;*

774 d) *if not, determine soil characteristics e.g. specific soil resistivity of layers;*

775 e) *determine based on earth fault current the current discharged into soil from earthing*
776 *system;*

777 f) *determine based on layout, soil characteristics and parallel earthing systems the overall*
778 *impedance to earth;*

779 g) *determine earth potential rise;*

780 h) *determine tolerable touch voltage;*

781 i) *if the earth potential rise is below the tolerable touch voltages, the design is completed.*
782 *The design is also completed if the requirements of Table 1 are met;*

783 j) *if not, determine if touch voltages inside and in the vicinity of the earthing system are below*
784 *the tolerable limits;*

785 k) *determine if transferred potentials present a hazard outside or inside the electrical power*
786 *installation. If yes, proceed with mitigation at exposed location;*

787 l) *determine if low voltage equipment is exposed to excessive stress voltage. If yes, proceed*
788 *with mitigation measures, which can include separation of HV and LV earthing systems;*

789 m) *determine if the circulating transformer neutral current can lead to excessive potential*
790 *differences between different parts of the earthing system. If yes, proceed with mitigation*
791 *measures;*

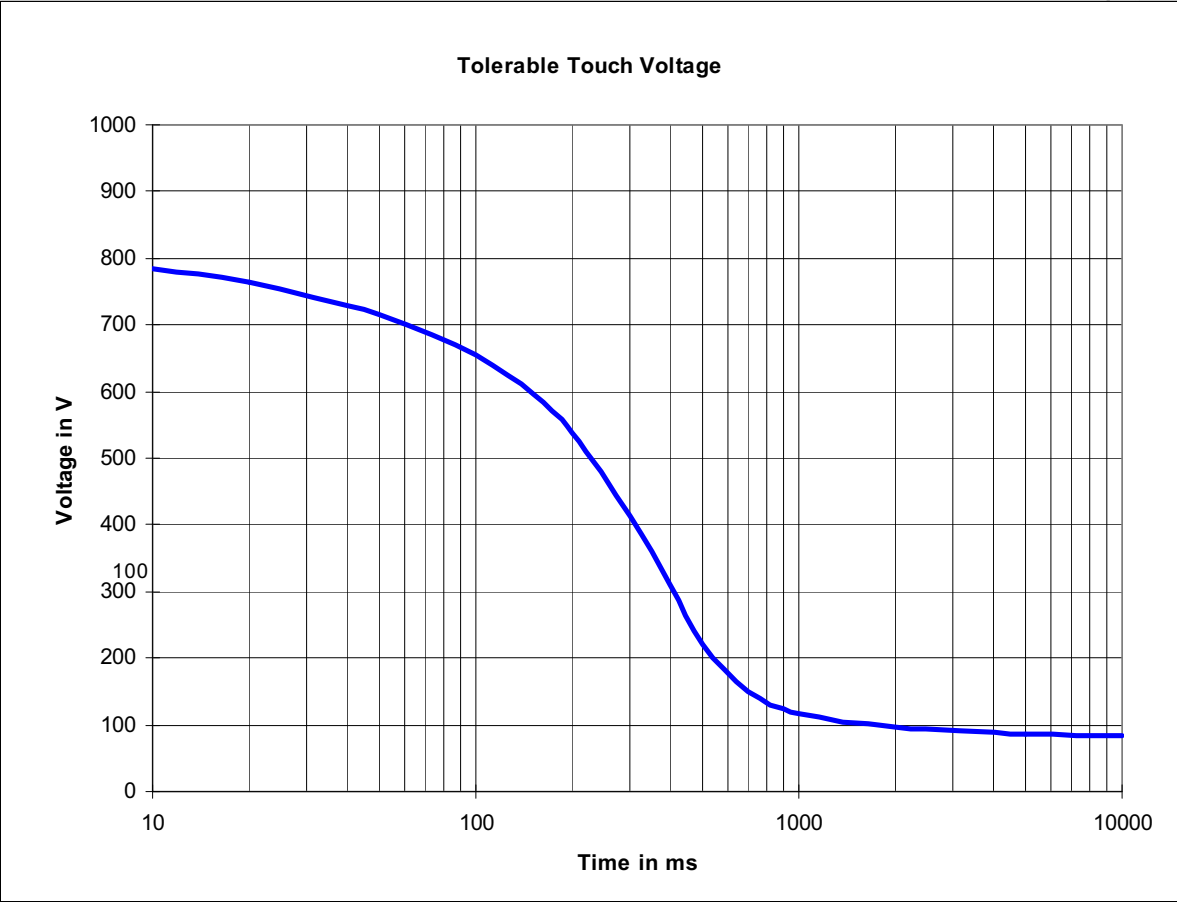
792 n) *once the above criteria have been met, the design can be refined, if necessary, by*
793 *repeating the above steps. Detailed design is necessary to ensure that all exposed*
794 *conductive parts, are earthed. Extraneous conductive parts shall be earthed, if appropriate.*

795 *The structural earth electrode shall be bonded and form part of the earthing system. If not*
796 *bonded, verification is necessary to ensure that all safety requirements are met.*

797 *Metallic structures with cathodic protection may be separated from the earthing system.*
798 *Precautions such as labelling shall be taken to ensure that when such measures are taken,*
799 *maintenance work or modifications will not inadvertently nullify them.*

800

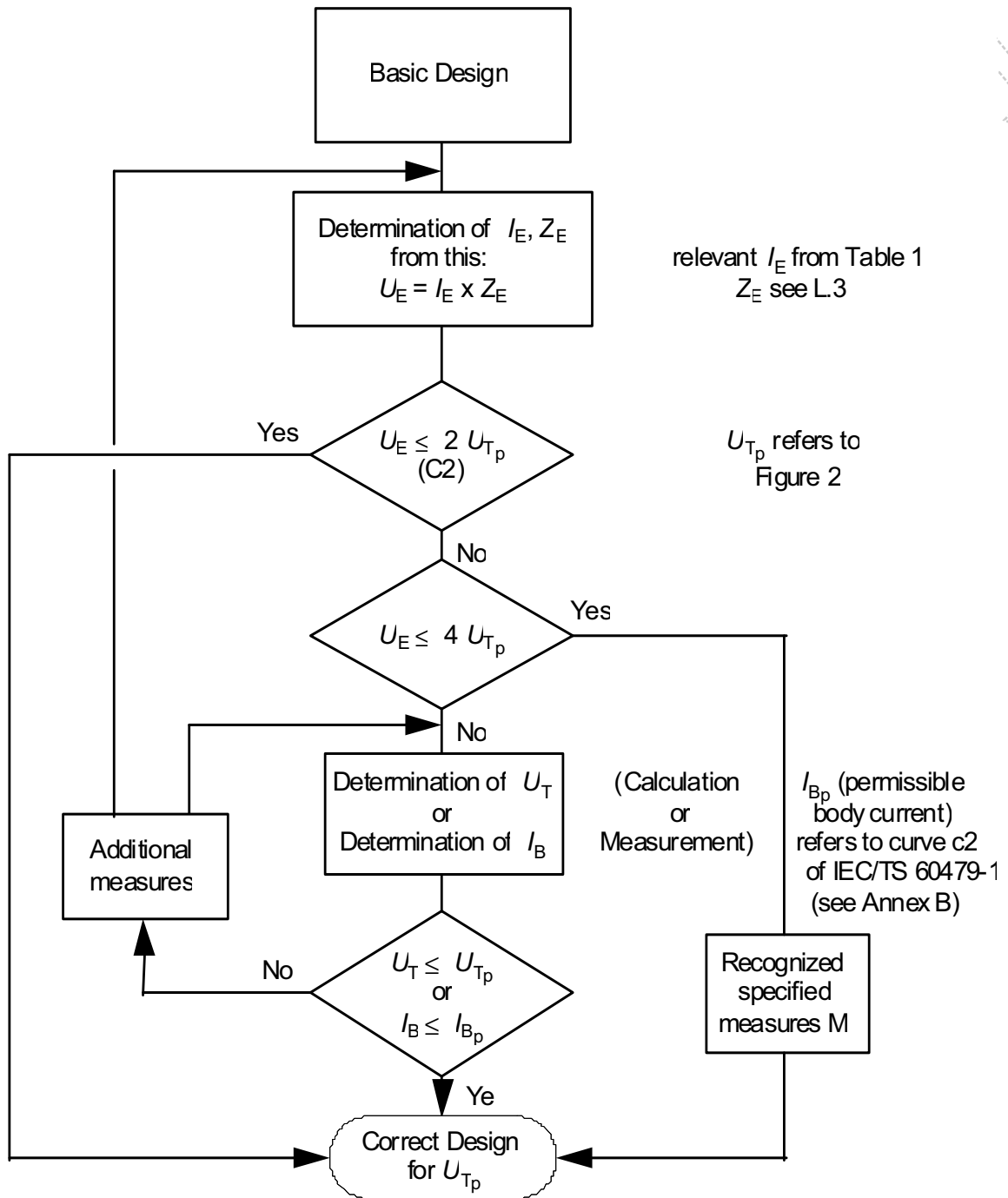
801
802



803
804
805

Figure 4 - Touch voltage limit

Draft for comment



807
808

809 **Figure 5 - Design of earthing systems, if not part of a global earthing system**
 810 **(C1 of 5.4.2), with regard to permissible touch voltage U_{Tp} by checking the earth**
 811 **potential rise U_E or the touch voltage U_T**

812

813 **6 Measures to avoid transferred potential**

814 **6.1 Transferred potential from High voltage systems to Low voltage systems**

815 **6.1.1 High and low voltage earthing systems**

816 *Where high and low voltage earthing systems exist in proximity to each other and do not form a*
817 *global earthing system, part of the EPR from the HV system can be applied on the LV system.*
818 *Two practices are presently used:*

819 *a) interconnection of all HV with LV earthing systems;*

820 *b) separation of HV from LV earthing systems.*

821 *In either case, the relevant requirements concerning step, touch and transfer potentials*
822 *specified below shall be complied with within a substation and at a LV installation supplied from*
823 *that substation.*

824 *NOTE Interconnection is preferred when practicable.*

825 **6.1.2 LV supply only within HV substations**

826 *Where the LV system is totally confined within the area covered by the HV earthing system*
827 *both earthing systems shall be interconnected, even if there is no global earthing system.*

828 **6.1.3 LV supply leaving or coming to HV substations**

829 *Full compliance is ensured if the earthing system of the HV installation is part of a global*
830 *earthing system or connected to a multi-earthed HV neutral conductor in a balanced system. If*
831 *there is no global earthing system the minimum requirements of Table 2 shall be used to*
832 *identify those situations where interconnection of earthing systems with low voltage supply*
833 *outside the high voltage installation is feasible.*

834 *If high voltage and low voltage earthing systems are separate, the method of separating earth*
835 *electrodes shall be chosen such that no danger to persons or equipment can occur in the low*
836 *voltage installation. This means that step, touch and transfer potentials and stress voltage in*
837 *the LV installation caused by a high voltage fault are within the appropriate limits.*

838 *NOTE For installations with rated voltages below 50 kV a minimum distance of 20 m has been used in many*
839 *cases. For certain soil structures higher values may be necessary.*

840 **6.1.4 LV in the proximity of HV substation**

841 *Special consideration should be given to LV systems which are located in the zone of influence*
842 *of the HV substation earthing system.*

843 *For industrial and commercial installations a common earthing system is generally the only*
844 *solution. Due to the close proximity of equipment it is not possible to separate earthing*
845 *systems.*

846
847

Table 2 - Minimum requirements for interconnection of low voltage and high voltage earthing systems based on EPR limits

Type of LV system ^{a, b}		EPR Requirements		
		Touch Voltage	Stress Voltage ^c	
			For $t_f \leq 5$ s	For $t_f > 5$ s
TT		Not applicable	EPR $\leq 1\,200$ V	EPR ≤ 250 V
TN		$EPR \leq F \cdot U_T^{d, e}$	EPR $\leq 1\,200$ V	EPR ≤ 250 V
IT	Distributed protective earth conductor	As per TN system	EPR $\leq 1\,200$ V	EPR ≤ 250 V
	Protective earth conductor not distributed	Not applicable	EPR $\leq 1\,200$ V	EPR ≤ 250 V

^a For definitions of the type of LV systems, see HD 60364-1.
^b For telecommunication equipment, the ITU recommendations should be used.
^c Limit may be increased if appropriate LV equipment is installed
^d If the PEN or neutral conductor of the low voltage system is connected to earth only at the HV earthing system, the value of F shall be 1.
^e U_T is derived from Figure 4.

