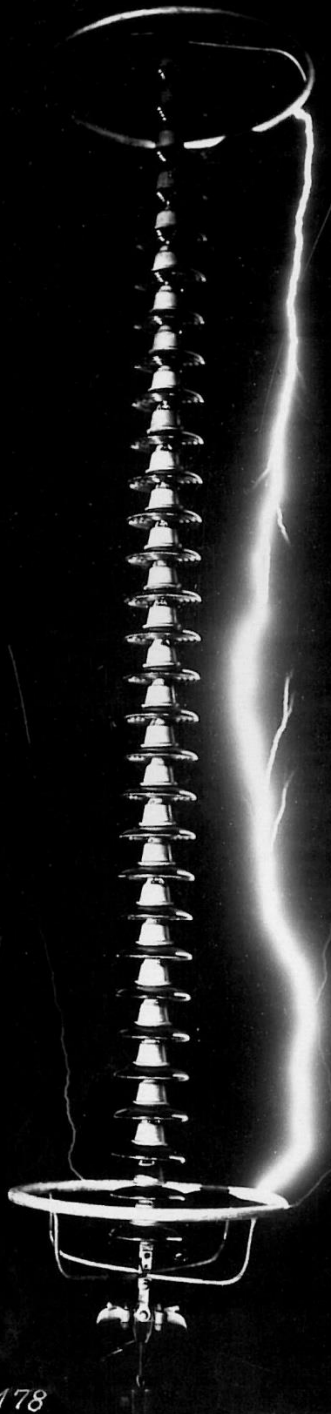


FKH - Fachtagung

FHNW Campus Brugg-Windisch

Isolationskoordination



SEV 4178

22. November 2022



*Fachkommission für Hochspannungsfragen
Commission d'étude des questions relatives à la haute tension*

*FKH - Fachtagung
22. November 2022
FHNW Campus Brugg-Windisch*

Isolationskoordination

Veranstalter:

*Fachkommission für Hochspannungsfragen
Hagenholzstrasse 81
8050 Zürich*



**FKH - Fachtagung
22. November 2022
FHNW Campus Brugg-Windisch**

Vorwort zur Tagung

Die Isolationskoordination bildet die Grundlage für die dielektrische Bemessung und die Auswahl geeigneter Komponenten der Hochspannungsnetze und deren Schutz vor Überspannungen im Betriebs- und Fehlerfall. Alle Betriebsmittel sind durch die Folgen von Blitzeinschlägen, von Schalthandlungen und auch von fehlerhaften Betriebszuständen einer Vielfalt von Überspannungsbeanspruchungen ausgesetzt. Mit einer durchdachten Isolationsauslegung und durch vielfältige Schutzmassnahmen muss erreicht werden, dass die Hochspannungsbetriebsmittel diesen Überspannungen schadlos widerstehen. Die Summe der dazu notwendigen Konzepte und Massnahmen wird unter dem Begriff der Isolationskoordination zusammengefasst. Sie bilden die Basis zahlreicher Hersteller- und Prüfnormen, welche für die Verfügbarkeit der Hochspannungsnetze entscheidend sind. In der Praxis bildet die Isolationskoordination eine facettenreiche und anspruchsvolle Ingenieuraufgabe, in welcher die dielektrische Auslegung der einzelnen Betriebsmittel, ganzer Schaltanlagen und Hochspannungsübertragungsleitungen definiert und deren Zusammenspiel im Netz betrachtet wird.

Diese Tagung richtet sich an Ingenieure aus der Energiebranche, welche ihr theoretisches und praktisches Wissen auf dem Gebiet der Isolationskoordination vertiefen möchten oder einen Erfahrungsaustausch zur Best-Practice suchen.

Nach einer Einführung in die physikalischen Grundlagen und die Normierung der Isolationskoordination werden die verschiedenen Betriebs- und Fehlerzustände diskutiert, welche zu Überspannungen führen können. Als Massnahme zur Reduktion der Überspannungen wird der Einsatz und die Funktionsweise von Ableitern beleuchtet, und es wird das Verhalten des Isolationsmaterials unter unterschiedlicher Spannungsbelastung betrachtet. Die praktische Anwendung der Isolationskoordination wird in Beiträgen mit den Schwerpunkten Schaltanlagen, Kabelstrecken und Transformatoren vertieft und mit je einem Beitrag zur EMTP-Netzmodellierung und zur Betriebsmittelauswahl aus der globalen Sichtweise von Übertragungsnetzbetreiber ergänzt.

Prof. Dr. Volker Hinrichsen
Tagungsleiter, TU Darmstadt

Dr. Michael Walter
Geschäftsleiter, FKH

Tagungsprogramm

Datum: Dienstag, 22. November 2022, 09.00 Uhr
 Ort: FHNW Campus, Studiensaal B, Bahnhofstrasse 6, 5210 Windisch
 Titel: Isolationskoordination
 Tagungsleitung Prof. Dr.-Ing. Volker Hinrichsen, TU Darmstadt

Zeit	Beitrag	Referent
08 ³⁰ -09 ⁰⁰	Willkommenskaffee	
09 ⁰⁰ -09 ¹⁰	Begrüssung durch den Präsidenten der FKH	Christian Lindner, Axpo Grid AG
09 ¹⁰ -10 ⁰⁰	Einführung: Grundlagen der Isolationskoordination	Prof. Dr.-Ing. Volker Hinrichsen, TU Darmstadt
10 ⁰⁰ -10 ²⁵	Einfluss neuer Technologien/ Beanspruchungen auf die Normung in der Isolations-Koordination	Prof. Dr. Ing. Uwe Schmidt, Hochschule Zittau/Görlitz
10 ²⁵ -10 ⁵⁰	Ursache von Überspannungen im Betriebs- und Fehlerfall	Dr. sc. Michael Walter, FKH
10 ⁵⁰ -11 ²⁵	Kaffeepause	
11 ²⁵ -11 ⁵⁰	Wirkungsweise und Einsatz von Ableitern	Ektor Sotiropoulos, Hitachi Energy Switzerland AG
11 ⁵⁰ -12 ¹⁵	Festigkeit von Isolationen	Dr. sc. Ulrich Straumann, Hitachi Energy Switzerland AG
12 ¹⁵ -12 ⁴⁰	Anforderungen an Schaltgeräte und Schalttransienten	Maxime Perret, GE Grid (Switzerland) GmbH
12 ⁴⁵ -14 ⁰⁰	Mittagessen	
14 ⁰⁰ -14 ²⁵	Isolationskoordination in der Praxis - Auswahl von Netzkomponenten	Jonas Baumann, Swissgrid AG
14 ²⁵ -14 ⁵⁰	Technischer Hintergrund der FKH-Prüfempfehlungen für GIS-Anlagen	Dr. sc. techn. Stefan Neuhold, FKH
14 ⁵⁰ -15 ¹⁵	Überspannungsschutz im Zusammenhang mit Kabelstrecken für HVDC	Volker Vahrenholt, 50Hertz Transmission GmbH
15 ¹⁵ -15 ⁴⁵	Kaffeepause	
15 ⁴⁵ -16 ¹⁰	Messung und Modellierung von Überspannungen und Transienten an Transformatoren	Philippe Alff, FKH
16 ¹⁰ -16 ³⁵	Isolationskoordination bei Transformatoren	Hans-Peter Öftering, Siemens Energy AG
16 ³⁵ -16 ⁵⁰	Schlussdiskussion	Prof. Dr.-Ing. Volker Hinrichsen, TU Darmstadt
ab 16 ⁵⁰	Apéro	

Zusammenfassung der Referate

Inhaltsverzeichnis

	Seite
Einführung: Grundlagen der Isolationskoordination	1
Prof. Dr.-Ing. Volker Hinrichsen, TU Darmstadt	
Einfluss neuer Technologien/ Beanspruchungen auf die Normung in der Isolations-Koordination	33
Prof. Dr. Ing. Uwe Schmidt, Hochschule Zittau/Görlitz	
Ursache von Überspannungen im Betriebs- und Fehlerfall	61
Dr. sc. Michael Walter, FKH	
Wirkungsweise und Einsatz von Ableitern	77
Ektor Sotiropoulos, Hitachi Energy Switzerland AG	
Festigkeit von Isolationen	91
Dr. sc. Ulrich Straumann, Hitachi Energy Switzerland AG	
Anforderungen an Schaltgeräte und Schalttransienten	103
Maxime Perret, GE Grid (Switzerland) GmbH	
Isolationskoordination in der Praxis - Auswahl von Netzkomponenten	129
Jonas Baumann, Swissgrid AG	
Technischer Hintergrund der FKH-Prüfempfehlungen für GIS-Anlagen	145
Dr. sc. techn. Stefan Neuhold, FKH	
Überspannungsschutz im Zusammenhang mit Kabelstrecken für HVDC	159
Volker Vahrenholt, 50Hertz Transmission GmbH	
Messung und Modellierung von Überspannungen und Transienten an Transformatoren	177
Philippe Alff, FKH	
Isolationskoordination bei Transformatoren	189
Hans-Peter Öftering, Siemens Energy AG	
Referentenadressen	203
Internetseite zur Fachtagung	205
Notizen	207

FKH - Fachtagung

22. November 2022

Isolationskoordination

Einführung: Grundlagen der Isolationskoordination

Prof. Dr.-Ing. Volker Hinrichsen

Technische Universität Darmstadt

Funktion und beruflicher Werdegang

Prof. Hinrichsen studierte Elektrotechnik an der TU Berlin, wo er anschließend als Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Hochspannungstechnik und Starkstromanlagen arbeitete und 1990 promoviert wurde. Von 1989 bis 2001 arbeitete er im "Schaltwerk Hochspannung" der Siemens AG in Berlin und war dort von 1992 bis 2001 Entwicklungsleiter für Überspannungsableiter. Zum 1.8.2001 wurde er als Universitätsprofessor an die TU Darmstadt berufen und leitete dort das Fachgebiet Hochspannungstechnik am Institut für Elektrische Energiesysteme. Am 1.4.2020 ging er offiziell in den Ruhestand, betreut aber immer noch Forschungsprojekte am Fachgebiet. Aktuelle Forschungsschwerpunkte sind Hochspannungsgleichstromsysteme, Auswirkungen der Verkabelung von Höchstspannungsnetzen, neuartige Isolier- und Feldsteuersysteme sowie Vakuumschalttechnik. Prof. Hinrichsen ist Mitarbeiter in diversen nationalen und internationalen Gremien und Arbeitsgruppen (Cigré, IEC, IEEE, ETG, DKE, VDV, ZVEI) im Bereich der elektrischen Energietechnik.

Einführung: Grundlagen der Isolationskoordination

Volker Hinrichsen

Technische Universität Darmstadt

1 Kurzfassung

Der Beitrag umreißt die grundsätzliche Vorgehensweise der Isolationskoordination entsprechend der Norm DIN EN 60071-1 bzw. IEC 60071-1. Im Einzelnen werden thematisiert: Normen, Begriffsbestimmungen, grundsätzliche Vorgehensweise der Isolationskoordination in vier Schritten (Ermittlung der repräsentativen Überspannung, der Koordinationsstehspannung, der erforderlichen Stehspannung sowie des Bemessungsisolationspegels). Es werden Richtwerte für die repräsentativen Überspannungen im Bereich der zeitweiligen Überspannungen, der langsam und der schnell ansteigenden Überspannungen ohne Ableitereinsatz vorgestellt und daraus die Notwendigkeit des Einsatzes von Überspannungsableitern abgeleitet.

2 Hinweise zur Normung und zu weiterführender Literatur

Folien 3, 4, 8, 9, 40: Die Norm DIN EN 60071-1, auf die sich dieser Beitrag bezieht, definiert Isolationskoordination als die „Auswahl der dielektrischen Festigkeit von Betriebsmitteln, die für ein bestimmtes Netz vorgesehen sind, in Abhängigkeit von Spannungen, die in diesem Netz unter Berücksichtigung der betrieblichen Umgebungsbedingungen und der Eigenschaften der verfügbaren Überspannungs-Schutzeinrichtungen auftreten können“ [1] (*Folie 3*). Das heißt, die dielektrische Festigkeit der Betriebsmittel wird den zu erwartenden Spannungsbeanspruchungen aus dem Netz gegenübergestellt (*Folie 4*). Ziel und Ergebnis der Isolationskoordination ist die Auswahl einer Kombination von in der dielektrischen Typprüfung anzuwendenden Bemessungsspannungen, die die Betriebsmittel abhängig von deren U_m („höchste Spannung für Betriebsmittel“) charakterisieren und die aus dielektrischer Sicht deren sicheren Betrieb im Netz gewährleisten.

Die Norm DIN EN 60071-1 ist als horizontale Norm mit einem Umfang von nur 35 Seiten recht knappgehalten. Nur vordergründig erscheint die Vorgehensweise bei der Isolationskoordination einfach, im Detail ist die Materie dagegen sehr komplex. Das drückt sich z.B. in der zugehörigen Anwendungsrichtlinie DIN EN 60071-2 [2] mit einem Umfang von etwa 150 Seiten aus, und auch diese ist ohne weiterführende Literatur nicht immer einfach zu interpretieren. Leider existiert nur wenig Literatur zu den Grundlagen der Isolationskoordination in Hochspannungsnetzen, wie sie heute praktiziert wird. Das dazu heute vermutlich einzige und zum Nachlesen unbedingt empfehlenswerte Buch ist [3] mit einem Umfang von immerhin 764 Seiten.

Die IEC-Normen der Reihe 60071 werden derzeit in schneller Abfolge angepasst und erweitert, um aktuellen Entwicklungen z.B. auf dem Gebiet der Netzmodellierung, der Simulationsverfahren oder in HGÜ-Systemen Rechnung zu tragen. Dem widmet sich ein eigener Beitrag dieser Fachtagung.

Die zitierten Normen der Reihe 60071 sind auf Betriebsmittel in Drehstromsystemen mit $U_m > 1\text{kV}$ beschränkt. Sie berücksichtigen ausschließlich dielektrische, explizit aber keine

Sicherheitsaspekte, was zum Beispiel die Auslegung von Mindest-Schlagweiten betrifft. Zur Isolationskoordination in Bahnsystemen, z.B. mit einer Nennspannung der Oberleitung von 15 kV und einer Frequenz von 16,7 Hz, sowie in Niederspannungsanwendungen gelten jeweils andere, eigene Normen, wie beispielsweise [4] [5] [6]. Auch IEEE hat eine eigene Normung der Isolationskoordination (*Folie 40*), die der von IEC zwar sehr ähnlich, jedoch nicht exakt gleich ist, und auf die hier auch nicht eingegangen wird. In [3] werden die vorhandenen Unterschiede aber ausführlich dargestellt.

3 Begriffsbestimmungen

Folien 3, 5, 6, 7, 10, 11, 12: *Folie 5* geht auf die verschiedenen Spannungsdefinitionen in Hochspannungsnetzen ein. Dabei sind U_n die Nennspannung und U_s die höchste Systemspannung eines Netzes. Sie charakterisieren damit das System. Die Betriebsmittel dagegen sind über die „höchste Spannung für Betriebsmittel“, U_m , dielektrisch definiert. Auch wenn das oft durcheinandergebracht wird, ist zwischen U_s und U_m sorgfältig zu unterscheiden. Im Regelfall werden in einem Netz Betriebsmittel mit $U_m = U_s$ eingesetzt, gelegentlich aber auch – bei erhöhten Anforderungen an die Spannungsfestigkeit – mit $U_m > U_s$. Auf keinen Fall ist jedoch eine Wahl von $U_m < U_s$ zulässig.

Folie 6 definiert den Begriff „Überspannungen“. Diese können im Netzbetrieb praktisch unendlich viele verschiedene Amplituden und Zeitverläufe aufweisen und außerdem unter sehr unterschiedlichen Umweltbedingungen wie Temperatur, Luftdruck oder Feuchte auftreten. Gemessen werden sie in der Isolationskoordination in der bezogenen Einheit p.u., wobei gilt: 1 p.u. entspricht $\sqrt{2} \cdot U_g / \sqrt{3}$. Das heißt, es handelt sich dabei um den Scheitelwert der höchsten dauernd auftretenden Leiter-Erd-Spannung.

Der Nachweis der dielektrischen Festigkeit der Isolation kann unmöglich individuell für diese unendlich vielen möglichen Spannungen erbracht werden. Es ist der unschätzbare Nutzen der Isolationskoordination, dass als deren Ergebnis dieser Nachweis durch Typprüfungen im Labor mit Hilfe nur weniger genormter Prüfspannungen definierter Amplitude und Form, in definierten Prüfanordnungen und unter definierten Klimabedingungen erfolgen kann.

Folie 7 veranschaulicht, dass in einem Drehstromsystem im Grundsatz neun verschiedene Isolationsstrecken zu betrachten sind, drei Leiter-Erd-Isolationen, drei Leiter-Leiter-Isolationen und drei Längsisolationen (z.B. zwischen den Kontakten eines offenen Trennschalters).

Ein wichtiges Konzept der Isolationskoordination ist die Unterteilung der Spannungen bzw. Überspannungen in verschiedene Klassen (*Folie 10*): dauernd anliegende Betriebsspannung (per Definition damit keine Überspannung und dementsprechend mit einer Amplitude von 1 p.u.), zeitweilige Überspannungen (TOV; temporary overvoltages), langsam ansteigende Überspannungen (SFO; slow front overvoltages), schnell ansteigende Überspannungen (FFO, fast front overvoltages) sowie sehr schnell ansteigende Überspannungen (VFFO; very fast front overvoltages). Häufig werden im allgemeinen Sprachgebrauch die Begriffe „Schaltüberspannung“ und „Blitzüberspannung“ verwendet, die strenggenommen aber nur spezielle Ausprägungen langsam und schnell ansteigender Überspannungen sind.

Definiert werden die Überspannungsklassen über die in ihnen enthaltenen Frequenzen und die Dauer ihres Auftretens (*Folien 11, 12*). Die normative Behandlung der sehr schnell ansteigenden Überspannungen ist derzeit in Diskussion. In diesem Beitrag wird

darauf nicht näher eingegangen. Jede der Überspannungsklassen wird durch eine genormte Prüfspannungsart repräsentiert. Diese spielt in der Isolationskoordination eine entscheidende Rolle, da letztlich alle im Netz auftretenden Spannungen einer dieser Spannungsarten zuzuordnen sind und mit diesen auch die dielektrischen (Typ-)Prüfungen im Labor durchgeführt werden. Das reduziert den erforderlichen Prüfaufwand auf ein absolutes Minimum, und da die Anforderungen an die Prüfspannungsformen und die Durchführung der Prüfungen in einer Norm [7] sehr eindeutig definiert sind, sind an allen Orten der Welt unter verschiedensten klimatischen Bedingungen durchgeführte Prüfungen problemlos miteinander vergleichbar.

4 Prinzip und Ziel der Isolationskoordination

Folie 13: Eine stark vereinfachte, schematisierte Darstellung zeigt auf grafischem Weg das der Isolationskoordination zugrunde liegende Prinzip. Für die verschiedenen Überspannungsklassen lassen sich zunächst allgemein Amplitudenbereiche angeben, mit denen sie typischerweise im Netz auftreten können. Diese Bereiche hängen von den jeweiligen Betriebsbedingungen ab, im Falle der zeitweiligen Überspannungen z.B. von der Art der Sternpunktbehandlung oder im Falle der langsam ansteigenden Überspannungen (vereinfacht: Schaltüberspannungen) von diversen Einflussgrößen, auf die später noch kurz eingegangen wird. Die in *Folie 13* in Rot dargestellte Kurve stellt damit die im Betrieb auftretenden Spannungsbeanspruchungen dar. Diesen wird mit der grünen Kurve die dielektrische Festigkeit der Betriebsmittel gegenübergestellt. Diese sollte in jedem erdenklichen Fall oberhalb der roten Beanspruchungskurve liegen. Man erkennt, dass das im Bereich der dauernd anliegenden Spannung sowie der zeitweiligen Überspannung offenbar einfach zu erreichen ist, nicht immer jedoch im Bereich der langsam ansteigenden und schon gar nicht im Bereich der schnell ansteigenden Spannungen. An dieser Stelle muss kurz auf eine Besonderheit der dielektrischen Festigkeit eingegangen werden, die in den folgenden Folien näher erläutert wird.

Folien 14, 15, 16: Die Isolationskoordination unterscheidet nach Betriebsmitteln im „Bereich I“ und solchen im „Bereich II“. An den Isolationsstrecken im „Bereich I“ treten nur sogenannte Streamer-Entladungen auf, an denen im „Bereich II“ jedoch im Falle der Beanspruchung mit Schaltstoßspannungen auch Leader-Entladungen. Aufgrund der Besonderheiten des Leaderwachstums (*Folie 15*) führt das dazu, dass Isolationsstrecken im „Bereich II“ bei Schaltstoßspannungsbeanspruchung ein ausgeprägtes Minimum der dielektrischen Festigkeit aufweisen (*Folien 14, 16*). Das hat zur Folge, dass Betriebsmittel im „Bereich I“ durch eine Prüfung nur mit Wechsel- und Blitzstoßspannung ausreichend dielektrisch charakterisiert bzw. qualifiziert werden können, für Betriebsmittel im „Bereich II“ jedoch zwingend Prüfungen mit Schaltstoßspannung erforderlich sind, um die dort vorliegende minimale dielektrische Festigkeit zu erfassen. Da es die Philosophie der Isolationskoordination ist, mit nur zwei unterschiedlichen Spannungsformen zu prüfen (siehe auch *Folie 22*), bietet die Anwendungsrichtlinie [2] Hilfestellung, wie die unterschiedlichen Spannungsbeanspruchungen durch „Prüf-Umrechnungsfaktoren“ ineinander überführt werden können, worauf hier aber nicht näher eingegangen werden kann.

Folien 17, 18: Um die Betriebsmittel vor den zu hohen Überspannungsbeanspruchungen zu schützen, werden Überspannungsableiter eingesetzt. Diese begrenzen die Überspannungen typischerweise auf die in Blau eingezeichnete Kennlinie. Dabei ist zu beachten, dass im Bereich der langsam und schnell ansteigenden Überspannungen, in denen in die Ableiter transiente Ströme eingepreßt oder in ihnen transient Energie umgesetzt wird, die Ableiter die Überspannungen entsprechend ihrem sogenannten Schutzpegel begrenzen

(und dabei überschüssige Ladung nach Erde abführen und/oder Energie aufnehmen). Im Bereich der dauernd anliegenden Spannung und der zeitweiligen Überspannungen werden den Ableitern jedoch Spannungen dauerhaft eingeprägt. Sie können diese nicht begrenzen, müssen ihnen aber widerstehen können. In diesem Bereich ist die Ableiterkennlinie daher als eine Stehspannungskennlinie zu verstehen und aus diesem Grund nur gestrichelt eingezeichnet. Das Ergebnis des Ableitereinsatzes zeigt *Folie 18*: Die orangefarbene Kurve stellt nun – bei Einsatz von Ableitern – die resultierende Beanspruchung aus dem Netz dar, und sie verläuft ausnahmslos unterhalb der grünen Stehspannungskurve der Betriebsmittel, womit das Schutzziel erreicht ist.

5 Vorgehensweise bei der Isolationskoordination

Folien 19, 20, 21, 22, 23: Diese Folien zeigen schematisiert das prinzipielle Vorgehen bei der Isolationskoordination, wie es so auch in [1] dargestellt ist. Hier wurde zusätzlich eine farbliche Unterscheidung eingeführt: rote Kästen bezeichnen Eingabegrößen, grüne auszuführende Aktionen und blaue das jeweilige Resultat. Die Vorgehensweise wird hier jedoch nur in sehr groben Zügen dargestellt. Schritt für Schritt werden im Rahmen der Isolationskoordination zunächst durch intensive numerische transiente Netzanalysen die auftretenden Überspannungen aller Überspannungsklassen jeweils mit und ohne Ableitereinsatz ermittelt. Dies ist mit Abstand die aufwendigste Phase der Isolationskoordination, die großes Wissen über das Netz und viel Erfahrung erfordert. Für jede Überspannungsklasse ergeben sich repräsentative Überspannungen U_{rp} („representative overvoltages“), deren Form derjenigen der zugehörigen genormten Prüfspannungen entspricht und deren Höhe entweder Amplituden oder Wahrscheinlichkeitsverteilungen des Auftretens bestimmter Amplituden sind. Grundsätzlich ist Isolationskoordination ein statistisches Verfahren, in dem praktisch ausschließlich mit Wahrscheinlichkeiten, Wahrscheinlichkeitsverteilungen, Fehlerrisiken und -raten etc. gearbeitet wird.

Das zeigt sich im zweiten Schritt, in dem man sich auf eine akzeptierte Fehlerrate, das sogenannte Ausfallkriterium, festlegt (z.B. ein erlaubter Fehler in tausend Jahren, entsprechend einer Rate von $1 \cdot 10^{-3} \text{ a}^{-1}$) und durch Multiplikation mit einem Koordinationsfaktor K_c („coordination factor“), der statistisches Verhalten und Ungenauigkeiten der Eingabegrößen berücksichtigt, die Koordinationsstehspannung U_{cw} („coordination withstand voltage“) berechnet wird. Dazu ist eine genaue Kenntnis der Isolationscharakteristik (also der dielektrischen Festigkeit für alle Überspannungsklassen) der einzelnen Betriebsmittel erforderlich, die hier den auftretenden Beanspruchungen gegenübergestellt wird.

Im dritten Schritt wird ein Höhenkorrekturfaktor K_a („altitude correction factor“) angewendet, der der Abhängigkeit der dielektrischen Festigkeit von der Aufstellungshöhe und damit dem Umgebungsdruck Rechnung trägt. Da die dielektrische Festigkeit ebenfalls von Temperatur und Feuchte abhängt, kann hier alternativ auch ein atmosphärischer Korrekturfaktor K_t („atmospheric correction factor“) zur Anwendung kommen. In einem Anhang von [2] wird jedoch dargelegt, dass sich in der Regel die Einflüsse von Temperatur und Feuchte auf die dielektrische Festigkeit gegenseitig aufheben, so dass eine Korrektur allein mit der Aufstellungshöhe empfohlen wird und auch allgemein üblich ist. Die korrekte Durchführung der Höhenkorrektur sorgt jedoch häufig für Verwirrung bei den Anwendern. Es lohnt sich, in [2] den ganzen Anhang dazu durchzulesen! Ein weiterer Faktor, der Sicherheitsfaktor K_s („safety factor“), berücksichtigt diverse Unwägbarkeiten und insbesondere die Alterung der Betriebsmittel über ihre gesamte Lebensdauer. Denn ein Gerät, das im fabrikneuen Zustand mit den in der Isolationskoordination bestimmten

Spannungsamplituden typgeprüft wird, soll den Beanspruchungen aus dem Netz ja auch noch nach z.B. dreißig Jahren dielektrisch standhalten können. Durch Multiplikation von U_{rp} mit diesen beiden Faktoren ergibt sich die erforderliche Stehspannung U_{rw} („required withstand voltage“).