NOTE The typical value for F is 2. Higher values of F may be applied where there are additional connections of the PEN conductor to earth. For certain soil structures, the value of F may be up to 5. Caution is necessary when this rule is applied in soils with high resistivity contrast where the top layer has a higher resistivity. The touch voltage in this case can exceed 50 % of the EPR.

848
849

850 6.2 Transferred potentials to telecommunication and other systems

851

852 Rules for telecommunication systems in or in the vicinity of high voltage earthing systems are
853 outside the scope of this standard. Existing international documents (e.g. ITU recommendation
854 K33) are to be taken into account when dealing with transferred potentials to
855 telecommunication systems.

856

857 Cables and insulated metallic pipes going into or out of a substation can be exposed to voltage
858 differences during an earth fault inside the substation.

859

860 Depending on the way the cable screen and/or armouring are earthed (at one or both ends)
861 significant stress voltages or currents in the screen and/or armouring may occur. The insulation
862 of cables or pipes has to be dimensioned accordingly.

863

864 In case of earthing at one end this may be done inside or outside the substation. Attention is to
865 be paid to the possible touch voltages at the insulated other end.

866

867 Precautions, as shown by the following examples, may be taken where necessary:

868 - interruption of the continuity of metallic parts where they leave the area of the earthing
869 system;

870 - insulation of conductive parts or areas;

871 - installation of suitable barriers around conductive parts or areas to prevent their being
872 touched;

873 - installation of an insulated barrier between parts connected to different earthing systems;

874 - suitable potential grading;

875 - limiting overvoltages by using suitable devices.

876
877 If a high voltage earthing system becomes part of a global earthing system, where normally no
878 dangerous potential differences should appear, problems may arise if conductive parts of
879 insulated pipes, cables, etc. connected to a remote earth potential and earthed conductive
880 parts of the high voltage installation are simultaneously accessible.
881

882 It is therefore necessary for this equipment to be placed at a sufficient distance from the areas
883 influenced by earth electrodes. If this is not possible, suitable measures have to be taken.
884

885 A general distance cannot be specified, the degree of danger has to be determined for each
886 individual case.
887

888 **7 Construction of earthing systems**

889 **7.1 Installation of earth electrodes and earthing conductors**

890 An earthing system is generally composed of several horizontal, vertical or inclined electrodes,
891 buried or driven into the soil by force.
892

893 The use of chemicals to reduce soil resistivity is not recommended.
894

895 Horizontal earth electrodes should preferably be buried at a depth of 0,5 m to 1 m below
896 ground level. This gives sufficient mechanical protection. It is recommended that the earth
897 electrode is situated below the frost line.
898

899 In the case of vertical driven rods, the top of each rod will usually be situated below ground
900 level. Vertical or inclined driven rods are particularly advantageous when the soil resistivity
901 decreases with depth.
902

903 Metal frameworks, earthed in accordance with this standard, which form a construction unit,
904 may be used as an earthing conductor to earth parts which are directly fixed to this framework.
905 Consequently, the whole framework shall have a sufficiently conductive cross-section and the
906 joints shall be conductively and mechanically reliable. Precautions shall be taken to avoid part
907 of the framework becoming disconnected from the earthing system when temporary
908 dismantling takes place. Large frameworks shall be connected to the earthing system in a
909 sufficient number of points.
910

911 *Where construction work involves an existing earthing system, protective measures shall be*
912 *taken to ensure the safety of persons during fault conditions*
913

914 General installation details can be found in Annex K.
915

916 **7.2 Lightning and transients**

917 *Lightning and switching operations are sources of high and low frequency currents and*
918 *voltages. Surges typically occur when switching long cable sections, operating GIS*
919 *disconnectors or carrying out back-to-back capacitor switching. Successful attenuation requires*
920 *sufficient electrode density at injection points to deal with high frequency currents, together*
921 *with an earthing system of sufficient extent to deal with low frequency currents. The HV*
922 *earthing system shall form part of the lightning protection system and additional earthing*
923 *conductors may be required at injection points.*

924 *Relevant electromagnetic compatibility and lightning standards shall be used to address*
925 *specific aspects related to the transient performance of the earthing system and its*
926 *components.*

927 *When an industrial or commercial installation includes more than one building or location, the*
928 *earthing system of each shall be interconnected. Since during surges such as lightning strokes,*
929 *there will be a large difference in potential between the earthing systems of each building and*
930 *location in spite of the interconnection, measures shall be taken to prevent damage to sensitive*
931 *equipment connected between different buildings or locations. Where possible, non-metallic*
932 *media, such as fibre optic cable, should be used for the exchange of low level signals between*
933 *such locations.*

934 Annex F gives information for the design and construction of earthing systems to reduce the
935 effects of high frequency interference.
936

937 **7.3 Measures for earthing on equipment and installations**

938 All exposed conductive parts which are part of the electrical system shall be earthed; in special
939 cases insulated zones shall be created.

940 Extraneous conductive parts should be earthed if appropriate, e.g. due to arcing, capacitive
941 and inductive coupling.

942 Detailed measures for earthing on fences, pipes, traction rails, etc. can be found in Annex G.

943 **8 Measurements and documentation**

944 *Measurements shall be carried out after construction, where necessary, to verify the adequacy*
945 *of the design. Measurements may include the earthing system impedance, prospective touch*
946 *and step voltages at relevant locations and transfer potential, if appropriate. When measuring*
947 *touch and step voltages under test conditions, e.g current injection test, two choices are*
948 *possible. Either measure the prospective touch and step voltages using a high impedance*
949 *voltmeter or measure the effective touch and step voltages appearing across an appropriate*
950 *resistance which represents the human body. Details are given in Annexes L and M.*

951 **9 Maintainability**

952 **9.1 Inspections**

953 *The construction of the earthing system shall be carried out in a way that the condition of the*
954 *earthing system can be examined periodically by inspection. Excavating at selective locations*
955 *and visual inspection are appropriate means which shall be considered.*

956 **9.2 Measurements**

957 *Design and installation of the earthing system shall allow measurements to be carried out*
958 *periodically or following major changes affecting fundamental requirements, or even for*
959 *continuity tests.*

960
961
962
963
964

Annex A
(normative)

Method of calculating the voltage limit

965 **Formula:**

966
967
968

$$U_T = I_B(t_f) \cdot \frac{1}{HF} \cdot Z_T(U_T) \cdot BF$$

969 **Factors:**

970	Touch voltage	U_T	
971	Fault duration	t_f	
972	Body current limit	$I_B(t_f)$	<i>c2 in Figure 20 and Table 11 of IEC/TS 60479-1:2005, where probability of ventricular fibrillation is less than 5 %.</i>
973			<i>I_B depends on fault duration</i>
974			
975			
976	Heart current factor	HF	<i>Table 12 of IEC/TS 60479-1:2005,</i>
977			<i>i.e. 1,0 for left hand to feet, 0,8 for right hand to feet,</i>
978			<i>0,4 for hand to hand</i>
979	Body impedance	$Z_T(U_T)$	<i>Table 1 and Figure 3 of IEC/TS 60479-1:2005</i>
980			<i>Z_T not exceeded by 50 % of the population</i>
981			<i>Z_T depends on touch voltage. Therefore first</i>
982			<i>calculation has to start with assumed level</i>
983			
984	Body factor	BF	<i>Figure 3 of IEC/TS 60479-1:2005,</i>
985			<i>i.e. 0,75 for hand to both feet, 0,5 for both hand to feet</i>
986			

987 *NOTE Different touch voltage conditions, e.g. left hand to feet, hand to hand, lead to different tolerable touch*
 988 *voltages. Figure 4 of this standard is based on a weighted average taken from four different touch voltage*
 989 *configurations. Touch voltage left hand to feet (weighted 1,0), touch voltage right hand to feet (weighted 1,0), touch*
 990 *voltage both hand to feet (weighted 1,0) and touch voltage hand to hand (weighted 0,7).*

991

992 *For specific consideration of additional resistances the formula is:*

993
994
995

$$U_T = I_B(t_f) \cdot \frac{1}{HF} \cdot (Z_T(U_T) \cdot BF + R_H + R_F)$$

996	Additional hand resistance	R_H
997	Additional foot resistance	R_F

998

999
1000
1001
1002
1003
1004
1005
1006
1007
1008
1009
1010
1011
1012
1013
1014
1015
1016
1017
1018
1019
1020
1021
1022

Annex B
(normative)

Touch voltage and body current

B.1 Equivalence between touch voltage and body current

For the calculation of permissible values of touch voltages for high voltage installations the following assumptions were made:

- current path one hand to feet;
- 50 % probability of body impedance;
- 5 % probability of ventricular fibrillation;
- no additional resistances.

NOTE These assumptions lead to a touch voltage curve with an estimated risk due to experience, specific trained personnel, arguable expense etc. which is acceptable in case of earth faults in high voltage installations.

Assuming that the basis of body current calculation is IEC/TS 60479-1:2005, and taking into account as permissible limit of current the curve c_2 of Figure 20 and Table 11 of IEC/TS 60479-1:2005 (probability of ventricular fibrillation less than 5 %, left hand to both feet current path), the following Table B.1 results.

Table B.1 - Permissible body current I_B depending on the fault duration t_F

Fault duration (s)	Body current (mA)
0,05	900
0,10	750
0,20	600
0,50	200
1,00	80
2,00	60
5,00	51
10,00	50

1023
1024
1025
1026
1027
1028
1029
1030

In order to obtain the relevant permissible touch voltage, it is necessary to determine the total human body impedance. This impedance depends on touch voltages and on the current path; values for a hand to hand or hand to foot current path are indicated in IEC/TS 60479-1 (2005-07), from which Table B.2 is drawn (probability of 50 % that body impedances are less than or equal to the given value):

Table B.2 - Total human body impedance Z_B related to the touch voltage U_T for a current path hand to hand or hand to foot

Touch voltage (V)	Total human body impedance (Ω)
25	3 250
50	2 500
75	2 000
100	1 725
125	1 550
150	1 400
175	1 325
200	1 275
225	1 225
400	950
500	850
700	775
1 000	775

1031 Taking into account a hand to feet current path a correction factor of 0,75 for the body
1032 impedance has to be applied (Figure 3 of IEC/TS 60479-1:2005). By combining the two tables
1033 considering this correction factor, it is possible, by means of an iterative process, to calculate a
1034 touch voltage limit for each value of the fault duration. The result given in Figure 4 is based on
1035 a weighted average (NOTE in Annex A). In Table B.1 the values of some points of the curve in
1036 Figure 4 are shown.
1037

1038
1039

**Table B.3 - Calculated values of the permissible touch voltage U_{Tp}
as a function of the fault duration t_F**

Fault duration t_F (s)	Permissible touch voltage U_{Tp} (V)
0,05	716
0,10	654
0,20	537
0,50	220
1,00	117
2,00	96
5,00	86
10,00	85

1040

1041 **B.2 Taking into account additional resistances**

1042

1043

Table B.4 - Assumption for calculations with additional resistances

Type of contact	Left hand - both feet
Probability factor for the value of Z_B	50 %
Curve $I_B = f(t_F)$	c_2 in Figure 20 of IEC/TS 60479-1:2005
Circuit impedance	$Z_B (50 \%) + R_a$
Additional resistance	$R_a = R_{a1} + R_{a2} = R_{a1} + 1,5 \text{ m}^{-1} \cdot \rho_S$
Legend: See Figure B.1.	