Da es vier Überspannungsklassen gibt, jedoch nur mit zwei unterschiedlichen Spannungsformen geprüft werden soll, werden im vierten Schritt noch Prüf-Umrechnungsfaktoren K_{tc} („test conversion factor“) eingeführt, so dass für jede Überspannungsklasse ein Wert für die jeweilige in der Typprüfung abzuprüfende Bemessungsspannung U_w („withstand voltage“) vorliegt. Die Kombination der verschiedenen Bemessungsspannungen für Kurzzeit-Wechsel-, Blitz- und Schaltstoßspannung resultiert schließlich im Bemessungsisolationspegel. Die Prüfanforderungen werden nach „Bereich I“ und „Bereich II“ differenziert (*Folie 23*), wie bereits weiter oben ausgeführt. Geräte des „Bereichs I“ werden durch eine Prüfung nur der Leiter-Erde-Isolation jeweils mit Wechselspannung und mit Blitzstoßspannung, also durch nur zwei Spannungsprüfungen, für den Netzbetrieb dielektrisch qualifiziert. Das zeigt eindrucksvoll die Effektivität des Prinzips der Isolationskoordination! Die Prüfanforderungen im „Bereich II“ sind etwas aufwendiger, weil im Falle der Prüfung mit Schaltstoßspannung alle drei Isolationsstrecken (Leiter-Erde-, Leiter-Leiter- sowie Längsisolation) zu prüfen sind.

Das grundsätzliche Vorgehen bei der Isolationskoordination ist damit umrissen, und die nächsten Folien widmen sich den typischerweise auftretenden Amplituden der zeitweiligen, der langsam und der schnell ansteigenden Überspannungen.

6 Typische Amplituden von Überspannungen

Wie bereits ausgeführt, sind die repräsentativen Überspannungen für jede Überspannungsklasse in transienten Netzanalysen von Fall zu Fall individuell zu ermitteln. Trotzdem lassen sich aus der Betriebserfahrung und als Ergebnis vieler einschlägiger durchgeführter Untersuchungen und Berechnungen auch ganz allgemein typische Bereiche und Richtwerte von Überspannungsamplituden angeben.

6.1 Zeitweilige Überspannungen

Folien 24....30: Zeitweilige Überspannungen entstehen bei Erdfehlern, durch Lastabwurf oder durch Resonanzeffekte, um nur die wichtigsten Ursachen zu nennen. Die Höhe der Überspannung wird entscheidend durch die Sternpunktbehandlung des Netzes (isolierter Sternpunkt, direkte bzw. starre Sternpunkterdung, Impedanz-Sternpunkterdung, mit Erdschlusskompensation; Definitionen dazu in [1]) und den Fehlerort beeinflusst. Beides drückt sich im Erdfehlerfaktor k aus. Definiert ist dieser als „für eine bestimmte Stelle eines Drehstromnetzes und für eine bestimmte Netzkonfiguration das Verhältnis des Effektivwerts der höchsten betriebsfrequenten Spannung Außenleiter-Erde eines nicht fehlerbehafteten Außenleiters während eines Fehlers mit Erdberührung, der einen oder mehrere Außenleiter an beliebigen Stellen des Netzes beeinflusst, zum Effektivwert der betriebsfrequenten Außenleiter-Erde-Spannung an der betrachteten Stelle, die dort ohne Fehler vorhanden wäre“ [1]. Das heißt, dass der Erdfehlerfaktor an jeder Stelle des Netzes und je nach aktueller Netzkonfiguration ein anderer sein kann. Er berechnet sich entsprechend *Folie 25*. *Folie 26* zeigt die typischen Arten der Sternpunktbehandlung im deutschen Stromversorgungsnetz. Als grober Anhalt (und natürlich mit Ausnahmen) werden die Netze der Verteil- und unteren Übertragungsspannungsebenen ($U_s \leq 123$ kV) isoliert oder kompensiert betrieben, die der Hoch- und Höchstspannungsebenen ($U_s > 123$ kV) direkt geerdet. Die höchsten zeitweiligen Überspannungen ergeben sich bei iso-

liertem Sternpunkt mit $k = \sqrt{3} \dots 2$, was in *Folie 27* mit Hilfe eines Zeigerdiagramms und in *Folie 28* durch idealisierte Spannungsverläufe veranschaulicht wird (tatsächlich überlagern sich den Spannungen natürlich noch höherfrequente Einschwingvorgänge, die zusätzlich als langsam ansteigende Überspannungen zu klassifizieren sind). Die geringsten zeitweiligen Überspannungen ergeben sich bei direkter Sternpunktterdung mit einem resultierenden Erdfehlerfaktor, der typischerweise bei $k \leq 1,4$ liegt. *Folie 29* bietet einen Überblick über die zu erwartenden Erdfehlerfaktoren, und *Folie 30* zeigt typische Dauern des Auftretens von zeitweiligen Überspannungen, die in Netzen mit isoliertem Sternpunkt durchaus bei mehreren Stunden liegen kann.

6.2 Langsam ansteigende Überspannungen

Folien 31...33: Langsam ansteigende Überspannungen treten bei praktisch jeder transienten Änderung des elektrischen Netzzustandes auf, da die geladenen Kapazitäten und Induktivitäten im Netz grundsätzlich zu Ausgleichsvorgängen mit im Allgemeinen schwingenden Verläufen führen. Die repräsentative Spannungsform ist die genormte Schaltstoßspannung 250/2500, während die auftretenden Amplituden in der Regel durch Wahrscheinlichkeitsverteilungen als Ergebnis von transienten Netzanalysen abgebildet werden (*Folie 31*). Einen groben Anhalt über wichtige Einflussparameter und resultierende Überspannungsamplituden bietet der der Anwendungsrichtlinie [2] entnommene Entscheidungsbaum auf *Folie 32*. Hier werden die Einflussgrößen „Einschaltung/dreiphasige Wiedereinschaltung“, „Vorhandensein/Nicht-Vorhandensein von Einschaltwiderständen an den Leistungsschaltern“, „Charakteristik des Netzes (komplex/induktiv)“ sowie der „Grad der Parallelkompensation (>50%/<50%)“ bewertet. Der Bereich möglicher langsam ansteigender Überspannungen erstreckt sich demnach etwa von 1,2 p.u. bis 3,6 p.u. Als Beispiel ist in Rot ein Pfad markiert, wie er im deutschen 420 kV-Netz zutreffen könnte. Dieser führt auf zu erwartende langsam ansteigende Überspannungen im Bereich von 1,3...2,6 p.u. Als typisch wird ein Wert von 2,1...2,3 p.u. erachtet. In *Folie 33* ist das noch etwas weiter aufgeschlüsselt. Grundsätzlich ist es am wichtigsten in den Höchstspannungsnetzen, durch geeignete Maßnahmen diese Werte möglichst niedrig zu halten (siehe dazu auch *Folie 13*), da die absoluten Spannungsamplituden dort beträchtlich hohe Werte annehmen. Beispielsweise entspricht ein Wert von 2,6 p.u. im 420 kV-Netz bereits einer Überspannung von 892 kV und stellt damit einen Wert dar, der im Betrieb nicht merklich überschritten werden darf (siehe auch *Folie 36*). Im 24 kV-Netz führt der gleiche p.u.-Wert dagegen auf eine absolute Spannungshöhe von 51 kV, was für die dortigen Betriebsmittel unkritisch ist.

6.3 Schnell ansteigende Überspannungen

Folien 34...36: Hauptursache für schnell ansteigende Überspannungen sind Blitzeinwirkungen. In diesem Fall spricht man auch von Blitzüberspannungen. Einer der kritischsten Fälle, auf den hier beispielhaft eingegangen wird, ist ein direkter Blitzeinschlag in ein Leiterseil einer Freileitung. *Folie 34* zeigt, dass die Blitzstromamplituden im Allgemeinen eine enorme Bandbreite aufweisen. Die dort gezeigten sowie weitere Daten beruhen auf Veröffentlichungen von Berger, Anderson, Eriksson und Kroninger in den Jahren 1975 und 1980 und wurden später in einer CIGRE Technischen Broschüre aktualisiert, zusammengefasst und übersichtlich dargestellt [8]. Blitzüberspannungen müssen grundsätzlich sowohl bezüglich ihrer Amplituden als auch ihrer Anstiegs-Steilheiten bewertet werden, wobei ein genauerer Blick auf *Folie 34* zeigt, dass die höchsten Amplituden beim Erstblitz auftreten, die höchsten Steilheiten jedoch bei den in der Regel immer auftretenden Folgeblitzen. Transiente Netzanalysen im Zuge der Isolationskoordination müssen beides

berücksichtigen. Es muss ferner entschieden werden, welche Wahrscheinlichkeit des Auftretens betrachtet wird. In der Regel ist das die 5%-Auftrittswahrscheinlichkeit, die allerdings auf extreme Werte der Amplituden und Steilheiten führt. Wichtig für die Isolationskoordination der Schaltanlagen ist aber auch die Ausführung der angeschlossenen Freileitungen. Wird ein Erdseil mitgeführt, was im Hoch- und Höchstspannungsnetz praktisch immer der Fall ist, hat man es durch dessen geometrische Anordnung auf den Masten in der Hand, welche maximalen Blitzstromamplituden bei einem direkten Leiterseileinschlag in der Schaltanlage auftreten können. Für die Ausführungen in *Folie 35* wurde Folgendes angenommen: Ein typischer Wert für die in Deutschland häufig eingesetzten 420 kV-„Donaumasten“ ist ein maximal möglicher Blitzstrom von $I_{\max} = 36$ kA. Ein „stärkerer“ Blitz würde nicht mehr direkt ins Leiterseil, sondern ins Erdseil einschlagen. Dieser durch den Einschlag eingepreßte Strom teilt sich auf in zwei Strom-Wanderwellen, die sich, ausgehend vom Einschlagsort, in beide Richtungen ausbreiten. Damit lässt sich typischerweise ein maximaler Wert von 18 kA für die über die Leitung laufenden Strom-Wanderwellen annehmen. Dieser Wert, multipliziert mit dem Wellenwiderstand von typischerweise $Z = 350 \Omega$ einer 420 kV-Freileitung, führt auf eine Amplitude der Überspannungswellen von 6,3 MV. Bei dieser Spannungshöhe schlagen aber die Isolatoren über. Als maximal mögliche Amplitude der weiterlaufenen Spannungswellen kann man die 100%-Überschlagsspannung $U_{100, \text{neg}}$ der Isolatoren bei negativer Polarität annehmen (90% aller Blitzströme weisen negative Polarität auf). Die Anwendungsrichtlinie [2] nennt Richtwerte für die spezifischen Überschlagsspannungen verschiedenster Anordnungen. In dem hier betrachteten Fall eines Isolators mit 3,5 m Schlagweite ergibt sich ein Wert von $U_{100, \text{neg}} = 2,7$ MV, entsprechend 7,9 p.u. Auf *Folie 36* ist gezeigt, dass das zu völlig inakzeptablen Überspannungshöhen der schnell ansteigenden Spannungen führt, was aber auch bereits bei langsam ansteigenden Überspannungen von 3 p.u. schon der Fall ist. Bei diesen Betrachtungen ist es wichtig zu berücksichtigen, dass im Netzbetrieb nicht die Bemessungsspannungswerte U_w der Typprüfungen auftreten dürfen, sondern nur die um den Sicherheitsfaktor k_s reduzierten Werte, also die Koordinationsstehspannungen U_{cw} . Es zeigt sich, dass der Einsatz von Standard-Überspannungsableitern in dem gewählten Beispiel die langsam ansteigenden Überspannungen auf einen Wert von 650 kV (< 2 p.u.) und die schnell ansteigenden auf einen Wert von 790 kV begrenzt. Diese Werte liegen mit einer großen Sicherheitsmarge unterhalb der Koordinationsstehspannungen, wobei die besonders große Marge bei den schnell ansteigenden Spannungen insbesondere durch zwischen Ableiter und zu schützendem Betriebsmittel auftretende Wanderwelleneffekte schnell aufgebraucht wird, und zwar umso mehr, je größer der Abstand zwischen beiden ist. Ableiter haben daher nur einen begrenzten räumlichen Schutzbereich und sollten so nah wie irgend möglich an den zu schützenden Betriebsmitteln installiert sein.

7 Zusammenfassung

Dieser kurze Beitrag kann nur einen groben Überblick über die Grundlagen der Isolationskoordination geben. Detailliertere Betrachtungen sind hier nicht möglich. Isolationskoordination bedeutet die Gegenüberstellung von Spannungsbeanspruchungen im Netz einerseits und der dielektrischen Festigkeit der Betriebsmittel andererseits. Sinn und Zweck der Isolationskoordination ist die Definition von Prüfspannungen und –bedingungen, die die Verhältnisse im Netz repräsentieren und damit die Betriebsmittel durch die im Labor durchgeführten Typprüfungen für einen sicheren, fehlerfreien Betrieb im Netz dielektrisch qualifizieren. Dabei wird nach verschiedenen Überspannungsklassen unterschieden: dauernd anliegende Spannung, zeitweilige Überspannungen und langsam

sowie schnell ansteigende Überspannungen. Die prinzipielle Vorgehensweise der Isolationskoordination ist ein Prozess in vier Schritten, in denen zunächst die repräsentativen Überspannungen U_{rp} ermittelt werden, dann durch Anwendung von entsprechenden Faktoren die Koordinationsstehspannung U_{cw} , die erforderliche Stehspannung U_{rw} und schließlich die Bemessungsspannungen U_w , die gemeinsam für jeden Wert der höchsten Spannung für Betriebsmittel, U_m , den Bemessungsisolationspegel der Betriebsmittel ergeben.

Die im Netz auftretenden Überspannungsbeanspruchungen müssen für jeden individuellen Fall durch aufwendige transiente Netzanalysen ermittelt werden. Es lassen sich jedoch für alle Überspannungsklassen typische Ursachen und typische Amplituden benennen, was in diesem Beitrag stark vereinfacht dargestellt wurde. Es zeigt sich dabei, dass ohne Einsatz von Überspannungsableitern die auftretenden Überspannungen oft schon bei den langsam ansteigenden, auf jeden Fall aber bei den schnell ansteigenden Überspannungen in der Regel zu hoch für die installierten Betriebsmittel sind. Damit sind Überspannungsableiter ein unverzichtbares Betriebsmittel zur Sicherstellung einer korrekten Isolationskoordination in den Netzen.

8 Literatur

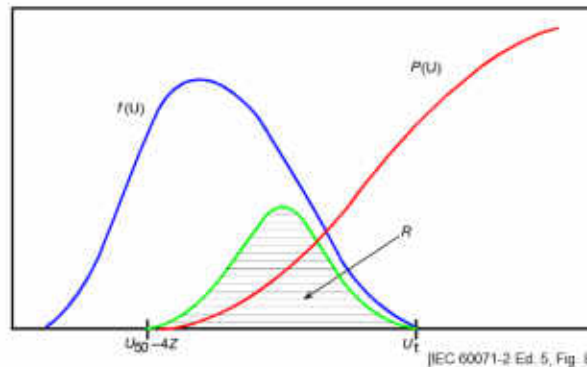
- [1] DIN EN 60071-1: Isolationskoordination – Teil 1: Begriffe, Grundsätze und Anforderungen. (IEC 60071-1:2006 + A1:2010); Deutsche Fassung EN 60071-1:2006 + A1:2010. 2010-09
- [2] DIN EN IEC 60071-2: Isolationskoordination – Teil 2: Anwendungsrichtlinie (IEC 60071-2:2018); Deutsche Fassung EN IEC 60071-2:2018. 2021-07
- [3] A. R. Hileman: Insulation Coordination for Power Systems. Marcel Dekker, Inc., New York, Basel, 1999
- [4] DIN EN 50124-1: Bahnanwendungen – Isolationskoordination – Teil 1: Grundlegende Anforderungen – Kriech- und Luftstrecken für alle elektrischen und elektronischen Betriebsmittel; Deutsche Fassung EN 50124-1:2017. 2017-12
- [5] DIN EN 50124-2: Bahnanwendungen – Isolationskoordination – Teil 2: Überspannungen und zugeordnete Schutzmaßnahmen; Deutsche Fassung EN 50124-2:2017. 2017-12
- [6] DIN EN 60664-1: Isolationskoordination für elektrische Betriebsmittel in Niederspannungsanlagen – Teil 1: Grundsätze, Anforderungen und Prüfungen. 2008-01
- [7] IEC 60060-1: High-voltage test techniques – Part 1: General definitions and test requirements. 2010-09
- [8] CIGRE Working Group C4.407: TB 549 – Lightning Parameters for Engineering Applications. August 2013

Sammlung Präsentationsseiten

Grundlagen der Isolationskoordination

FKH-Fachtagung „Isolationskoordination“, 22.11.2022

Prof. Volker Hinrichsen, Technische Universität Darmstadt



TU Darmstadt, FG Hochspannungstechnik | Grundlagen der Isolationskoordination | FKH-Fachtagung „Isolationskoordination“ | 22.11.2022 | 1

Inhalt



- Begriffsbestimmungen, Normen
- Grundsätzliche Vorgehensweise der Isolationskoordination
- Repräsentative Überspannungen **ohne** Ableitereinsatz (Übersicht)
- Zusammenfassung

TU Darmstadt, FG Hochspannungstechnik | Grundlagen der Isolationskoordination | FKH-Fachtagung „Isolationskoordination“ | 22.11.2022 | 2

Was bedeutet Isolationskoordination?



Definition aus DIN EN 60071-1:

3.1

Isolationskoordination

Auswahl der **dielektrischen** Festigkeit von Betriebsmitteln, die für ein bestimmtes Netz vorgesehen sind, in Abhängigkeit von Spannungen, die in diesem Netz unter Berücksichtigung der betrieblichen Umgebungsbedingungen und der Eigenschaften der verfügbaren Überspannungs-Schutzeinrichtungen auftreten können

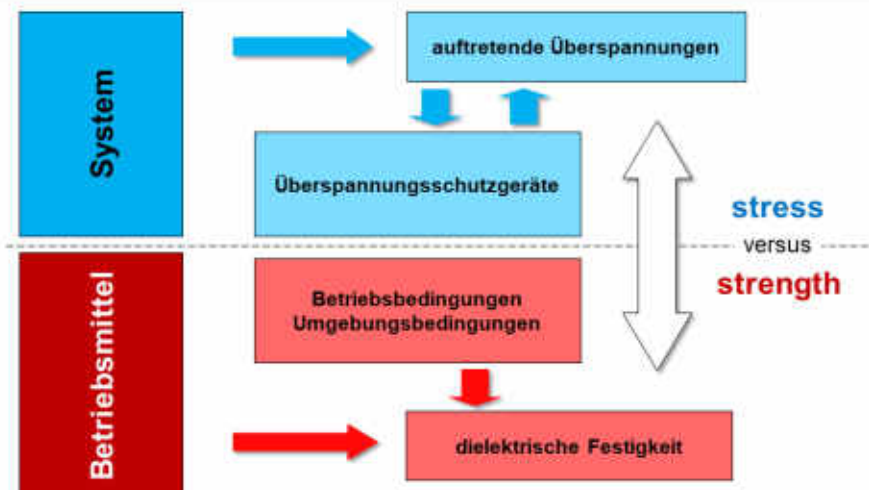
Auf den Punkt gebracht:

„Spannungsbeanspruchungen ggü. Spannungsfestigkeit“

„stress vs. strength“

TU Darmstadt, FG Hochspannungstechnik | Grundlagen der Isolationskoordination | FKH-Fachtagung „Isolationskoordination“ | 22.11.2022 | 3

Was bedeutet Isolationskoordination?



TU Darmstadt, FG Hochspannungstechnik | Grundlagen der Isolationskoordination | FKH-Fachtagung „Isolationskoordination“ | 22.11.2022 | 4

Spannungen U_n , U_s , U_m



- **Spannungen des Systems**
 - Nennspannung U_n
 - ein gerundeter Wert, um das System zu **benennen**
 - 10 kV - 20 kV - 110 kV - 220 kV - 380 kV
 - Systemspannung
 - Spannung, mit der das System **gerade betrieben** wird
 - schwankt um die Nennspannung (ca. $\pm 10\%$), ist aber nicht konstant
 - Höchste Systemspannung U_s
 - **höchste** Phase-Phase-Spannung unter Normalbedingungen
 - 12 kV - 24 kV - 123 kV - 245 kV - 420 kV (IEC 60038)
- **Spannungen der Betriebsmittel**
 - Höchste Spannung für ein Betriebsmittel U_m
 - höchste dauernd anliegende Phase-Phase-Spannung, für die das Betriebsmittel **dielektrisch** ausgelegt ist
 - 12 kV - 24 kV - 123 kV - 245 kV - 420 kV (IEC 60071-1)

TU Darmstadt, FG Hochspannungstechnik | Grundlagen der Isolationskoordination | FKH-Fachtagung „Isolationskoordination“ | 22.11.2022 | 5

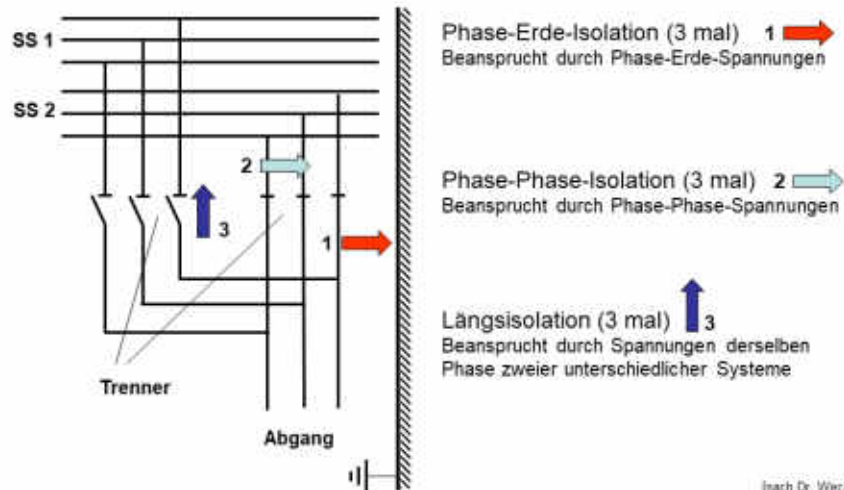
Aufgabe der Isolationskoordination



- **Überspannungen...**
 - sind alle Spannungen mit einem Scheitelwert > 1 p.u. (**$1 \text{ p.u.} = \sqrt{2} \cdot U_s / \sqrt{3}$**)
 - haben **beliebige** Amplituden und Spannungsformen, abhängig von
 - Systemkonfiguration (Netzgröße, Vermaschungsgrad, usw.)
 - Ursache (Erdfehler, Schalthandlung, Blitzeinschlag, usw.)
 - treten unter **beliebigen** Umweltbedingungen auf
 - **Dielektrische Festigkeit der Isolation...**
 - wird durch Typprüfungen im Labor nachgewiesen mit Hilfe von
 - **genormten** Prüfspannungen **definierter** Amplitude und Form
 - in **definierten** Prüfanordnungen
 - unter **definierten** Klimabedingungen
- **Isolationskoordination:** Definition der erforderlichen Prüfbedingungen zum Nachweis der dielektrischen Festigkeit unter Systembedingungen

TU Darmstadt, FG Hochspannungstechnik | Grundlagen der Isolationskoordination | FKH-Fachtagung „Isolationskoordination“ | 22.11.2022 | 6

Zu betrachtende Isolierstrecken



TU Darmstadt, FG Hochspannungstechnik | Grundlagen der Isolationskoordination | FKH-Fachtagung „Isolationskoordination“ | 22.11.2022 | 7

Normen – IEC

IEC 60071-1
Definitions, principles and rules

IEC 60071-2
Application guidelines



TU Darmstadt, FG Hochspannungstechnik | Grundlagen der Isolationskoordination | FKH-Fachtagung „Isolationskoordination“ | 22.11.2022 | 8

Normen – DIN EN (VDE)



DIN EN 60071-1 (VDE 0111-1) Begriffe, Grundsätze und Anforderungen

DIN EN 60071-2 (VDE 0111-2) Anwendungsrichtlinie

DEUTSCHE NORM		September 2011
DIN EN 60071-1 (VDE 0111-1)		DIN
Dieser Norm ist entspricht eine IEC Normung mit dem von IEC 60071-1. Der vorliegende Text ist eine deutsche Übersetzung der IEC Normung. Die IEC Normung ist in der IEC 60071-1:2006 + A1:2010. Die IEC Normung ist in der IEC 60071-1:2006 + A1:2010. Die IEC Normung ist in der IEC 60071-1:2006 + A1:2010.		VDE
Vervielfältigung – auch für unveröffentlichte Zwecke – nicht gestattet.		
ICS 91.040.20, 91.040.21		Einheit für DIN EN 60071-1 IEC 60071-1:2006 + A1:2010 Deutsche Fassung EN 60071-1:2006 + A1:2010
Isolationskoordination – Teil 1: Begriffe, Grundsätze und Anforderungen (IEC 60071-1:2006 + A1:2010) Deutsche Fassung EN 60071-1:2006 + A1:2010		
Insulation co-ordination – Part 1: Definitions, principles and rules (IEC 60071-1:2006 + A1:2010) German version EN 60071-1:2006 + A1:2010		
Coordination de l'isolation – Part 1: Définitions, principes et règles (IEC 60071-1:2006 + A1:2010) Version allemande EN 60071-1:2006 + A1:2010		

DEUTSCHE NORM		Juli 2021
DIN EN IEC 60071-2 (VDE 0111-2)		DIN
Dieser Norm ist entspricht eine IEC Normung mit dem von IEC 60071-2. Der vorliegende Text ist eine deutsche Übersetzung der IEC Normung. Die IEC Normung ist in der IEC 60071-2:2018. Die IEC Normung ist in der IEC 60071-2:2018. Die IEC Normung ist in der IEC 60071-2:2018.		VDE
Vervielfältigung – auch für unveröffentlichte Zwecke – nicht gestattet.		
ICS 91.040.21		Einheit für DIN EN IEC 60071-2 IEC 60071-2:2018 Deutsche Fassung EN IEC 60071-2:2018
Isolationskoordination – Teil 2: Anwendungsrichtlinie (IEC 60071-2:2018) Deutsche Fassung EN IEC 60071-2:2018		
Insulation co-ordination – Part 2: Application guidelines (IEC 60071-2:2018) German version EN IEC 60071-2:2018		
Coordination de l'isolation – Part 2: Lignes directrices de mise en application (IEC 60071-2:2018) Version allemande EN IEC 60071-2:2018		

TU Darmstadt, FG Hochspannungstechnik | Grundlagen der Isolationskoordination | FKH-Fachtagung „Isolationskoordination“ | 22.11.2022 | 9

Beanspruchungen aus dem Netzbetrieb



Einteilung der (Über-)Spannungen in folgende **Klassen**:

- **Dauernd** anliegende Betriebsspannung
- Zeitweilige Überspannungen (**TOV**; temporary overvoltages)
- Langsam ansteigende Überspannungen (**SFO**; slow front overvoltages)
- Schnell ansteigende Überspannungen (**FFO**; fast front overvoltages)
- Sehr schnell ansteigende Überspannungen (**VFFO**; very fast front overvoltages)

Hinweis:

SFO sind **nicht gleichbedeutend** mit Schaltüberspannungen.