1044
1045
1046

1047 **Calculation method:**

1048

1049 t_F (Fault duration)

1050 \Downarrow

1051 $U_{Tp} = f(t_F)$ in accordance with B.1 (resp. Figure 4)

1052 \Downarrow

1053 $Z_B = f(U_{Tp})$ in accordance with B.1, Table B.2

1054 $I_B = \frac{U_{Tp}}{Z_B}$ per definition

1055 \Downarrow

1056 $U_{STp}(t_F) = U_{Tp}(t_F) + (R_{a1} + R_{a2}) \cdot I_B$

1057 $= U_{Tp}(t_F) \cdot \left(1 + \frac{R_a}{Z_B}\right)$

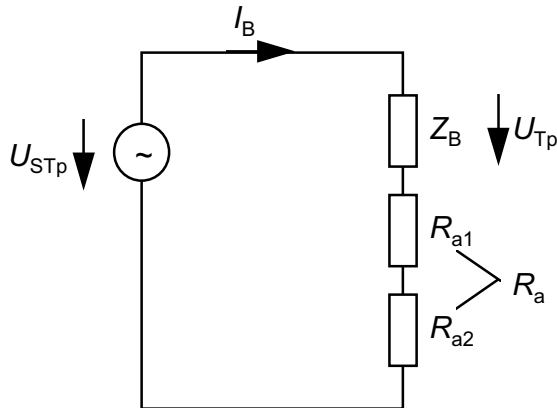
1058

1059

1060 Figure B.2 shows curves $U_{STp} = f(t_F)$ for 4 values of R_a .

1061

1062



1063

1064 **Legend to Figure B.1 and Table B.4:**

1065 U_{STp} Voltage difference acting as a source voltage in the touching circuit with a limited value that
1066 guarantees the safety of a person when using additional known resistances (for example footwear,
1067 standing surface insulating material).

1068 Z_B Total body impedance

1069 I_B Current flowing through the human body

1070 U_{Tp} Permissible touch voltage, the voltage across the human body

1071 R_a Additional resistance ($R_a = R_{a1} + R_{a2}$)

1072 R_{a1} For example resistance of the footwear

1073 R_{a2} Resistance to earth of the standing point

1074 ρ_S Resistivity of soil near the surface in an installation (in Ωm)

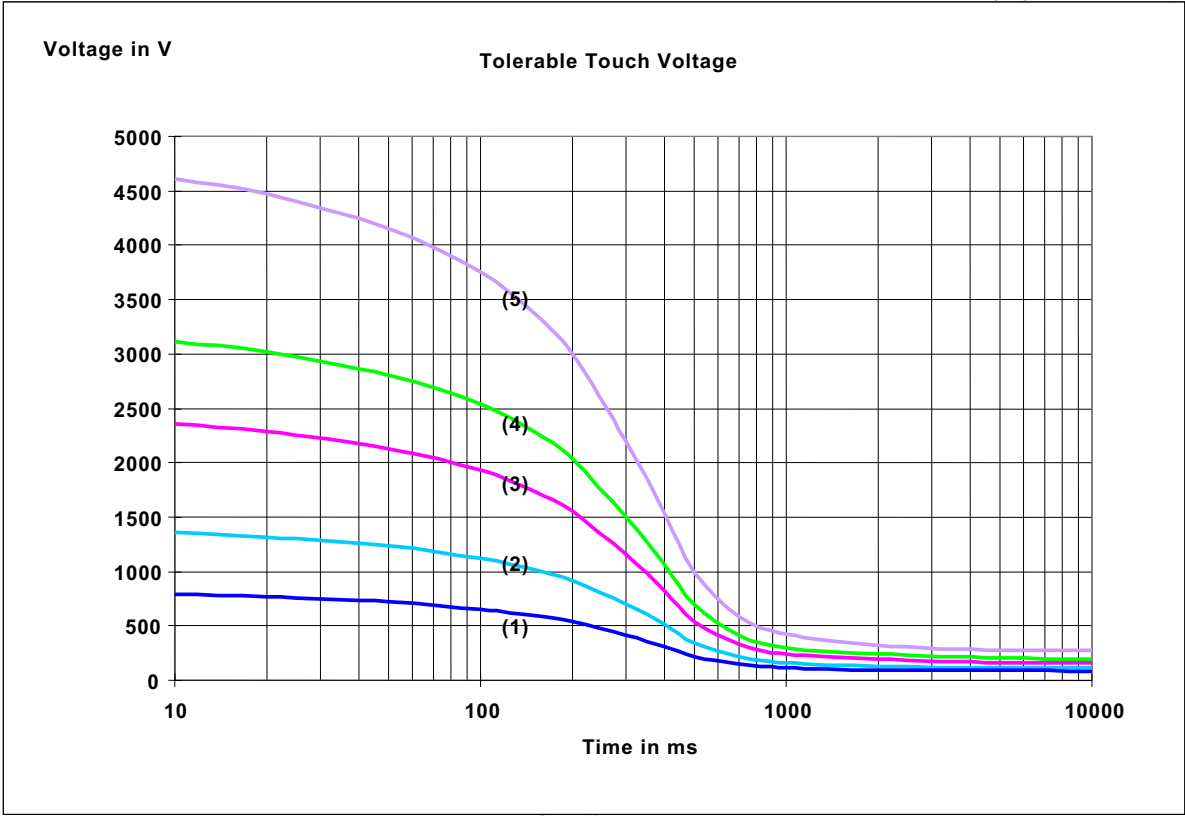
1075 t_F Fault duration

1076

1077 **Figure B.1 - Scheme of the touching circuit**

1078

1079
1080
1081
1082
1083



1084
1085
1086
1087
1088
1089
1090
1091
1092

- (1): Tolerable touch voltage according Figure 4
- (2): $R_a = 750 \Omega$ ($R_{a1} = 0 \Omega$, $\rho_s = 500 \Omega m$)
- (3): $R_a = 1750 \Omega$ ($R_{a1} = 1000 \Omega$, $\rho_s = 500 \Omega m$)
- (4): $R_a = 2500 \Omega$ ($R_{a1} = 1000 \Omega$, $\rho_s = 1000 \Omega m$)
- (5): $R_a = 4000 \Omega$ ($R_{a1} = 1000 \Omega$, $\rho_s = 2000 \Omega m$)

1093
1094
1095
1096

NOTE $R_{a1} = 1000 \Omega$ represents an average value for old and wet shoes.

Figure B.2 - Examples for curves $U_{STP} = f(t_F)$ for different additional resistances $R_a = R_{a1} + R_{a2}$

1097
1098
1099
1100
1101

Annex C
(normative)
**Type and minimum dimensions of earth electrode materials ensuring
mechanical strength and corrosion resistance**

Material		Type of electrode	Minimum size				
			Core			Coating/sheath	
			Dia- meter (mm)	Cross- section (mm ²)	Thick- ness (mm)	Single values (µm)	Average values (µm)
Steel	Hot-galvanised	Strip ²⁾		90	3	63	70
		Profile (incl. plates)		90	3	63	70
		Pipe	25		2	47	55
		Round bar for earth rod	16			63	70
		Round wire for horizontal earth electrode	10				50
	With lead sheath ¹⁾	Round wire for horizontal earth electrode	8			1 000	
	With extruded copper sheath	Round bar for earth rod	15			2 000	
	With electrolytic copper sheath	Round bar for earth rod	14,2			90	100
Copper	Bare	Strip		50	2		
		Round wire for horizontal earth electrode		25 ³⁾			
		Stranded cable	1,8 *	25			
		Pipe	20		2		
	Tinned	Stranded cable	1,8 *	25		1	5
	Galvanised	Strip		50	2	20	40
	With lead sheath ¹⁾	Stranded cable	1,8 *	25		1 000	
		Round wire		25		1 000	
<p>* for single wire. ¹⁾ not suitable for direct embedding in concrete. Use of lead is not recommended due to environmental reasons. ²⁾ strip, rolled or cut with rounded edges. ³⁾ In extreme conditions where experience shows that the risk of corrosion and mechanical damage is extremely low 16 mm² can be used.</p>							

1102
1103
1104
1105
1106
1107
1108
1109

Annex D
(normative)
Current rating calculation of earthing conductors and earth electrodes

For fault currents which are interrupted in less than 5 s the cross-section of the earthing conductor or earth electrode shall be calculated from the following formula D.1 (see IEC 60949:1988):

$$A = \frac{I}{K} \sqrt{\frac{t}{\ln \frac{\Theta_f + \beta}{\Theta_i + \beta}}} \quad (D.1)$$

1111 Where:

- 1112 A is the cross-section in mm²
- 1113 I is the conductor current in amperes (RMS value)
- 1114 t is the duration of the fault current in seconds
- 1115 K is a constant depending on the material of the current-carrying component; Table D.1 provides values for the most common materials assuming an initial temperature of 20 °C
- 1116
- 1117
- 1118 β is the reciprocal of the temperature coefficient of resistance of the current-carrying component at 0 °C (see Table D.1)
- 1119
- 1120 Θ_i is the initial temperature in degrees Celsius. Values may be taken from IEC 60287-3-1. If no value is laid down in the national tables, 20 °C as ambient ground temperature at a depth of 1 m should be adopted.
- 1121
- 1122
- 1123 Θ_f is the final temperature in degrees Celsius
- 1124

Table D.1 - Material constants

Material	β in °C	K in $A \cdot \sqrt{s} / mm^2$
Copper	234,5	226
Aluminium	228	148
Steel	202	78

1127

1128 For common conditions where the earthing conductor is in air and the earth electrode is in soil
1129 the short-circuit current density $G (= I / A)$ may be taken from Figure D.1 for initial
1130 temperatures of 20 °C and for final temperatures up to 300 °C.

1131

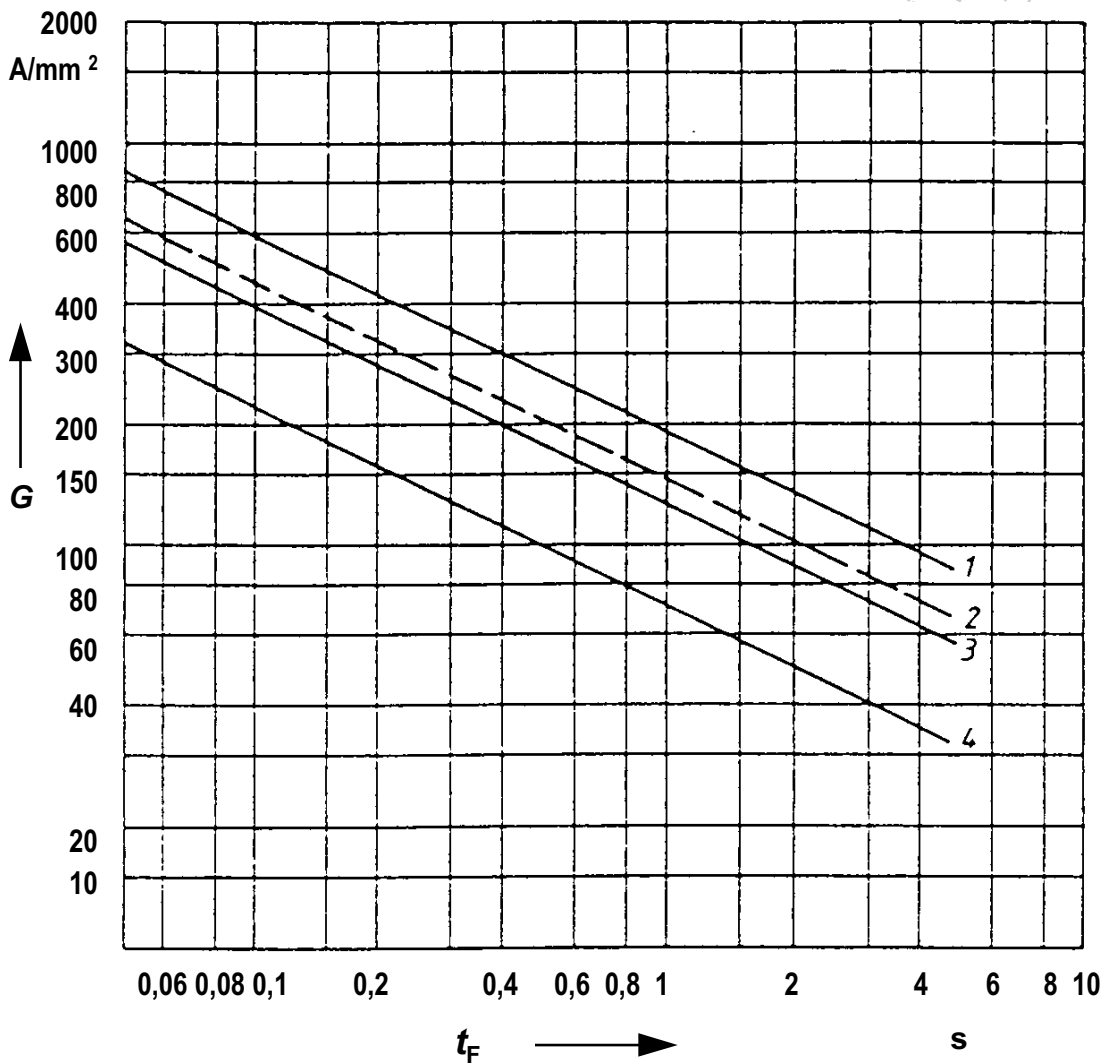
1132 For fault currents flowing for a longer time (as in systems with isolated neutral or with resonant
1133 earthing) the permissible cross-sections are shown in Figure D.2. If a final temperature other
1134 than 300 °C (see Figure D.2, lines 1, 3 and 4) is chosen the current may be calculated with a
1135 factor selected from Table D.2. For example lower final temperatures are recommended for
1136 insulated conductors and conductors embedded in concrete.

1137
1138

Table D.2 - Factors for conversion of continuous current from 300 °C final temperature to another final temperature

Final temperature (°C)	Conversion factor
400	1,2
350	1,1
300	1,0
250	0,9
200	0,8
150	0,7
100	0,6

1139
1140



1141
1142
1143
1144
1145
1146
1147
1148
1149

Lines 1, 3 and 4 apply for a final temperature of 300 °C, line 2 applies for 150 °C.

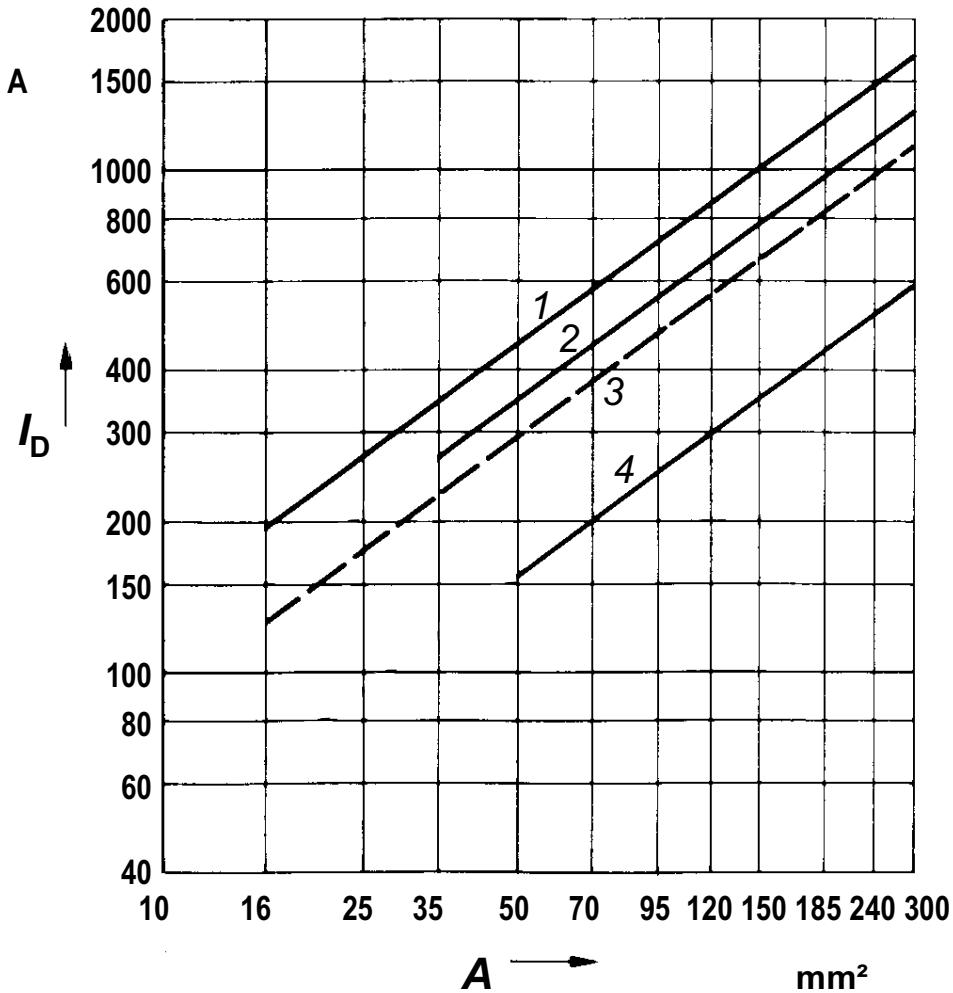
- 1 Copper, bare or zinc-coated
- 2 Copper, tin-coated or with lead sheath
- 3 Aluminium, only earthing conductors
- 4 Galvanized steel

1150
1151

Figure D.1 - Short circuit current density G for earthing conductors and earth electrodes relative to the duration of the fault current t_F

1152

1153
1154
1155
1156
1157
1158

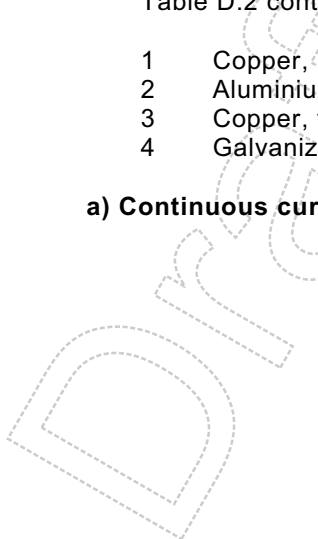


1159
1160
1161
1162
1163
1164
1165
1166
1167
1168
1169
1170

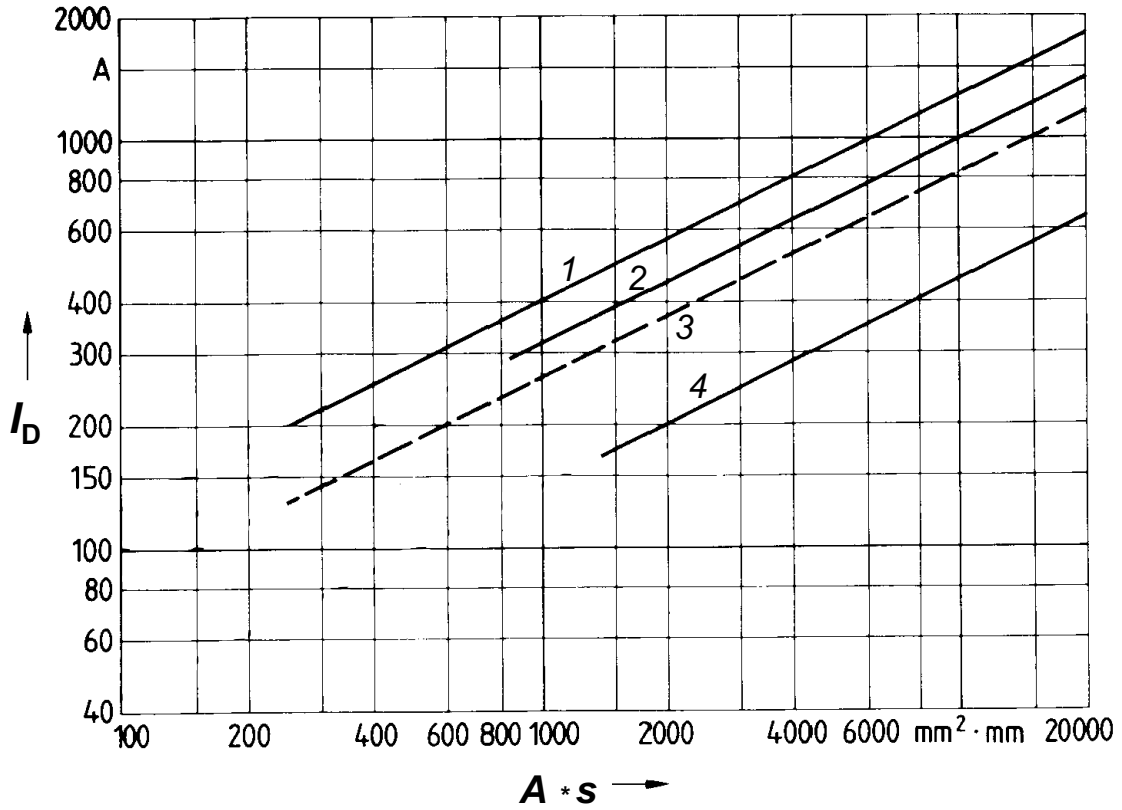
Lines 1, 2 and 4 apply for a final temperature of 300 °C, line 3 applies for 150 °C. Table D.2 contains factors for conversion to other final temperatures.

- 1 Copper, bare or zinc-coated
- 2 Aluminium
- 3 Copper, tin-coated or with lead sheath
- 4 Galvanized steel

a) Continuous current I_D for earthing conductors with circular cross-section (A)



1171
1172
1173
1174



1175
1176
1177
1178
1179
1180
1181
1182
1183
1184
1185
1186
1187
1188
1189

Lines 1, 2 and 4 apply for a final temperature of 300 °C, line 3 applies for 150 °C. Table D.2 contains factors for conversion to other final temperatures.

- 1 Copper, bare or zinc-coated
- 2 Aluminium
- 3 Copper, tin-coated or with lead sheath
- 4 Galvanized steel

b) Continuous current I_D for earthing conductors with rectangular cross-section versus the product of cross-section and profile-circumference ($A \cdot s$)

Figure D.2 - Continuous current I_D for earthing conductors

1190
1191
1192
1193

Annex E
(normative)
Description of the recognized specified measures M

1194
1195
1196

Table E.1 - Conditions for the use of recognized specified measures M to ensure permissible touch voltages U_{Tp} (see Figure 4)

Fault duration t_F	Earth potential rise U_E	On outer walls and fences around installations	Inside the installations	
			Indoor installation	Outdoor installation
$t_F > 5 \text{ s}$	$U_E \leq 4 \times U_{Tp}$	M1 or M2	M3	M4.1 or M4.2
	$U_E > 4 \times U_{Tp}$	Proof $U_T \leq U_{Tp}$	M3	M4.2
$t_F \leq 5 \text{ s}$	$U_E \leq 4 \times U_{Tp}$	M1 or M2	M3	M4.2
	$U_E > 4 \times U_{Tp}$	Proof $U_T \leq U_{Tp}$		

1197

1198
1199
1200
1201
1202
1203
1204
1205
1206
1207
1208
1209
1210
1211
1212
1213
1214
1215
1216
1217
1218
1219
1220
1221
1222
1223
1224
1225
1226
1227
1228

- M 1: Recognized specified measures for the outer walls of buildings with indoor installations. One of the recognized specified measures M 1.1 to M 1.3 may be applied as protection against external touch voltage.
- M 1.1: Use of non-conductive material for the outer walls (for example masonry or wood) and avoidance of earthed metal parts which can be touched from outside.
- M 1.2: Potential grading by a horizontal earth electrode which is connected to the earthing system, at a distance of approximately 1 m outside the outer wall and at a maximum depth of 0,5 m.
- M 1.3: Insulation of the operating location: The layers of insulating material shall be of sufficient size, so that it is impossible to touch the earthed conductive parts with the hand from a location outside the insulating layer. If touching is possible only in lateral direction, an insulating layer width of 1,25 m is sufficient.
- The insulation of the operating location is considered to be sufficient in the following cases:
- a layer of crushed stones with a thickness of at least 100 mm,
 - a layer of asphalt with adequate base (for example gravel),
 - an insulating mat with a minimum area of 1 000 mm x 1 000 mm and a thickness of at least 2,5 mm or a measure ensuring equivalent insulation.
- M 2: Recognized specified measures for external fences at outdoor installations
- One of the recognized specified measures M 2.1 to M 2.3 may be applied as protection against external touch voltage; at gates in external fences recognized specified measure M 2.4 also has to be considered.
- M 2.1: Use of fences of non-conductive material or of plastic-covered wire mesh (also with bare conductive slats).