- Schaltüberspannungen sind eine **Ausprägung** von SFO.
- SFO können z.B. auch durch weit entfernte Blitzeinwirkungen verursacht sein (Reduzierung der Spannungsteilheit durch Koronadämpfung auf der Leitung).

FFO sind **nicht gleichbedeutend** mit Blitzüberspannungen.

- Blitzüberspannungen sind eine **Ausprägung** von FFO.
- FFO können auch durch Schaltvorgänge verursacht sein (z.B. bei Vakuum-Schaltern durch Stromabriss vor dem Stromnulldurchgang).

TU Darmstadt, FG Hochspannungstechnik | Grundlagen der Isolationskoordination | FKH-Fachtagung „Isolationskoordination“ | 22.11.2022 | 10

Klassen von Überspannungen - Prüfspannungen

Kategorie	einfrequenz		bifrequenz		
	kurzzeitig	abwärtig	langsamer Anstieg	schneller Anstieg	sehr schneller Anstieg
Spannungs- bzw. Überspannungs- formen					
Bereich der Spannungs- bzw. Überspannungs- formen	$f = 50 \text{ Hz}$ oder 60 Hz $T_1 \geq 3.000 \text{ s}$	$10 \text{ Hz} < f < 300 \text{ Hz}$ $0,02 \text{ s} < T_1 < 3.000 \text{ s}$	$20 \mu\text{s} < T_2 < 5.000 \mu\text{s}$ $T_3 \leq 20 \text{ ms}$	$0,1 \mu\text{s} < T_2 < 20 \mu\text{s}$ $T_3 \leq 500 \mu\text{s}$	$T_2 \leq 100 \text{ ns}$ $0,3 \text{ MHz} < f_2 < 100 \text{ MHz}$ $30 \text{ kHz} < f_3 < 300 \text{ kHz}$

(Über)-
Spannungen
im
System

[DIN EN 60071-1]

Klassen von Überspannungen - Prüfspannungen

Kategorie	einfrequenz		bifrequenz		
	kurzzeitig	abwärtig	langsamer Anstieg	schneller Anstieg	sehr schneller Anstieg
Spannungs- bzw. Überspannungs- formen					
Bereich der Spannungs- bzw. Überspannungs- formen	$f = 50 \text{ Hz}$ oder 60 Hz $T_1 \geq 3.000 \text{ s}$	$10 \text{ Hz} < f < 300 \text{ Hz}$ $0,02 \text{ s} < T_1 < 3.000 \text{ s}$	$20 \mu\text{s} < T_2 < 5.000 \mu\text{s}$ $T_3 \leq 20 \text{ ms}$	$0,1 \mu\text{s} < T_2 < 20 \mu\text{s}$ $T_3 \leq 500 \mu\text{s}$	$T_2 \leq 100 \text{ ns}$ $0,3 \text{ MHz} < f_2 < 100 \text{ MHz}$ $30 \text{ kHz} < f_3 < 300 \text{ kHz}$
Gewählte Spannungs- formen					=
	$f = 50 \text{ Hz}$ oder 60 Hz $T_1 \geq 3.000 \text{ s}$	$10 \text{ Hz} < f < 300 \text{ Hz}$ $T_1 \geq 3.000 \text{ s}$	$T_2 = 200 \mu\text{s}$ $T_3 = 2.000 \mu\text{s}$	$T_2 = 10 \mu\text{s}$ $T_3 = 500 \mu\text{s}$	=
Gewählte Stehspannungs- prüfung	=	Kurzzeitwechsel- spannungsprüfung	Schaltspannungs- prüfung	Blitzspannungs- prüfung	=

*) Festzulegen durch das zuständige Geräte-Konzept.

(Über)-
Spannungen
im
System



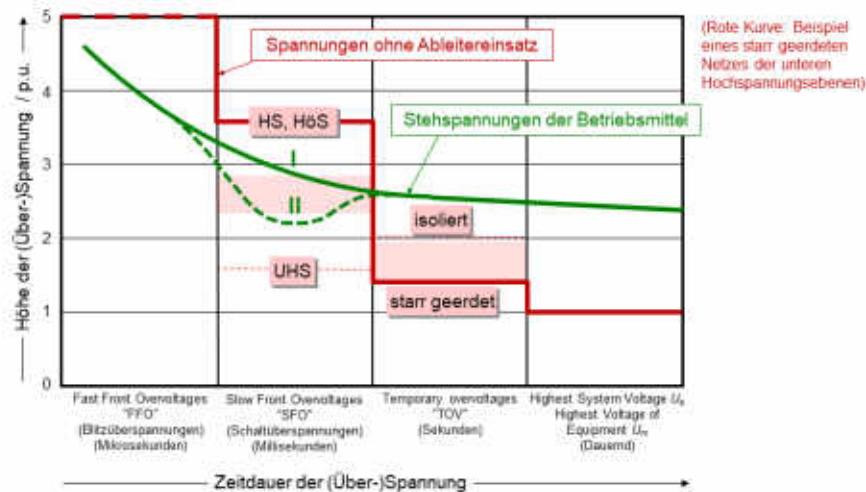
Prüf-
Spannungen
im
Labor

[DIN EN 60071-1]

Bereiche der Überspannungshöhen



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
DARMSTADT



TU Darmstadt, FG Hochspannungstechnik | Grundlagen der Isolationskoordination | FKH-Fachtagung "Isolationskoordination" | 22.11.2022 | 13

Bereiche der Überspannungshöhen



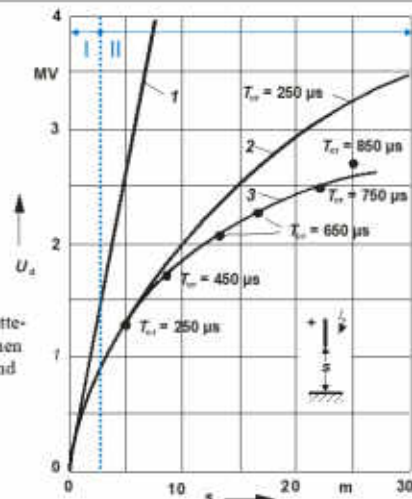
TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
DARMSTADT

Bereich I: $1 \text{ kV} \leq U_m \leq 245 \text{ kV}$
(nur **Streamer**-Entladungen)

Bereich II: $245 \text{ kV} < U_m \leq 1200 \text{ kV}$
(**Leader**-Entladungen bei Schaltstoßspannung)

50%-Durchschlagspannung einer Stab-Platte-Funkenstrecke in Luft unter atmosphärischen Normalbedingungen bei positiver Blitz- und Schaltstoßspannung

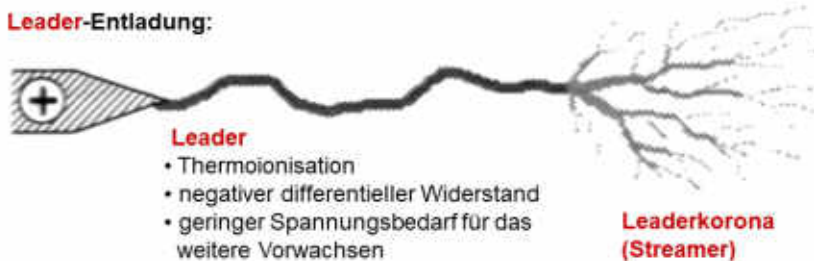
- 1) Blitzstoßspannung 1,2/50
- 2) Schaltstoßspannung 250/2500
- 3) Kurve minimaler Festigkeit



TU Darmstadt, FG Hochspannungstechnik | Grundlagen der Isolationskoordination | FKH-Fachtagung "Isolationskoordination" | 22.11.2022 | 14

Bereiche der Überspannungshöhen

Leader-Entladung:



Leader

- Thermoionisation
- negativer differentieller Widerstand
- geringer Spannungsbedarf für das weitere Vorwachsen

Leaderkorona (Streamer)

Voraussetzungen:

- Schlagweite $\gg 1$ m
- ausreichend lange Beanspruchungszeit
- genügend große Spannungsänderungsgeschwindigkeit

Erfüllt für Schaltstoßspannung bei $U_m > 245$ kV (kritisch in AIS: positive Polarität)

Nicht erfüllt für Blitzstoßspannung

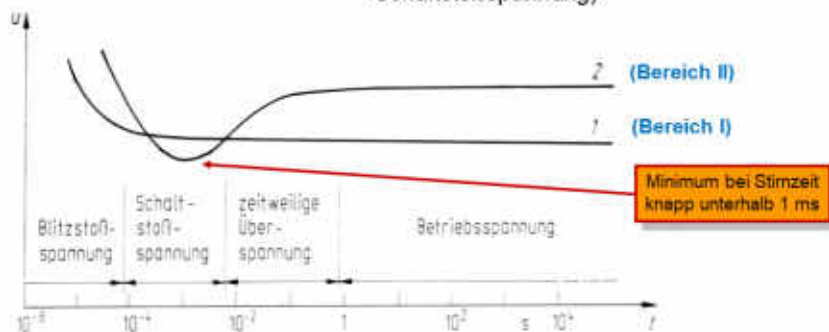
[Abb. A. Kichler - Hochspannungstechnik]

TU Darmstadt, FG Hochspannungstechnik | Grundlagen der Isolationskoordination | FKH-Fachtagung „Isolationskoordination“ | 22.11.2022 | 15

Bereiche der Überspannungshöhen

Bereich I: $1 \text{ kV} \leq U_m \leq 245 \text{ kV}$
(nur **Streamer**-Entladungen)

Bereich II: $245 \text{ kV} < U_m \leq 1200 \text{ kV}$
(**Leader**-Entladungen bei
Schaltstoßspannung)



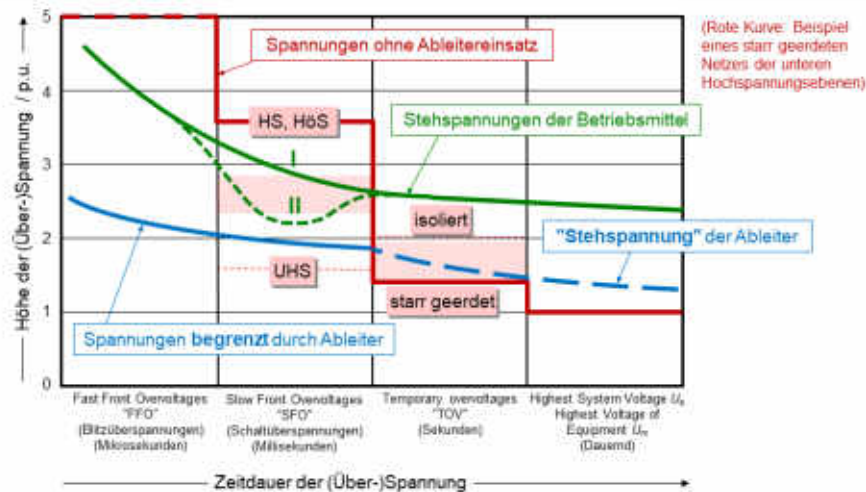
Schematische Darstellung von Stoßkennlinien in Luft bei kleinen Schlagweiten (1) mit Streamerdurchschlag und großen Schlagweiten (2) mit Leaderdurchschlag

TU Darmstadt, FG Hochspannungstechnik | Grundlagen der Isolationskoordination | FKH-Fachtagung „Isolationskoordination“ | 22.11.2022 | 16

Bereiche der Überspannungshöhen



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
DARMSTADT

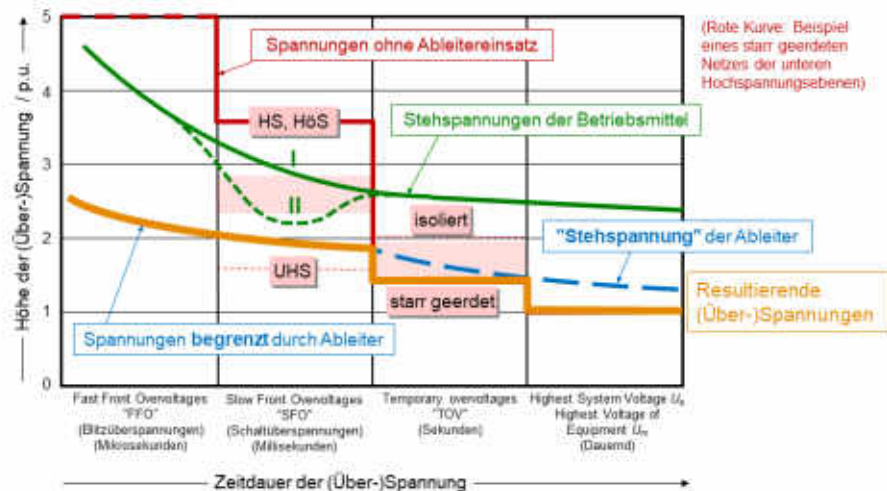


TU Darmstadt, FG Hochspannungstechnik | Grundlagen der Isolationskoordination | FKH-Fachtagung „Isolationskoordination“ | 22.11.2022 | 17