- 1229 M 2.2: When using fences of conductive material, potential grading by a horizontal earth
1230 electrode, which is connected to the fence, at a distance of approximately 1 m outside
1231 the fence and at a maximum depth of 0,5 m. The connection of the fence to the
1232 earthing system is optional (however see recognized specified measure M 2.4).
1233
- 1234 M 2.3: Insulation of the operating location in accordance with recognized specified measure
1235 M 1.3 and earthing of the fence either in accordance with Annex F or by connection
1236 with the earthing system.
1237
- 1238 M 2.4: If gates in external fences are connected directly to the earthing system or via
1239 protective conductors or metal sheaths of cables for staff locator systems etc., then at
1240 the opening area of the gates a potential grading or insulation of the operating location
1241 in accordance with recognized specified measure M 1.3 has to be applied.
1242
- 1243 When the gates in a separately earthed conductive fence are to be connected to the
1244 main earthing system, the gates should be isolated from the conductive parts of the
1245 fence in a way that establishes an electrical separation of at least 2,5 m. This may be
1246 achieved by using a fence section of non-conductive material or by using conductive
1247 fencing with insulated inserts at the end. Care must be taken to ensure the electrical
1248 separation is maintained when the gates are fully opened.
1249
- 1250 M 3: Recognized specified measures in indoor installations
1251
- 1252 Within indoor installations one of the recognized specified measures M 3.1 to M 3.3
1253 may be applied.
1254
- 1255 M 3.1: Equipotential grading by embedding grid-type electrodes in the building foundations
1256 (for example of a minimum cross-section of 50 mm² and maximum mesh widths of
1257 10 m or structural steel mats) and connection to the earthing system at a minimum of
1258 two separate locations.
1259
- 1260 If concrete steel reinforcement is also used for dissipating the fault current, the
1261 capability of the steel reinforcement shall be checked by calculation.
1262
- 1263 If structural steel mats are used, then the adjacent mats have to be interconnected at
1264 least once and all the mats together have to be connected to the earthing system at a
1265 minimum of two locations.
1266
- 1267 At existing buildings a horizontal earth electrode may be used, which has to be buried
1268 in the soil near the outside walls and connected to the earthing system.
1269
- 1270 M 3.2: Construction of the operating locations from metal (for example a metal grid or metal
1271 plate) and connection to any metal parts which have to be earthed and which can be
1272 touched from the operating location.
1273
- 1274 M 3.3: Insulation of the operating locations for the earth potential rise in accordance with
1275 recognized specified measure M 1.3. For equipotential bonding the metal parts which
1276 have to be earthed and which can be simultaneously touched from the operating
1277 location, have to be interconnected.
1278

- 1279 M 4: Recognized specified measures in outdoor installations
1280
- 1281 M 4.1: At operating locations:
1282
1283 Potential grading by a horizontal earth electrode at a depth of approximately 0,2 m
1284 and a distance of approximately 1 m from the equipment to be operated. This
1285 horizontal earth electrode has to be connected to all metal parts which have to be
1286 earthed and which can be touched from the operating location.
1287
1288 or
1289
1290 Construction of the operating locations from metal (for example metal grid or metal
1291 plate) and connection to the metal parts which have to be earthed and which can be
1292 touched from the operating location.
1293
1294 or
1295
1296 Insulation of the location in accordance with recognized specified measure M 1.3. For
1297 equipotential bonding the metal parts which have to be earthed and which can be
1298 simultaneously touched from the operating location, have to be interconnected.
1299
- 1300 M 4.2: Burying a horizontal earth electrode surrounding the earthing system in the form of a
1301 closed ring. Inside this ring, a meshed earth grid has to be buried, whose individual
1302 meshes have a maximum size of 10 m x 50 m. At individual parts of the installation,
1303 which are situated outside of the ring and which are connected to the earthing system,
1304 a grading earth electrode at a distance of approximately 1 m and a depth of
1305 approximately 0,2 m has to be provided (for example lightning masts, which are
1306 connected to the earthing system via protective conductors).

1307
1308
1309
1310
1311
1312
1313
1314
1315
1316
1317
1318
1319
1320

Annex F
(normative)
**Measures on earthing systems to reduce
the effects of high frequency interference**

Although an earthing system is primarily designed to fulfill requirements based on 50-Hz-currents, requirements based on high-frequency currents also have to be taken into consideration. Such currents may primarily arise from lightning or from switching operations in high voltage installations. The resulting transient currents or the corresponding voltages may disturb, for example, the functioning of control and protection devices. Reducing the interference by modifying an existing earthing system is only possible at very high expense, therefore the following points have to be taken into consideration when designing and constructing an earthing system:

1321
1322
1323
1324
1325
1326
1327
1328
1329
1330
1331
1332
1333
1334
1335
1336
1337
1338
1339
1340
1341
1342
1343
1344
1345
1346
1347
1348
1349

- a) Current paths have to be of as low an inductance as possible:
- earth electrodes and earthing conductors shall be significantly meshed;
 - the density of the earthing mat mesh in areas where high transient currents are more likely to occur should be increased. This applies mainly to lightning arresters, voltage transformers, current transformers and GIS installations;
 - the earthing terminals of high voltage equipment, control cubicles, relays, kiosks etc. should be connected to a mesh;
 - the connection to the earthing system should be made by an earthing conductor of as short a length as possible;
 - at crossover points, the earthing conductors shall be connected;
 - the resulting loops shall be short-circuited;
 - the mutual impedance may be reduced by separating parallel earth electrodes or earthing conductors by at least 0,5 m, or by dividing a conductor and laying the sub-conductors separated;
 - in cable trenches, earthing conductors should be laid parallel to the cable. The screens of the cables should be connected to the earthing system at both ends. The screen shall be capable of carrying the relevant part of the earth fault current.
- b) For the purpose of a better electromagnetic shielding and a low-inductive current path metallic construction parts of buildings and steel embedded in concrete should be connected to the earthing system.

1350
1351
1352
1353
1354
1355
1356
1357
1358
1359

NOTE In addition to their gradient effects and/or earthing purpose, steel reinforcement and metallic structures can have a screen effect between sensitive areas and radiating areas (as an example, junctions between GIS and cable). In this case the screen effect can be improved by reducing the size of the steel reinforced mesh and interconnecting this steel reinforced grid with metallic parts of GIS or screens of control cables going through the concrete slabs. Earthing conductors, which would have to be interconnected by conducting connections, are only necessary, if the flow of higher currents has to be taken into account or if the armouring represents part of the earthing conductor grid. Normally the multiple connection of the armouring with wires is sufficient. So many terminals shall be provided that all parts can be interconnected to each other and to the earthing system at several locations.

1360
1361
1362
1363
1364
1365
1366
1367
1368
1369
1370
1371
1372
1373
1374
1375
1376
1377
1378
1379
1380
1381
1382
1383
1384
1385
1386
1387
1388
1389
1390
1391
1392
1393
1394
1395
1396
1397
1398
1399
1400
1401
1402
1403
1404
1405
1406
1407
1408
1409
1410
1411

Annex G
(normative)

Detailed measures for earthing of equipment and installations

G.1 Fences around substation installations

Bare metallic fences shall be earthed. A number of earth points shall be used, for example at each corner. In accordance with local conditions (fence inside or outside the earthing system) the earth connection should be made either to the high voltage earthing system or to separate earth electrodes.

Bare metallic parts of the fence coated with insulating material need not be earthed.

All physical breaks in the fencing surrounding a substation installation, for example the gates, shall be bonded in such a way as to ensure that dangerous potentials do not arise between the parts of the fence.

G.2 Pipes

Metallic pipes within the substation site should be connected to the substation earthing system.

The use of metallic pipes, for example water supplies, from outside the substation perimeter, should be avoided and non-metallic materials should be used instead.

G.3 Traction rails

The rails of non-electric railway systems that cross into the substation site shall be connected to the substation earthing system.

Suitable insulating rail joints shall be included at the boundary of the substation site such that the electrical separation is maintained to the remaining parts of the traction system. In some cases two insulating rail joints may be required to prevent short-circuiting by the traction unit. Special attention has to be paid at traction operating locations. For the determination of measures, the owner of the railway system should be consulted and the stipulations of 6.2 should be taken into account.

G.4 Pole mounted transforming and/or switching installations

In general all pole mounted transforming equipment combined with switching equipment, or not, shall be earthed.

In cases, where at the pole only a transformer is situated, a minimum earthing system (e. g. an earth rod or a ring earth electrode or the footing of a conductive pole) fulfills the earthing requirements of the transformer.

In general, switching equipment mounted on poles made of steel or other conductive material or made of reinforced concrete shall be earthed. The earthing system has to realize as a minimum an equipotential bounding by means of an earth mat at the operating position. Otherwise when using insulation of operating location or when the switching operation is done by using insulating equipment (e. g. insulating tools, mats or gloves) a minimum earthing system (e. g. an earth rod or a ring earth electrode) is sufficient.

1412 Switching equipment mounted on poles made of non-conductive material need not be earthed.
1413 If it is not earthed, mechanically reliable insulators (for example unsplit core insulators) have to
1414 be installed in operating linkages outside the normal arm's reach. These shall be designed for
1415 the nominal voltage of the system. The part of the actuator which can be touched from the
1416 ground has to be earthed to dissipate possible leakage currents. An earth rod of at least 1 m
1417 length or a horizontal earth electrode around the pole at a distance of approximately 1 m is
1418 sufficient. Earth electrodes and earthing conductors shall satisfy the minimum cross sections in
1419 accordance with Annex C, 5.2 and 5.3.
1420

1421 **G.5 Secondary circuits of instrument transformers**

1422
1423 The secondary circuits of all instrument transformers shall be earthed as close as possible to
1424 the instrument transformer's secondary terminals.
1425

1426 The minimum cross-section of 5.2.2 does not apply to this type of equipment. A minimum
1427 cross-section of 2,5 mm² copper is required; if the earthing conductor is mechanically
1428 unprotected then 4,0 mm² copper is necessary.
1429

1430 If, however, it is necessary to earth at some other points, then there shall be no possibility of
1431 the earth being inadvertently disconnected.

1432
1433
1434
1435
1436
1437
1438
1439
1440
1441
1442
1443
1444
1445
1446
1447
1448
1449
1450
1451
1452
1453
1454

Annex H
(normative)
Measuring touch voltages

For touch voltage measurements a current injection method shall be used (see Annex L).

The touch voltage has to be determined by taking into account the human body with a resistance of 1 k Ω .

The measuring electrode(s) for simulation of the feet shall have a total area of 400 cm² and lie on the earth with a minimum total force of 500 N.

If no additional resistances are to be taken into account, a probe, driven at least 20 cm into the soil, may be used instead of the measuring electrode. For the measurement of the touch voltage in any part of the installation the electrode shall be placed at a distance of 1 m from the exposed part of the installation, for concrete or dried soil it should be on a wet cloth or water film. A tip-electrode for the simulation of the hand shall be capable of piercing a paint coating (not insulation) reliably. One terminal of the voltmeter is connected to the hand electrode, the other terminal to the foot electrode. It is sufficient to carry out such measurements in a substation as a sampling test.

NOTE In order to get a rapid overview of the source voltage for the touching circuit (U_{STP}), measurement by a voltmeter with a high internal resistance and a probe driven 10 cm deep is often sufficient.

1455
1456
1457
1458
1459

Annex I
(informative)
**Reduction factors related to earth wires of overhead lines
and metal sheaths of underground cables**

1460 **I.1 General**

1461
1462
1463
1464
1465
1466
1467
1468
1469
1470

Earth wires of overhead lines and metal sheaths of underground cables participate in carrying fault currents returning to earth. They take over a part of the earth current of the corresponding circuit in accordance with Figure 2 of this standard. By this effect the earthing system of a high voltage installation affected by an earth fault will be discharged effectively in respect of the earth fault current. The extent of this relief is described by the reduction factor.

The reduction factor r for an earth wire of a 3-phase overhead line is the ratio of the return current in the earth to sum of the zero sequence current of the 3-phase circuit.

1471
$$r = \frac{I_E}{3 I_0} = \frac{3 I_0 - I_{EW}}{3 I_0}$$

1472 Where:

1473 I_{EW} current in the earth wire (in balanced stage)
1474 I_E earth return current
1475 $3 I_0$ sum of zero sequence currents
1476

1477 The same definition is relevant to the reduction factor r of an underground cable with metal sheath, screen, armouring or an enveloping steel pipe. Instead of the current in the earth wire I_{EW} the current in the metal sheath etc. has to be used.

1480 For the balanced current distribution of an overhead line the reduction factor of an earth wire can be calculated on the basis of the self impedances of the phase conductors Z_{L-E} and the earth wire Z_{EW-E} and the mutual impedance between phase conductors and earth wire Z_{ML-EW} .
1481
1482
1483
1484

1485
$$r = \frac{Z_{EW-E} - Z_{ML-EW}}{Z_{EW-E}} = 1 - \frac{Z_{ML-EW}}{Z_{EW-E}}$$

1486
1487
1488
1489
1490
1491
1492

The most influencing term for Z_{ML-EW} is the mean distance between phase conductors and earth wire, for Z_{EW-E} the resistance of the earth wire. By this the reduction effect of an earth wire in respect of the earth current is increasing (r shows a tendency reducing) with lower distance of phase conductor and earth wire and with lower resistance of the earth wire.

1493 **I.2 Typical values of reduction factors of overhead lines and cables (50 Hz)**

1494 Earth wires of overhead lines (110 kV)

1495	Steel 50...70 mm ²	$r = 0,98$
1496	ACSR 44/32 mm ²	$r = 0,77$
1497	ACSR 300/50 mm ²	$r = 0,61$

1498 Paper-insulated cables (10 kV and 20 kV)

1499	Cu 95 mm ² /1,2 mm lead sheath	$r = 0,20 - 0,60$
1500	Al 95 mm ² /1,2 mm aluminium sheath	$r = 0,20 - 0,30$

1501 Single-core XLPE cables (10 kV and 20 kV)

1502	Cu 95 mm ² /16 mm ² copper screen	$r = 0,50 - 0,60$
------	---	-------------------

1503	Single-core oil filled cables (110 kV)	
1504	Cu 300 mm ² /2,2 mm aluminium sheath	$r = 0,37$
1505	Gas-pressure cables in steel pipe (110 kV)	
1506	Cu 300 mm ² /1,7 mm steel	$r = 0,01 - 0,03$
1507	Single-core XLPE cables (110 kV)	
1508	Cu 300 mm ² /35 mm ² copper screen	$r = 0,32$
1509	Single-core XLPE cables (150 kV)	
1510	Cu 800 mm ² /700 mm ² lead screen	$r = 0,2$
1511	Single-core oil filled cables (400 kV)	
1512	Cu 1 200 mm ² /1 200 mm ² aluminium sheath	$r = 0,01$

1513 NOTE The reduction factor of cables links can be further reduced by installing extra bonding cables of suitable
1514 section (e.g. 150 mm² copper) in the same trench and by earthing them at the locations where the screens are
1515 earthed

1516

1517
1518
1519
1520
1521
1522
1523
1524
1525
1526
1527
1528

Annex J
(informative)
Basis for the design of earthing systems

J.1 Soil resistivity

The soil resistivity ρ_E varies considerably at different locations with the type of soil, grain size, density and moisture (see Table J.1).

**Table J.1 - Soil resistivities for frequencies of alternating currents
(Range of values, which were frequently measured)**

Type of soil	Soil resistivity ρ_E in Ωm
Marshy soil	5 to 40
Loam, clay, humus	20 to 200
Sand	200 to 2500
Gravel	2 000 to 3 000
Weathered rock	mostly below 1 000
Sandstone	2 000 to 3 000
Granite	up to 50 000
Moraine	up to 30 000

1529
1530
1531
1532
1533
1534

Up to some meters of depth changes of moisture can cause temporary variations of the soil resistivity. Furthermore it has to be considered, that the soil resistivity can change considerably with the depth because of usually present distinct different layers of soil.

J.2 Resistance to earth

1535
1536
1537
1538
1539
1540
1541
1542
1543
1544
1545
1546
1547
1548
1549

The resistance to earth R_E of an earth electrode depends on the soil resistivity as well as on the dimensions and the arrangement of the earth electrode. It depends mainly on the length of the earth electrode, less on the cross-section. Figure J.1 and Figure J.2 show the values of the resistance to earth for horizontal earth electrodes and earth rods relative to the total length.

In case of very long horizontal earth electrodes (for example cables with earth electrode effect) the resistance to earth decreases with the length, but approaches a final value (see Figure J.3).

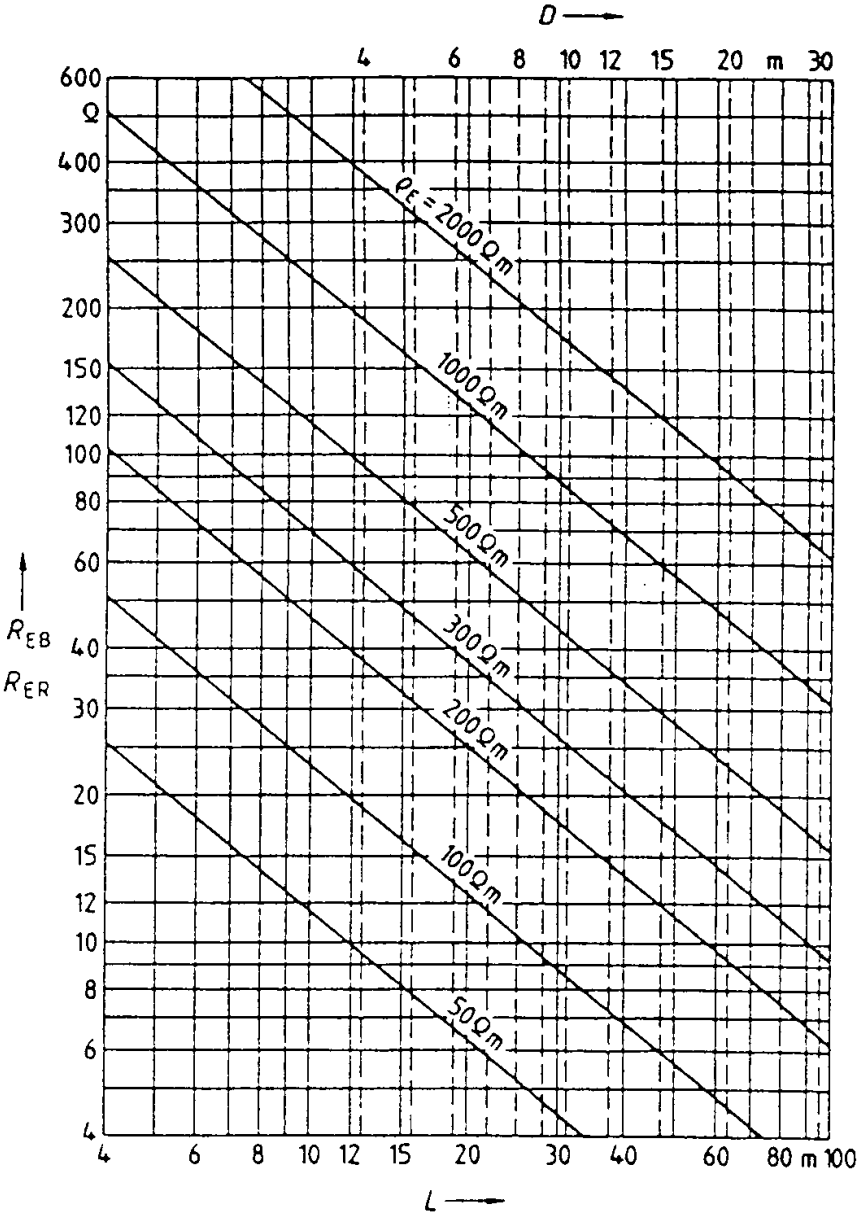
Foundation earth electrodes may be regarded as earth electrodes buried in the surrounding soil.

The resistance to earth of a meshed earth electrode is approximately

$$R_E = \frac{\rho_E}{2D}$$

1550
1551
1552

D is the diameter of a circle with the same area as the meshed earth electrode.



1553
1554
1555

1556
1557

1558

1559

1560

1561

1562
1563

1564
1565

Figure J.1 - Resistance to earth of horizontal earth electrodes (made from strip, round material or stranded conductor) for straight or ring arrangement in homogeneous soil

Calculated values in accordance with the following formulas:

Strip earth electrode: $R_{EB} = \frac{\rho_E}{\pi L} \ln \frac{2L}{d}$

Ring earth electrode: $R_{ER} = \frac{\rho_E}{\pi^2 D} \ln \frac{2\pi D}{d}$

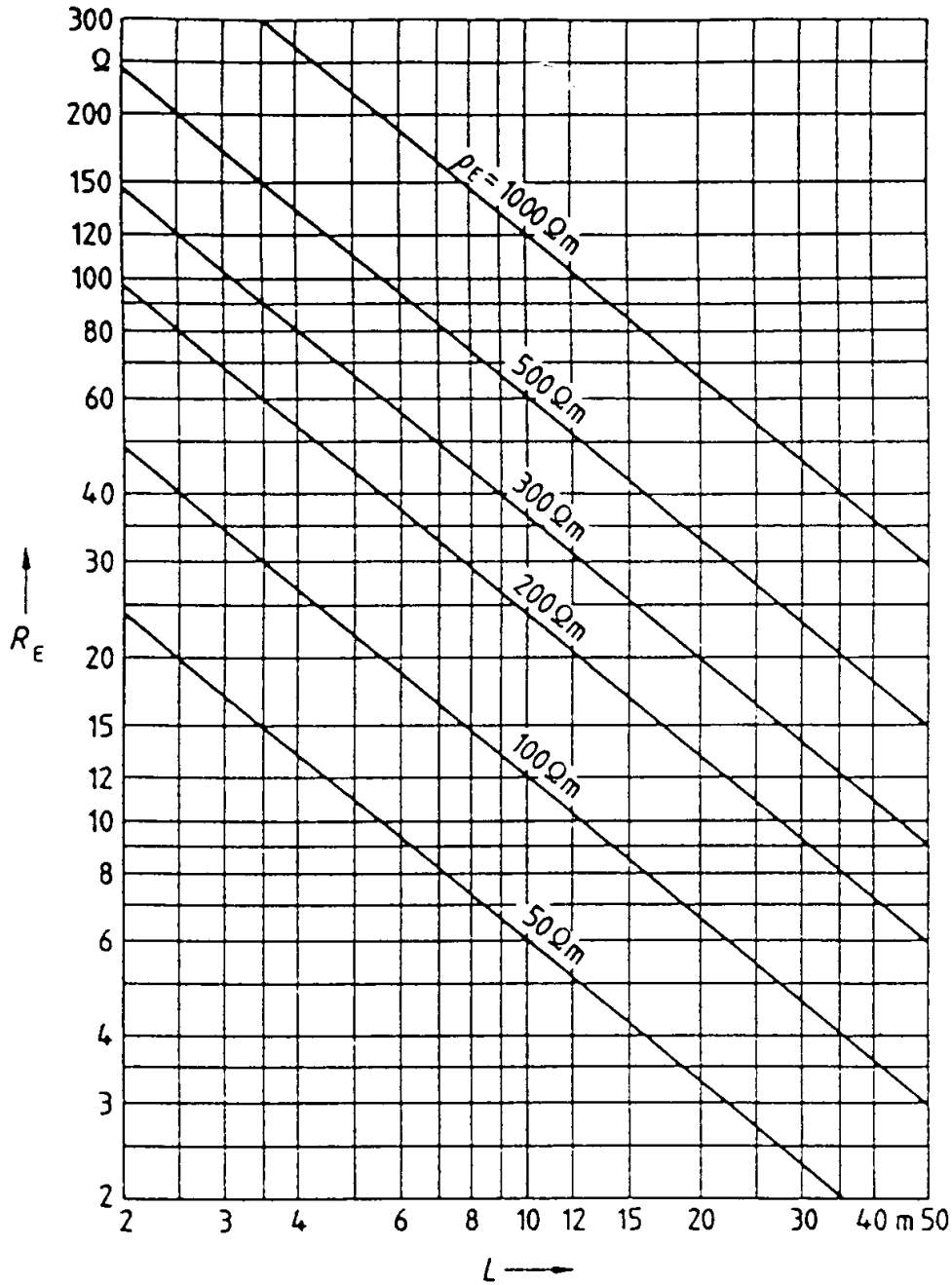
L Length of the earth strip in m

$D = \frac{L}{\pi}$ Diameter of the ring earth electrode in m

d Diameter of the stranded earth electrode or half width of an earth strip in m (here 0,015 m assumed)