Bereiche der Überspannungshöhen



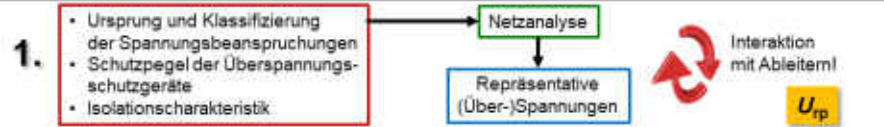
TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
DARMSTADT



TU Darmstadt, FG Hochspannungstechnik | Grundlagen der Isolationskoordination | FKH-Fachtagung „Isolationskoordination“ | 22.11.2022 | 18

Vorgehen in der Isolationskoordination in 4 Schritten

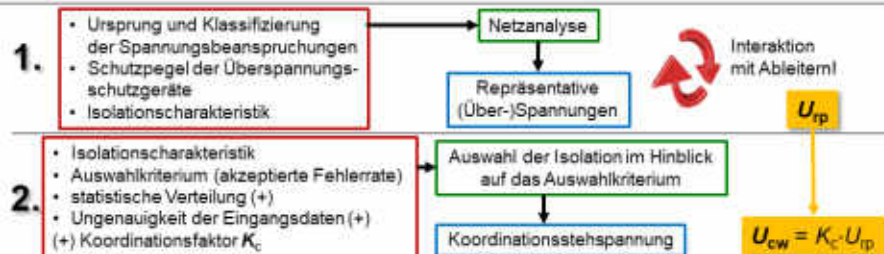
Eingabe – Aktion – Ausgabe


 TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
DARMSTADT


TU Darmstadt, FG Hochspannungstechnik | Grundlagen der Isolationskoordination | FKH-Fachtagung „Isolationskoordination“ | 22.11.2022 | 19

Vorgehen in der Isolationskoordination in 4 Schritten

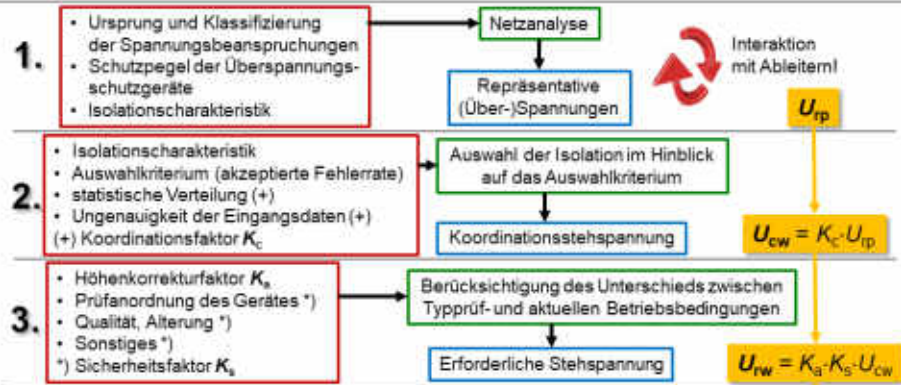
Eingabe – Aktion – Ausgabe


 TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
DARMSTADT


TU Darmstadt, FG Hochspannungstechnik | Grundlagen der Isolationskoordination | FKH-Fachtagung „Isolationskoordination“ | 22.11.2022 | 20

Vorgehen in der Isolationskoordination in 4 Schritten

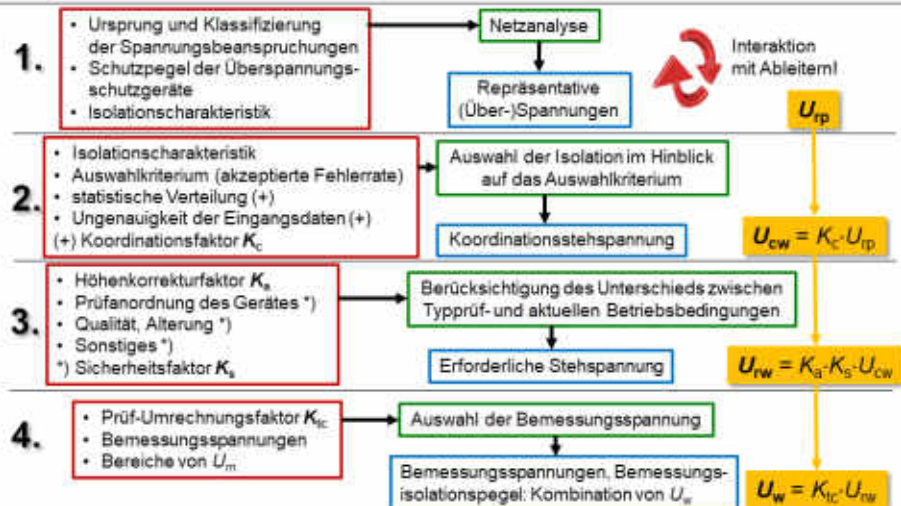
Eingabe – Aktion – Ausgabe


 TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
DARMSTADT


TU Darmstadt, FG Hochspannungstechnik | Grundlagen der Isolationskoordination | FKH-Fachtagung „Isolationskoordination“ | 22.11.2022 | 21

Vorgehen in der Isolationskoordination in 4 Schritten

Eingabe – Aktion – Ausgabe


 TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
DARMSTADT


TU Darmstadt, FG Hochspannungstechnik | Grundlagen der Isolationskoordination | FKH-Fachtagung „Isolationskoordination“ | 22.11.2022 | 22

Vorgehen in der Isolationskoordination in 4 Schritten



Ziel und Ergebnis der Isolationskoordination ist die Auswahl einer Kombination von Bemessungsstehspannungen, die die Betriebsmittel abhängig von deren U_m charakterisieren:

Tabelle 2 – Genormte Isolationspegel im Bereich I ($1 \text{ kV} < U_m \leq 245 \text{ kV}$)

Maximale Spannung für Betriebsmittel (U_{m0}) kV (Stehspannung)	Generierte Bemessungsstehspannung Wechselspannung kV (Stehspannung)	Generierte Bemessungsstehspannung Blitzstoßspannung kV (Stehspannung)
1,0	10	20
1,2	20	40
1,5	30	60
1,8	40	80
2,4	60	120
3,0	80	160
3,6	100	200

Tabelle 3 – Genormte Isolationspegel im Bereich II ($U_m > 245 \text{ kV}$)

Maximale Spannung für Betriebsmittel (U_{m0}) kV (Stehspannung)	Generierte Bemessungsstehspannung			Generierte Bemessungsstehspannung Blitzstoßspannung kV (Stehspannung)
	Längsspannung ^a kV (Stehspannung)	Leiter-Erde kV (Stehspannung)	Leiter-Leiter (Stehspannung) Leiter-Leiter zu Leiter-Erde	
252	252	252	1,00	362
300	300	300	1,00	420
362	362	362	1,00	516
420	420	420	1,00	594
500	500	500	1,00	700
600	600	600	1,00	846
725	725	725	1,00	1026
800	800	800	1,00	1136
1000	1000	1000	1,00	1426

**Genormte Isolationspegel
Bereich I ($1 \text{ kV} < U_m \leq 245 \text{ kV}$)**
Prüfung mit Wechsel- und
Blitzstoßspannung

**Genormte Isolationspegel
Bereich II ($U_m > 245 \text{ kV}$)**
Prüfung mit Schalt- und
Blitzstoßspannung

[DIN EN 60071-1]

TU Darmstadt, FG Hochspannungstechnik | Grundlagen der Isolationskoordination | FKH-Fachtagung „Isolationskoordination“ | 22.11.2022 | 23

U_{rp} für zeitweilige Überspannungen (TOV) – Bedeutung der Sternpunktbehandlung



Gründe für zeitweilige Überspannungen:

- Erdfehler
- Lastabwurf
- Resonanzeffekte

Im Falle von Erdfehlern hängen die Überspannungen ab von

- Sternpunktbehandlung
- Fehlerort

Wichtiger Parameter: Erdfehlerfaktor k

3.15

Erdfehlerfaktor

k für eine bestimmte Stelle eines Drehstromnetzes und für eine bestimmte Netzkonfiguration das Verhältnis des Effektivwerts der höchsten betriebsfrequenten Spannung Außenleiter-Erde eines nicht fehlerbehafteten Außenleiters während eines Fehlers mit Erdbeführung, der einen oder mehrere Außenleiter an beliebigen Stellen des Netzes beeinflusst, zum Effektivwert der betriebsfrequenten Außenleiter-Erde-Spannung an der betrachteten Stelle, die dort ohne Fehler vorhanden wäre

[IEV 604-03-06:1987]

[DIN EN 60071-1]

... also: $k = \frac{U_{LE}}{U_b / \sqrt{3}}$ U_{LE} ... Leiter-Erd-Spannung der gesunden Phase während des Fehlers
 U_b ... Leiter-Erd-Spannung am selben Ort unmittelbar vor Fehlereintritt

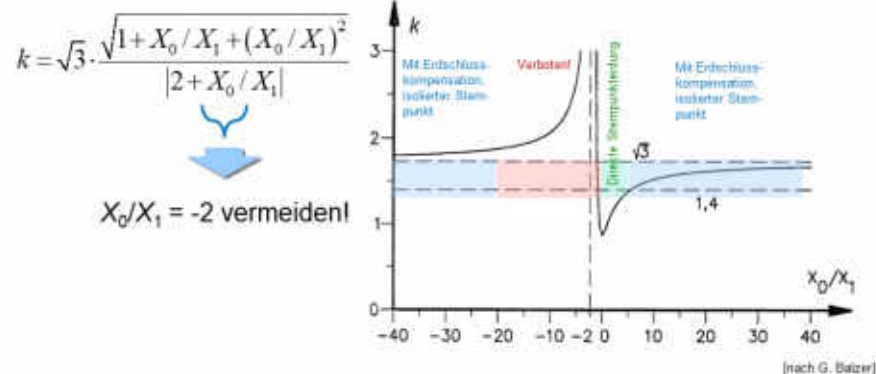
TU Darmstadt, FG Hochspannungstechnik | Grundlagen der Isolationskoordination | FKH-Fachtagung „Isolationskoordination“ | 22.11.2022 | 24

U_{rp} für zeitweilige Überspannungen (TOV) – Bedeutung der Sternpunktbehandlung



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
DARMSTADT

Erdfehlerfaktor hängt ab vom Verhältnis der komplexen Impedanzen $\underline{Z}_1$ und $\underline{Z}_0$ des "Mitsystems" und des "Nullsystems". Bei Vernachlässigung der ohmschen Widerstände (in Hochspannungssystemen zulässig) hängt er also vom Verhältnis der Reaktanzen X_0 und X_1 ab:



TU Darmstadt, FG Hochspannungstechnik | Grundlagen der Isolationskoordination | FKH-Fachtagung „Isolationskoordination“ | 22.11.2022 | 25

U_{rp} für zeitweilige Überspannungen (TOV) – Bedeutung der Sternpunktbehandlung



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
DARMSTADT

Sternpunktbehandlung in Deutschland (VDEW, 1998):

Sternpunktbehandlung	10 kV	20 kV	110 kV	380 kV
isoliert	8,6%	< 0,1%	0,0%	0,0%
Resonanzerdung	77,8%	92,8%	80,9%	0,7%
Starr geerdet	13,6%	2,2%	19,1%	99,3%



Erdschluss-Löschspule (Petersen-Spule):
fest oder schaltbar



Erdschluss-Löschspule (Petersen-Spule):
variabler Kern

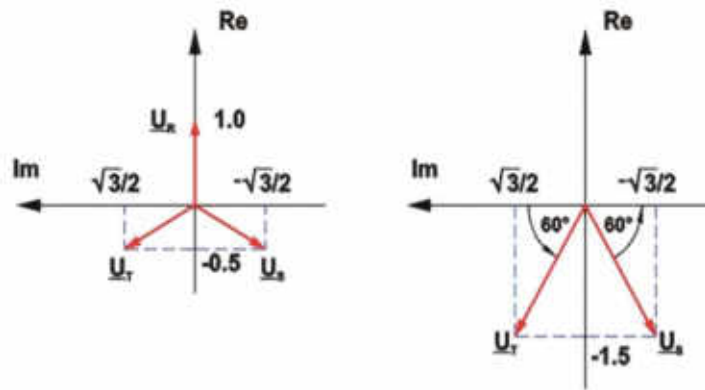
[VAtech]

TU Darmstadt, FG Hochspannungstechnik | Grundlagen der Isolationskoordination | FKH-Fachtagung „Isolationskoordination“ | 22.11.2022 | 26

U_{rp} für zeitweilige Überspannungen (TOV) – Bedeutung der Sternpunktbehandlung



Erdfehler bei isoliertem Sternpunkt: Zeigerdiagramm



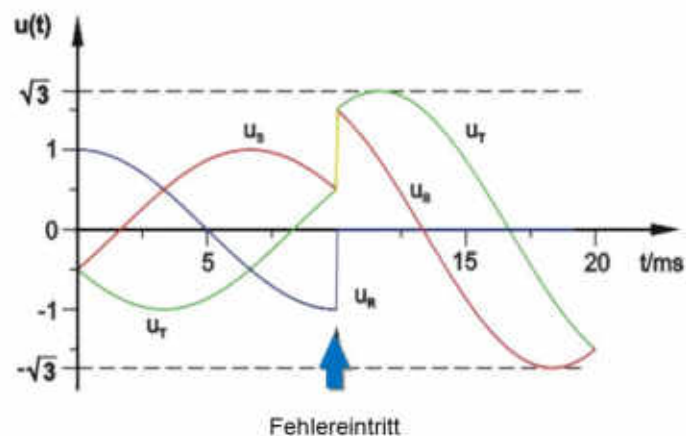
[nach G. Balzer]

TU Darmstadt, FG Hochspannungstechnik | Grundlagen der Isolationskoordination | FKH-Fachtagung „Isolationskoordination“ | 22.11.2022 | 27

U_{rp} für zeitweilige Überspannungen (TOV) – Bedeutung der Sternpunktbehandlung



Erdfehler bei isoliertem Sternpunkt: Spannungsverläufe (idealisiert!)