ρ_E soil resistivity in Ωm

1566



1567

1568

Figure J.2 - Resistance to earth of earth rods, vertically buried in homogeneous soil

1569

1570

Calculated values in accordance with the following formula:

1571

$$R_E = \frac{\rho_E}{2\pi L} \ln \frac{4L}{d}$$

1572

1573

L Length of the earth rod in m

1574

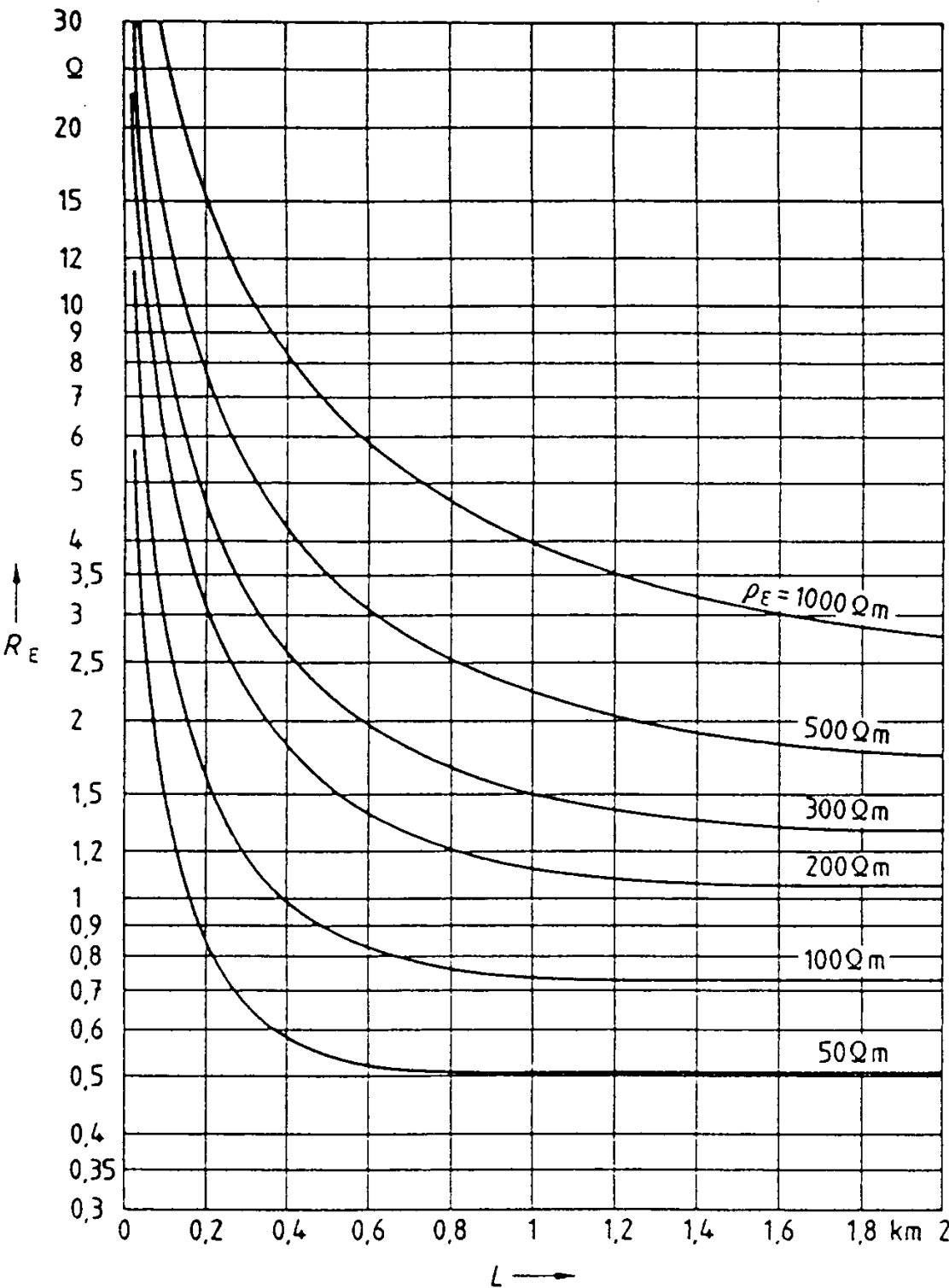
d Diameter of the earth rod in m (here 0,02 m assumed)

1575

ρ_E Soil resistivity in Ωm

1576

1577
1578
1579



1580
1581
1582

Figure J.3 - Typical values for the resistance to earth of a cable with earth electrode effect depending on the length of the cable and the soil resistivity

1583
1584
1585
1586
1587
1588
1589
1590
1591
1592
1593
1594
1595
1596
1597
1598
1599
1600
1601
1602
1603
1604
1605
1606
1607
1608
1609
1610
1611
1612
1613
1614
1615
1616
1617
1618
1619
1620
1621
1622
1623
1624
1625
1626
1627
1628
1629
1630
1631
1632
1633
1634

Annex K
(informative)

Installing the earth electrodes and earthing conductors

K.1 Installation of earth electrodes

K.1.1 Horizontal earth electrodes

Horizontal earth electrodes are usually laid at the bottom of a trench or a foundation excavation.

It is recommended that

- they are surrounded with lightly tamped soil,
- stones or gravel should not be in direct contact with the buried earth electrodes,
- indigenous soil, which is hostile to the electrode metal used, should be replaced by a suitable backfill.

K.1.2 Vertical or inclined driven rods

Vertical or inclined driven rods are driven into the soil by force and should be separated by a distance not less than the length of the rod.

Appropriate tools shall be used to avoid any damage to the electrodes when driving them in.

K.1.3 Jointing the earth electrodes

The joints used to connect conductive parts of an earth electrode network (grid) within the network itself shall have adequate dimensions to ensure an electrical conductance and mechanical and thermal strength equivalent to the electrodes themselves.

The earth electrodes have to be resistant to corrosion and should not be liable to contribute to galvanic cells.

The joints used to assemble rods shall have the same mechanical strength as the rods themselves and should resist mechanical stresses during driving. When different metals, which form galvanic cells that might cause galvanic corrosion, have to be connected, joints shall be protected by durable means against contact with electrolytes in their surroundings.

K.2 Installation of earthing conductors

In general the path of the earthing conductors shall be as short as possible.

K.2.1 Installing the earthing conductors

The following installation methods may be considered.

- Buried earthing conductors: Protection against mechanical damage may be required.
- Accessible installed earthing conductors: Above the ground the earthing conductors shall be installed in such a way that they remain accessible. If there is a risk of mechanical damage, the earthing conductor should be adequately protected.
- Concrete embedded earthing conductors: Earthing conductors may also be embedded in concrete. Easily accessible terminals shall be available at both ends.

1635 Special attention shall be taken to avoid corrosion where the bare earthing conductor enters
1636 the soil or concrete.
1637

1638 **K.2.2 Jointing the earthing conductors**

1639
1640 The joints shall have good electrical continuity to prevent any unacceptable temperature rise
1641 under fault current conditions.
1642

1643 Joints shall not become loose and shall be protected against corrosion. When different metals,
1644 forming galvanic cells that can cause galvanic corrosion, have to be connected, joints shall be
1645 protected by durable means against any contact with electrolytes in their surroundings.
1646

1647 Suitable connectors shall be used to connect the earthing conductor to the earth electrode, to
1648 the main earth terminal and to any metallic part. The use of test link chambers can be helpful.
1649

1650 It shall be impossible to disassemble joints without special tools.

1651
1652
1653
1654
1655
1656
1657
1658
1659
1660
1661
1662
1663
1664
1665
1666
1667
1668
1669
1670
1671
1672
1673
1674
1675
1676
1677
1678
1679
1680
1681
1682
1683
1684
1685
1686
1687
1688
1689
1690
1691
1692
1693
1694
1695
1696
1697
1698
1699
1700
1701
1702
1703
1704

Annex L
(informative)
Measurements for and on earthing systems

L.1 Measurement of soil resistivities

Measurements of the soil resistivity for the pre-determination of the resistance to earth or the impedance to earth have to be carried out using a four probe method (for example Wenner-method), whereby the soil resistivity for different depths can be determined.

L.2 Measurement of resistances to earth and impedances to earth

L.2.1 These resistances and impedances may be determined in different ways. Which method is suitable depends on the extent of the earthing system and the degree of interference (see L.4).

NOTE Attention has to be given to the fact that while the measurements and preparations are carried out, even when disconnected, but especially during the measurement, on and between earthed parts (for example between tower and lifted-off earth wire) dangerous touch voltages may occur.

L.2.2 Examples for suitable methods of measurements and types of instruments are:

a) Fall-of-potential method with the earth tester

This instrument is used for earth electrodes and earthing systems of small or medium extent, for example single rod earth electrodes, strip earth electrodes, earth electrodes of overhead line towers with lifted off or attached earth wires, medium voltage earthing systems and separation of the low-voltage earthing systems. The frequency of the used alternating voltage should not exceed 150 Hz.

Earth electrode under test, probe and auxiliary electrode should lie on a straight line as far apart as possible. The distance of the probe from the earth electrode under test should be at least 2,5 times the maximum extension of the earth electrode under test (in measuring direction), but not less than 20 m; the distance of the auxiliary electrode must be at least 4 times the maximum extension, but not less than 40 m.

b) High frequency earth tester

This instrument facilitates without lifting-off the earth wire the measurement of the resistance to earth of a single tower. The frequency of the measuring current shall be so high that the chain impedance of the earth wire and the neighbouring towers becomes high, representing a practically negligible shunt circuit to the earthing of the single overhead line tower.

c) Heavy-current injection method (see Figure L.1)

This method is used particularly for the measurement of the impedance to earth of large earthing systems.

By applying an alternating voltage of approximately system frequency between the earthing system and a remote earth electrode, a test current I_M is injected into the earthing system, leading to a measurable potential rise of the earthing system.

Earth wires and cable sheaths with earth electrode effect, which are operationally connected to the earthing system, shall not be disconnected for the measurement.

1705 The modulus of the impedance to earth is given by

1706
$$Z_E = \frac{U_{EM}}{I_M \cdot r}$$

1707 Where:

1708 U_{EM} is the measured voltage between the earthing system and a probe in the area of
1709 the reference earth (remote earth) in Volts

1710 I_M is the measured test current in Amperes

1711 r is the reduction factor of the line to the remote earth electrode (see Annex I). The
1712 reduction factor may be determined by calculation or by measurement. For the
1713 reduction factor for overhead lines without earth wires and cables without shield or
1714 armouring is $r = 1$.
1715

1716 Earth wires of lines which run on a separated support parallel to the test line between earthing
1717 system and remote earth electrode, have to be taken into account, if they are connected to the
1718 earthing system under test and the remote earth electrode. If a cable with low-resistance metal
1719 sheath, earthed on both sides, is provided, then the greatest part of the test current will return
1720 via the sheath. If there is an insulating covering around the sheath it can be suitable to
1721 disconnect the earthings of the sheath.
1722

1723 However, for cables which perform the function of an earth electrode, the earthing of the metal
1724 sheaths shall not be disconnected.
1725

1726 The distance between the tested earthing system and the remote earth electrode should be
1727 large enough to ensure separate zones of influence, e.g. 1 to 5 km for extended earthing
1728 systems. The test current should be, as far as possible, selected at least so high that the
1729 measured voltages (earth potential rise as well as touch voltages, referred to the test current)
1730 are greater than possible interference and disturbance voltages. This is generally ensured for
1731 test currents above 50 A. The internal resistance of the voltmeter should be at least 10 times
1732 the resistance to earth of the probe.
1733

1734 NOTE For small earthing systems smaller distances can be sufficient.

1735
1736 Possible interference and disturbance voltages have to be eliminated (see L.4).
1737

1738 d) Determination from the individual resistances

1739
1740 If the earthing system consists of separate earth electrodes, which practically do not interfere
1741 with each other, but which are interconnected via connecting conductors, for example earthing
1742 conductors or earth wires of overhead lines, then the impedance to earth Z_E can be determined
1743 in the following way:
1744

1745 The resistance to earth of each earth electrode is determined for disconnected connecting
1746 conductors by the fall-of-potential method, the impedance of the connecting conductors are
1747 calculated, and the impedance to earth is determined from the equivalent circuit of the
1748 resistance to earth and the impedances of the connecting conductors.
1749

1750 L.3 Determination of the earth potential rise

1751
1752 The earth potential rise \underline{U}_E is (see Figure L.1) given by:
1753

1754
$$\underline{U}_E = \underline{Z}_E \cdot \underline{I}_E$$

1755 Where:

1756 \underline{Z}_E is the impedance to earth, for example from the measurement in accordance with
1757 L.2.2 c) or from the calculation in accordance with L.2.2 d)

1758 \underline{I}_E is the current to earth in accordance with 3.4.29
1759

1760 The current to earth during measurement is given by

1761

$$1762 \quad \underline{I}_{EM} = r \cdot \underline{I}_M$$

1763

1764 The impedance to earth is given by

$$1765 \quad \underline{Z}_E = \frac{\underline{U}_{EM}}{\underline{I}_{EM}}$$

1766 The earth potential rise in case of fault is given by

$$1767 \quad \underline{U}_E = \underline{I}_E \cdot \underline{Z}_E = \underline{U}_{EM} \cdot \frac{\underline{I}_E}{r \cdot \underline{I}_M}$$

1768 For an earth fault in a three-phase system and for a similar earth wire reduction factor of all
1769 overhead lines leaving the substation, the current to earth can be determined by:

1770

$$1771 \quad \underline{I}_E = r \cdot \Sigma 3 \underline{I}_0$$

1772 Where:

1773

r is the earth wire reduction factor

1774

1775 $\Sigma 3 \underline{I}_0$ is the vector sum of the currents of all phase conductors of this system flowing to
1776 the substation

1777

1778 For a fault in the substation $\Sigma 3 \underline{I}_0$ is the difference between the earth fault current and the
1779 transformer neutral current.

1780

1781 If the earth wire reduction factors of the lines A, B, C ... leaving the substations are different,
1782 the current to earth is given by:

1783

$$1784 \quad \underline{I}_E = r_A \cdot 3 \underline{I}_{0A} + r_B \cdot 3 \underline{I}_{0B} + r_C \cdot 3 \underline{I}_{0C} + \dots$$

1785

1786 Where:

1787

\underline{I}_{0A} is the zero sequence current of a phase conductor (for example phase L1) of the
1788 line A, \underline{I}_{0B} accordingly of the line B etc.

1789

1790

r_A is the earth wire reduction factor of the line A, r_B of the line B, etc.

1791

1792 NOTE This equivalent circuit is based on the effect that in practice the chain impedance \underline{Z}_∞ is almost achieved
1793 after a few spans. For overhead lines longer than a few spans the effect of magnetic coupling results in an earth
1794 wire current, which can be additionally considered by the reduction factor.

1795

1796 For a cable leaving the substation, instead of the earth wire reduction factor the cable sheath
1797 reduction factor has to be used in the equation above for \underline{I}_E .

1798

1799 For cables with insulated sheath which lead fault current to the substation the cable sheath
1800 reduction factor is the primary effect. In addition the chain impedance (cable
1801 sheath/neighbouring earth grids) can be considered if the cable is significantly longer than the
1802 sections forming the chain impedance.

1803

1804

1805 L.4 Elimination of interference and disturbance voltages for earthing measurements

1806

1807 For the determination of the earth potential rise in accordance with the L.2.2 c) distortions of
1808 the measured values due to interference and disturbance voltages of every type (for example
1809 inductive interference of the test circuit by parallel systems in operation) may occur.

1810

1811 Examples for methods proved useful in practice for the elimination of such disturbing effects
1812 are:
1813

1814 a) Beat method

1815
1816 In this case a voltage source (for example emergency generating set) is used, whose
1817 frequency deviates some tenth of a Hertz from the system frequency. The voltages caused by
1818 the test current are added vectorially to possible disturbance voltages U_d' , whose modulus and
1819 phase angle for sufficiently short duration of a measuring cycle may be regarded as constant.
1820 Due to the asynchronous superposition the pointer or the display of the voltmeter swings
1821 between a maximum and a minimum value U_1 and U_2 . The voltage caused by the test current is
1822 determined by
1823

$$1824 \quad U = \frac{U_1 + U_2}{2} \quad \text{for } 2 \cdot U_d' < U_1$$

$$1825 \quad U = \frac{U_1 - U_2}{2} \quad \text{for } 2 \cdot U_d' > U_1$$

$$1826 \quad U = \frac{U_1}{2} \quad \text{for } 2 \cdot U_d' = U_1$$

1827 b) Polarity reversal method

1828
1829 For this purpose a system synchronous voltage source (transformer) is used, whose voltage is
1830 reversed 180° electrically in the phase angle after a dead interval. During the flow of the test
1831 current the occurring voltages U_a before the reversal, U_b after the reversal and the disturbance
1832 voltage U_d for the test current switched off are measured. Because of vectorial relations the
1833 voltage caused by the test current is calculated by
1834

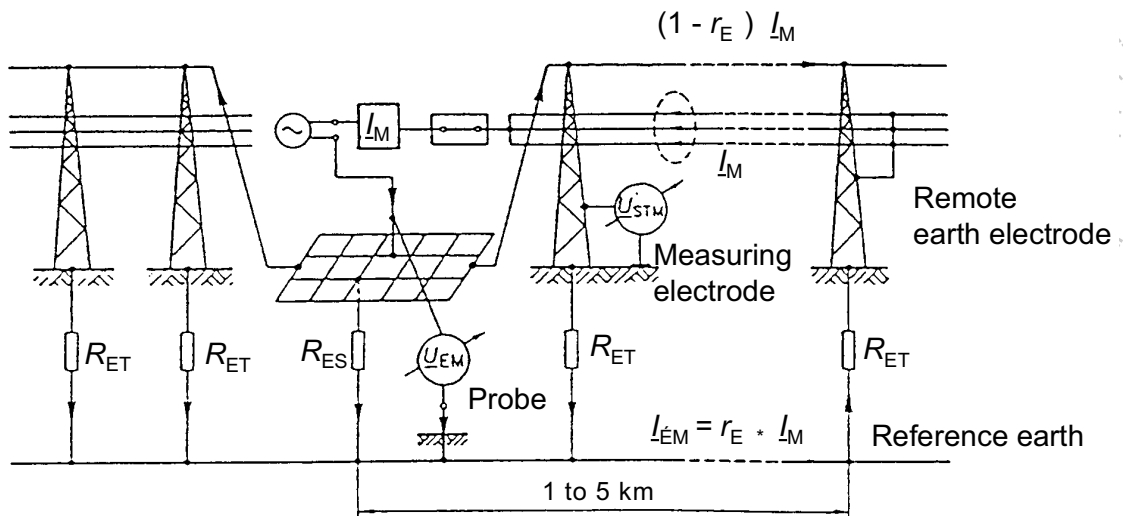
$$1835 \quad U = \sqrt{\frac{U_a^2 + U_b^2}{2} - U_d^2}$$

1836 c) Vector measurement

1837
1838 Long measuring leads should be laid rectangularly to the test line, as far as possible. If this is
1839 not possible because of space conditions, the part of the voltage induced in the measuring line
1840 by the test current can partly be eliminated by vector measurement equipment.
1841

1842 d) Blocking of direct currents

1843
1844 If the disturbance voltages have high direct voltage contents, a voltmeter which blocks the
1845 direct voltage may be required.



1846
1847

- 1848 I_M Test current (generally only the modulus of the voltage and the current is determined)
- 1849 I_{EM} Current to earth during the measurement (in this case not directly measurable)
- 1850 r_E Reduction factor of the line to the remote earth electrode
- 1851 R_{ES} Resistance to earth of the mesh earth electrode
- 1852 R_{ET} Resistance to earth of the tower
- 1853 U_{EM} Earth potential rise during measurement
- 1854 U_{STM} Source voltage for touching during measurement

1855

1856

Figure L.1 - Example for the determination of the impedance to earth by the heavy-current injection method

1857

1858
1859
1860

Annex M
(normative)

Details on site inspection and documentation of earthing systems

1861 A plan of the earthing system should exist which shows the material and the position of the
1862 earth electrodes, their branching points and the depth of burial.

1863
1864 Before taking over a site, a report should be made showing that all the requirements of this
1865 standard have been observed.

1866
1867 The resistance to earth of every installation outside of the global earthing system areas should
1868 be calculated or measured systematically (details of the measuring technique are given in
1869 Annex L) and the earth potential rise calculated or measured. Proof of touch voltage, if
1870 necessary, is to be made by measurement or calculation.

1871
1872 Inside the global earthing system areas there is no need to verify the resistance to earth or the
1873 earth potential rise because a basic design of earthing system is sufficient.

1874
1875 If recognized specified measures are needed to achieve permissible touch voltages, they shall
1876 be included in the site plan and shall be described in the documentation.

1877

1878

Annex N

1879

(informative)

1880

The use of reinforcing bars in concrete for earthing purpose

1881

1882

The steel reinforcing bars can be used for several purposes:

1883

1884

a) as a part of the earthing system, in which case the size of the steel reinforcing bars must be in accordance with 5.2.2.

1885

1886

1887

b) as the potential grading for the protection of the operator, in which case all relevant parts of the steel reinforcing shall be connected together to ensure that no differences in potential exist. The connections must be dimensioned in accordance with 5.2.3.

1888

1889

1890

1891

c) as an electromagnetic shield associated with high frequency currents, in which case all relevant parts of the steel reinforcing shall be connected together to form a very low impedance path for high frequency currents. Many connection points will be provided to the steel reinforcing to enable equipment connections to be kept as short as possible to minimize the electromagnetic influences.

1892

1893

1894

1895

1896

1897

When steel reinforcing bars are used for any of these purposes, care must be taken to ensure that the possibility of corrosion is kept to a minimum. The connection to the steel reinforcing bars shall be in accordance with Annex K.

1898

1899

Annex O
(informative)
Global Earthing System

1900

1901

1902

1903

1904 The definition of the global earthing system is based on the fact that in an area no or hardly
1905 any potential differences occur.

1906

1907 In order to identify such areas, no simple or stand-alone rule is available.

1908 In general:

1909 • a low overall resistance is helpful, but is not a guarantee. Therefore, the standard is not
1910 stating a minimum requirement based on resistance.

1911 Moreover, also in installations with high soil resistivity and overall resistances, safety
1912 requirements can be fulfilled thanks to the increase of the additional resistances and
1913 adequate potential grading;

1914 • a low fault current level is helpful as the total earth potential rise will be limited;

1915 • a suitable cable sheath reduction factor or earth wire reduction factor distributes the fault
1916 current in such a way that the total earth potential rise is limited;

1917 • a short fault duration is increasing the tolerable touch voltages and in consequence
1918 difference referred to tolerable limits are smaller.

1919

1920 There are different measures available to meet safety requirements. In order to specify
1921 measures for a certain area local conditions have to be considered. The verification can be
1922 done by typical means based on measurements or calculations.

1923

1924 Typical cases where a global earthing system exists could be:

1925 • substation is surrounded by buildings with foundation earth electrodes and the earthing
1926 systems are interconnected e.g. by cable sheath or low voltage protective earth conductors;

1927 • substation is feeding city centre or densely built up areas;

1928 • substation is feeding suburban area with many distributed earth electrodes interconnected
1929 by protective earth conductors of low voltage system;

1930 • substation with given number of nearby substations;

1931 • substation with given number and length of outgoing earth electrodes;

1932 • substation connected via cables with earth electrode effect;

1933 • substation is feeding extended industrial area;

1934 • substations are part of system with multi earthed high voltage neutral conductor.

1935