[nach G. Balzer]

TU Darmstadt, FG Hochspannungstechnik | Grundlagen der Isolationskoordination | FKH-Fachtagung „Isolationskoordination“ | 22.11.2022 | 28

U_{rp} für zeitweilige Überspannungen (TOV) – Bedeutung der Sternpunktbehandlung



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
DARMSTADT

3.11

Netz mit isoliertem Sternpunkt

Netz, in dem kein Sternpunkt betriebsmäßig Erdverbindung hat, mit Ausnahme von Verbindungen mit hoher Impedanz für Schutz- und Messeinrichtungen

[IEV 601-02-24:1985]

$$k \approx \sqrt{3} \dots 2$$

3.12

Netz mit direkter Sternpunktterdung

Netz, in dem ein oder mehrere Sternpunkte unmittelbar mit Erde verbunden sind

[IEV 601-02-25:1985]

$$k \text{ typisch } \leq 1,4$$

3.13

Netz mit Impedanz-Sternpunktterdung

Netz, in dem ein oder mehrere Sternpunkte zur Begrenzung des Erdkurzschlussstromes über eine Impedanz mit Erde verbunden sind

[IEV 601-02-26:1985]

$$\leq 1,4 < k \leq 1,8$$

3.14

Netz mit Erdschlusskompensation

Netz, in dem ein oder mehrere Sternpunkte über eine Reaktanz geerdet sind und demzufolge die kapazitive Komponente des Erdschlussstroms im Wesentlichen kompensiert ist

[IEV 601-02-27:1985]

$$k \approx \sqrt{3} \dots 1,85$$

ANMERKUNG In einem Netz mit Erdschlusskompensation ist der Reststrom im Fehlerfall auf einen Wert begrenzt, bei dem ein Lichtbogen in Luft gewöhnlich selbst erlischt.

[DIN EN 60071-1]

TU Darmstadt, FG Hochspannungstechnik | Grundlagen der Isolationskoordination | FKH-Fachtagung „Isolationskoordination“ | 22.11.2022 | 29

U_{rp} für zeitweilige Überspannungen (TOV) – Bedeutung der Sternpunktbehandlung



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
DARMSTADT

Größe	isoliert	kompens.	strombegr.	direkt
Fehlerstrom	$I_E < 40 \text{ A}$	$I_{R_{\text{Rest}}} < 60-120 \text{ A}$	z.B. $I_k = 2 \text{ kA}$	groß
Erdfehlerfaktor	$c_E \sim 1,73$	$c_E \sim 1,73$	$c_E \sim 1,4 - 1,8$	$c_E < 1,4$
Fehlerdauer	$t > 2 \text{ h}$	$t < 2 - 3 \text{ h}$	$t < 1 - 3 \text{ s}$	$t < 1 - 3 \text{ s}$
Überspannung	$k \sim 2,5$	$k \sim 3$	$k < 2,5$	$k < 2,5$
Beeinflussung	nein	nein	(ja)	ja

[nach G. Balzer]

- **Repräsentative** Überspannung U_{rp} charakterisiert durch
 - repräsentative **Spannungsform** → Wechselspannung (48...62) Hz
 - repräsentative **Amplitude** → maximal auftretende Amplitude
 - repräsentative **Beanspruchungsdauer** → 60 s

TU Darmstadt, FG Hochspannungstechnik | Grundlagen der Isolationskoordination | FKH-Fachtagung „Isolationskoordination“ | 22.11.2022 | 30

U_{rp} bei SFO (insbes. Schaltüberspannungen)



Langsam ansteigende Überspannungen (SFO) im System:

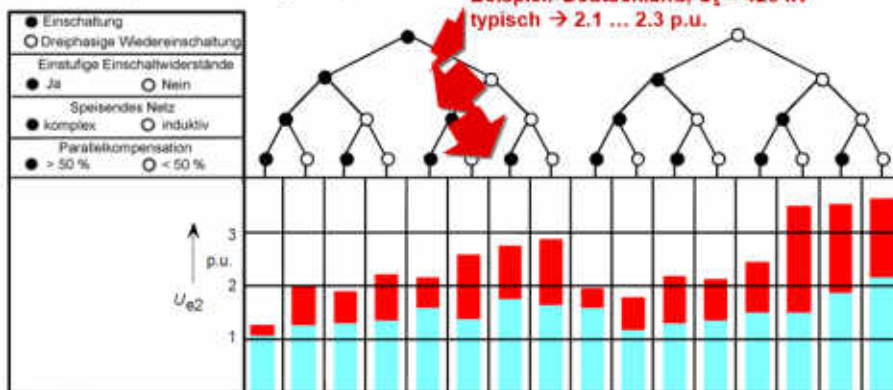
- Stirnzeiten 20 μ s ... 5000 μ s
- Rückenzeiten < 20 ms
- typischerweise schwingender Verlauf
- typische Ursachen:
 - Zuschaltung oder Wiedereinschaltung (KU) von Leitungen
 - Leitungsfehler und Fehlerklärung
 - Lastabwürfe
 - Schalten kapazitiver und induktiver Lasten
 - stationsferne Leitungsschirmfehler (direkte Blitzeinschläge)
- **Repräsentative** Überspannung U_{rp} charakterisiert durch
 - repräsentative **Spannungsform** $\rightarrow$ Normschaltstoßspannung 250/2500 μ s
 - repräsentative **Amplitude**, wiedergegeben durch
 - **maximal** auftretende Amplitude, oder
 - **Wahrscheinlichkeitsverteilung** der auftretenden Amplituden

TU Darmstadt, FG Hochspannungstechnik | Grundlagen der Isolationskoordination | FKH-Fachtagung „Isolationskoordination“ | 22.11.2022 | 31

U_{rp} bei SFO (insbes. Schaltüberspannungen)



Bereich der 2%-SFO Leiter-Erde (U_{e2}) am Leitungsende durch Einschalten oder Wiedereinschalten (IEC 60071-2, Figure 1)



Richtwerte! Detaillierte Studien erforderlich!

[DN EN 60071-2]

TU Darmstadt, FG Hochspannungstechnik | Grundlagen der Isolationskoordination | FKH-Fachtagung „Isolationskoordination“ | 22.11.2022 | 32

U_{rp} bei SFO (insbes. Schaltüberspannungen)



Typische Werte von SFO in p.u.

- Einschalten von Freileitungen 2,2
- Wiedereinschalten von Freileitungen
 - $U_s = 24 \text{ kV}$ 2,8
 - $U_s = 123 \text{ kV}$ 3,5
 - $U_s = 245/420 \text{ kV}$ 2,8
- Abschalten von Induktivitäten
 - unbelastete Transformatoren 2,5
 - Ladestromspulen > 2,5
 - Motoren im Anlaufvorgang > 2,5

[nach G. Balzer]

TU Darmstadt, FG Hochspannungstechnik | Grundlagen der Isolationskoordination | FKH-Fachtagung „Isolationskoordination“ | 22.11.2022 | 33

U_{rp} bei FFO (z.B. direkter Blitzeinschlag in ein Leiterseil)



Blitzstromparameter (nach Berger und Cigré):



Wahrscheinlichkeit p in %, dass der angegebene Wert überschritten wird, jeweils für negative Erdblitze

1) Steilheit: maximale Steigung der Front

2) Steilheit: mittlere Steilheit zwischen dem 30 %- und 90 %-Wert

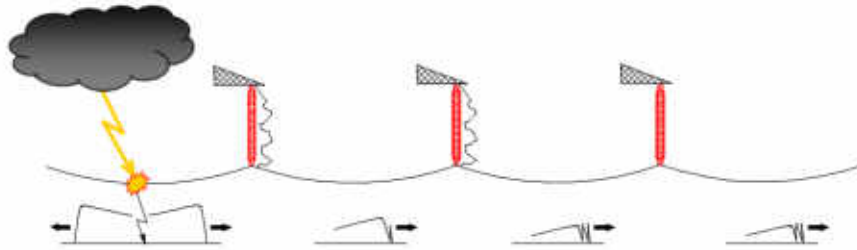
Größe		Wahrscheinlichkeit p in %		
		95	50	5
Amplitude	kA			
- Erstblitz		14,1	31,1	68,5
- Folgeblitz		5,2	12,3	29,2
Steilheit	kA/ μ s			
- Erstblitz	1)	9,1	24,3	65,0
	2)	2,6	7,2	20,0
- Folgeblitz	1)	9,9	39,9	161,5
	2)	4,1	20,0	99,0

90% negative Polarität

[nach G. Balzer]

TU Darmstadt, FG Hochspannungstechnik | Grundlagen der Isolationskoordination | FKH-Fachtagung „Isolationskoordination“ | 22.11.2022 | 34

U_{rp} bei FFO (z.B. direkter Blitzeinschlag in ein Leiterseil)



Annahme: $i_{\text{Blitz}} = -36 \text{ kA}$

Resultierende Überspannung: $u = \frac{1}{2} \cdot i_{\text{Blitz}} \cdot Z$

Annahme: 420-kV-Leitung $\rightarrow Z \approx 350 \Omega$

$\rightarrow u = -6,3 \text{ MV}$

$\rightarrow$ Isolatoren schlagen über, spätestens bei $U_{100, \text{neg}} \approx -2,7 \text{ MV}$

$\rightarrow$ In Schaltanlage maximal einlaufende Überspannung: **2,7 MV bzw. 7,9 p.u.**

$U'_{50, \text{Cond P, neg}} = 700 \text{ kV/m}$
 $U'_{100, \text{Cond P, neg}} = 1,1 \cdot U'_{50, \text{Cond P, neg}} = 770 \text{ kV/m}$
 $U_m = 420 \text{ kV}, \ell_{\text{Isolator}} = 3,5 \text{ m}$
 $\rightarrow U_{100, \text{Cond P, neg}} \approx \mathbf{2,7 \text{ MV}}$ [nach IEC 60071-2]

TU Darmstadt, FG Hochspannungstechnik | Grundlagen der Isolationskoordination | FKH-Fachtagung „Isolationskoordination“ | 22.11.2022 | 36

Stehspannungen der Betriebsmittel



Beispiel: $U_m = 420 \text{ kV}$ (1 p.u. entspr. 343 kV)

Bemessungsstehspannung **Schaltstoß**: 1050 kV

$\rightarrow$ im Betrieb erlaubt: **913 kV** *)

vgl. mit $u_{\text{SFO}} = 3 \text{ p.u.}$ entspr. **1029 kV**

$\rightarrow$ Ableiter erforderlich!

Typischer Ableiter begrenzt auf **650 kV** (< 2 p.u.)

Bemessungsstehspannung **Blitzstoß**: 1425 kV

$\rightarrow$ im Betrieb erlaubt: **1239 kV** *)

vgl. mit: $u_{\text{FFO}} = 7,9 \text{ p.u.}$ entspr. **2700 kV**

$\rightarrow$ Ableiter erforderlich!

Typischer Ableiter begrenzt auf **790 kV** (2,3 p.u.) an seinen Anschlussklemmen

Die Marge $1239/790 = 1,57$ wird aufgebraucht durch Wanderwellen-Effekte und induktive Spannungsfälle $\rightarrow$ räumlich begrenzte Wirkung, Schutzbereich

$\rightarrow$ Schutz gegen Überspannungen durch Ableiter ist **zwingend erforderlich**.

*) Die Werte der Bemessungsstehspannung dürfen im realen Betrieb nicht auftreten. Maximal zulässig: Bemessungsstehspannung/ K_d mit $K_d = 1,15$ für nicht-selbstheilende Isolation.

TU Darmstadt, FG Hochspannungstechnik | Grundlagen der Isolationskoordination | FKH-Fachtagung „Isolationskoordination“ | 22.11.2022 | 36

Zusammenfassung



- Isolationskoordination: Gegenüberstellung von Spannungsbeanspruchungen im Netz und dielektrischer Festigkeit der Betriebsmittel („stress vs. strength“)
- Isolationskoordination definiert Prüfspannungen und -bedingungen, die die Verhältnisse im Netz repräsentieren und die Betriebsmittel für den Betrieb dielektrisch qualifizieren.
- In der Isolationskoordination werden die Überspannungen in 4 (5) Klassen eingeteilt: dauernd anliegende Spannung, zeitweilige Überspannungen, langsam, schnell und sehr schnell ansteigende Überspannungen.
- Isolationskoordination ermittelt für jede Überspannungsklasse in 4 Schritten U_{fp} , U_{cw} , U_w , U_w durch Anwendung von Faktoren K_c , K_a , K_s , K_{tc} .
- Ergebnis ist eine Kombination von geeigneten Prüfspannungen, der .
- Ohne Einsatz von Ableitern sind die Überspannungen zu hoch für die installierten Betriebsmittel.

TU Darmstadt, FG Hochspannungstechnik | Grundlagen der Isolationskoordination | FKH-Fachtagung „Isolationskoordination“ | 22.11.2022 | 37



**Danke für Ihre
Aufmerksamkeit!**

TU Darmstadt, FG Hochspannungstechnik | Grundlagen der Isolationskoordination | FKH-Fachtagung „Isolationskoordination“ | 22.11.2022 | 38

Anhang: Ergänzungen

TU Darmstadt, FG Hochspannungstechnik | Grundlagen der Isolationskoordination | FKH-Fachtagung „Isolationskoordination“ | 22.11.2022 | 39

Normen – IEEE

IEEE Std C62.82.1-2010 Definitions, principles, and rules

IEEE Std C62.82.1-2010

IEEE Standard for Insulation Coordination—Definitions, Principles, and Rules

IEEE Power & Energy Society

Sponsored by the
Surge Protective Devices Committee

IEEE
1000
New York, NY 10008-1000
USA
10-AUG-2010

IEEE Std C62.82.1™-2010
Revision of
IEEE Std C62.82.1™-1996

IEEE Std 1313.2-1999 (Reaffirmed 2005) Application guide

IEEE Std 1313.2-1999

IEEE Guide for the Application of Insulation Coordination

Sponsor
Technical Council
of the
IEEE Power Engineering Society

Approved 26 June 1999
IEEE-SA Standards Board

Abstract: The calculation method for selection of phase-to-ground and phase-to-phase insulation withstand voltages for equipment is presented. This guide gives methods for insulation coordination of different air-insulated systems like transmission lines and substations. The methods of analysis are illustrated by practical examples.
Keywords: atmospheric correction factor, lightning, basic lightning impulse level (BLIL), basic switching impulse insulation level (BSLIL), clearance, crest value, ground fault factor, insulation coordination, insulator design, overvoltage, phase-to-ground insulation configuration, phase-to-phase insulation configuration, protective margin, protective ratio, switching failure, standard withstand voltages, voltage stress

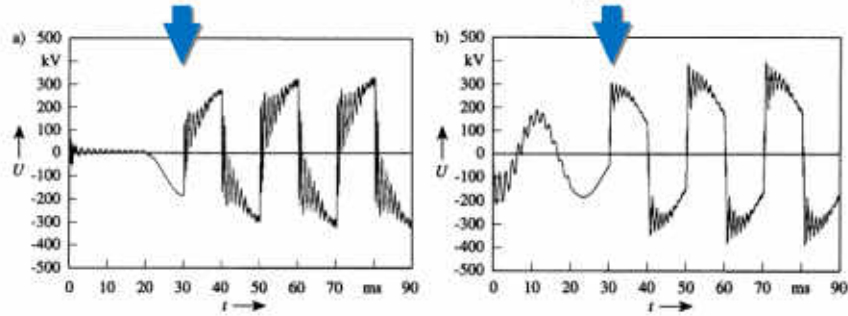
TU Darmstadt, FG Hochspannungstechnik | Grundlagen der Isolationskoordination | FKH-Fachtagung „Isolationskoordination“ | 22.11.2022 | 40

U_{rp} für zeitweilige Überspannungen (TOV) – Bedeutung der Sternpunktbehandlung



Intermittierender Erdfehler im Falle eines isolierten Sternpunktes (hier $U_s = 123 \text{ kV}$):

Erneuter Fehler nach Fehlerlöschung



Spannung der fehlerbehafteten Phase

Spannung der gesunden Phase

[nach G. Balzer]

TU Darmstadt, FG Hochspannungstechnik | Grundlagen der Isolationskoordination | FKH-Fachtagung „Isolationskoordination“ | 22.11.2022 | 41

FKH - Fachtagung

22. November 2022

Isolationskoordination

Einfluss neuer Technologien/Beanspruchungen auf die Normung in der Isolations-Koordination

Prof. Dr.-Ing. Uwe Schmidt
Hochschule Zittau/Görlitz

Funktion und beruflicher Werdegang

- 1999 Dipl.Ing. TU Ilmenau
- 1999 – 2006 KEMA IEV GmbH Dresden
- 2006 – 2012 TU Chemnitz, Gruppenleiter Elektrische Netze
- 2013 Dr.-Ing.
„Frequenzabhängige Parameter von Kabeln zur Berechnung von Ausgleichsvorgängen im Zeitbereich“
- 2012 – 2015 TU Dresden;
Projektgruppenleiter Netzberechnung
- ab 2015:
Professur Elektrische Energiesysteme, HS Zittau/Görlitz
- ab 2016 GF; E.cons Energiesysteme Consulting GmbH

Mitgliedschaften:

- Chair DKE UK 222.1 (IEC 60071)
- TC 99; MT 9 (IEC 60071-2)
- TC 99; MT 4 (IEC 60071-4); Chair

Einfluss neuer Technologien/Beanspruchungen auf die Normung in der Isolations-Koordination

Uwe Schmidt

Hochschule Zittau/Görlitz

1 Kurzfassung

Die Vorgehensweise zur Isolationskoordination für AC-Spannungen $U_m > 1 \text{ kV}$, bzw. DC-Spannungen $U_{dc} > 1,5 \text{ kV}$ basiert auf der Normenreihe IEC 60071.

In der derzeitigen Struktur werden die IEC 60071-1, die IEC 60071-2 und der IEC TR 60071-4 für Drehstromsysteme angewendet.

Anforderungen für DC-HVDC-Anwendungen befinden sich im Aufbau und werden perspektivisch in den IEC 60071-1X formuliert.

Im Beitrag wird der derzeitige Aufbau der Normenreihe IEC 60071 vorgestellt. Die Entwicklung der Normung in Abhängigkeit der aktuellen Anforderungen neuer Technologien werden aufgezeigt.

2 Aufbau der Normenreihe IEC 60071

Die Isolationskoordination umfasst die Auswahl der dielektrischen Festigkeit von Betriebsmitteln, die unter spezifischen Randbedingungen (Klima, Alterung, Standort, Überspannungsschutz, Netzkonfiguration) eingesetzt werden. Dabei werden repräsentative Spannungen und Überspannungen des Netzes ermittelt und unter Berücksichtigung betrieblicher und klimatischer Umgebungsbedingungen auf Stehspannungen (Püßspannungen) umgerechnet.

Ziel der Isolationskoordination ist die Festlegung genormter Bemessungsspannungen eines Betriebsmittels und die Konfiguration möglicher Überspannungs-Schutzeinrichtungen.

Die Wahrscheinlichkeit eines Fehlers der Gerätesolierung wird dabei auf ein wirtschaftlich und betrieblich akzeptables Maß reduziert. Dieses Kriterium wird im Allgemeinen durch eine akzeptable Fehlerrate der Isolierung ausgedrückt.

Der Algorithmus der Isolationskoordination, Handlungsanweisungen, Beispiele und Hinweise sind in der Normenreihe IEC 60071 formuliert bzw. standardisiert. In Abbildung 1 ist die Struktur und die Teile der Normenreihe IEC 60071 dargestellt.

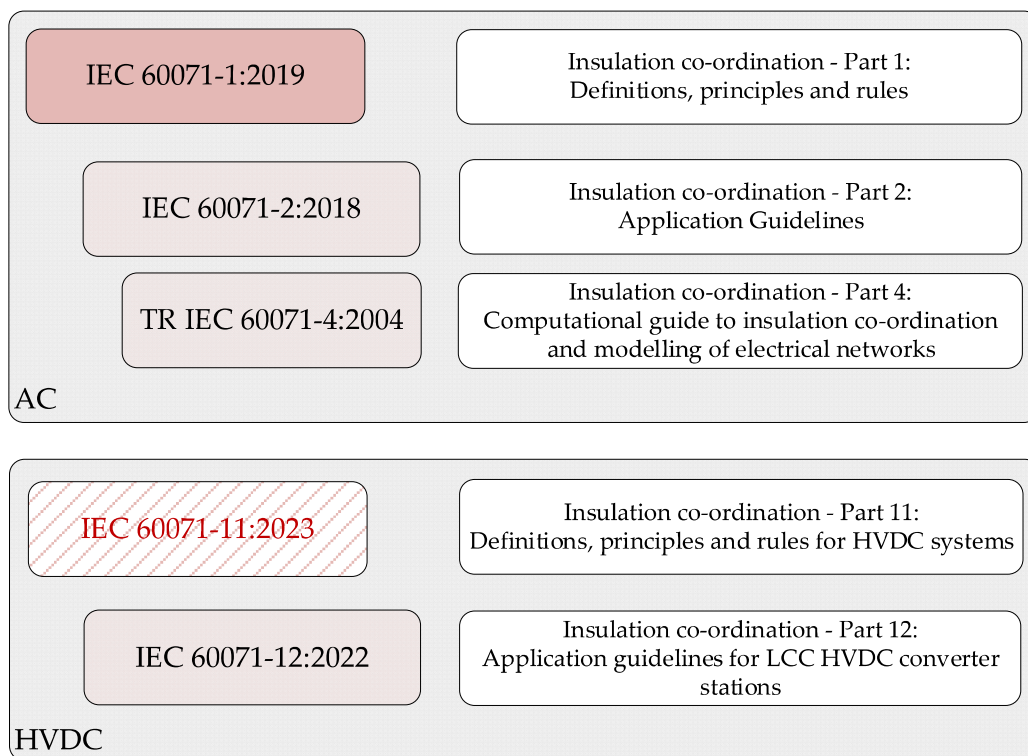


Abbildung 1: Struktur der Normenreihe IEC 60071 (Stand 11/2022)

Die IEC 60071-1 beschreibt den Algorithmus der Isolationskoordination für Drehstromsysteme (horizontaler Standard). IEC 60071-2 formuliert eine Anwendungsrichtlinie zur Anwendung des Algorithmus. IEC 60071-4 empfiehlt, basierend auf Simulationen mit geeigneten Netzmodellen, erweiterte Verfahren der Isolationskoordination.

Die Standardisierung der Isolationkoordination für DC-Anwendungen befindet sich derzeit im Aufbau. Der horizontale Standard für DC-HVDC-Anwendungen liegt in der

IEC 60071-11 als FDIS (Final Draft International Standard) vor. DC-HVDC-Anwendungen werden perspektivisch in IEC 60071-1X (Abbildung 2) normiert.

IEC 60071-11	Insulation co-ordination - Part 11: Definitions, principles and rules for HVDC systems
IEC 60071-12	Insulation co-ordination - Part 12: Application guidelines for LCC HVDC converter stations
IEC 60071-13 vorgesehen	Insulation co-ordination - Part 13: Application guidelines for VSC HVDC converter stations
IEC 60071-14 vorgesehen	Insulation co-ordination - Part 14: Insulation Co-ordination for AC/DC Filter
IEC 60071-15 vorgesehen	Insulation co-ordination - Part 15: Application guidelines for DC Transmission lines

Abbildung 2: Normen IEC 60071-1X für DC-HVDC-Anwendungen

Sammlung Präsentationsseiten

Einfluss neuer Technologien/Beanspruchungen auf die Normung in der Isolations-Koordination

Uwe Schrüdt
Hochschule Zittau-Görlitz

FKH - Fachtagung 2022
22.11.2022
Windisch

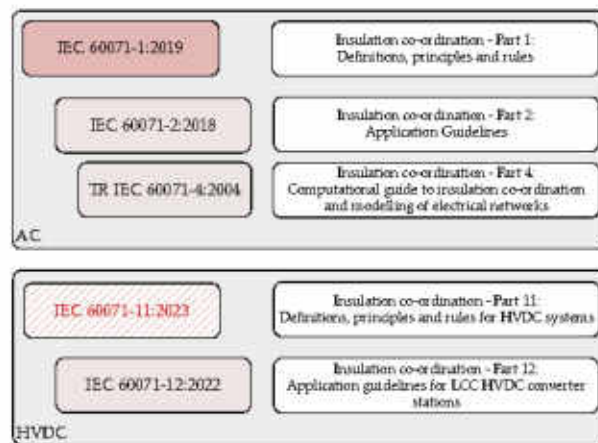
Inhaltsverzeichnis

- Normen der Isolationskoordination (Stand 10/2022)
- Normen der DC-Isolationskoordination (Perspektive)
- Zukunft elektrischer Energiesysteme
 - Strukturwandel
 - Perspektiven
- Auswirkung auf die Normung
 - Überspannungen - Kategorien IEC 60071-1
- Leistungselektronik im elektrischen Energiesystem
 - Beispiel – Bahnstromrichter (SFO)
 - Beispiel – Netzanbindung Wind-Energieanlage (SFO)
- Zusammenfassung und Ausblick
- Backup – Ergänzende Informationen



Normen der Isolationskoordination (Stand 10/2022)

Spannungen $U_m > 1 \text{ kV (AC)}$; $U > 1,5 \text{ kV (DC)}$



3-phasige AC-Systeme

- Höchste Betriebsspannung für Betriebsmittel $U_m > 1 \text{ kV}$

HVDC-Systeme

- LCC (Line Commutated Converters)
- CSCC (Controlled Series Commutated Converters)

Normen der Isolationskoordination (Stand 10/2022)

Spannungen $U_m > 1 \text{ kV (AC)}$



IEC 60071-1:2019

- Definitionen, Begriffe
- Algorithmus der Isolationskoordination
- Bemessungsspannungen, Abstände

IEC 60071-2:2018

- Anleitung/Guide zur Isolationskoordination
- Beschreibung vereinfachter und detaillierter Verfahren
- Anleitung zu Umsetzung des Algorithmus'

IEC 60071-4:2004

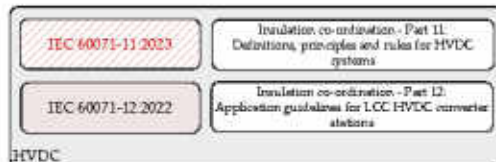
- detaillierte Verfahren (basierend auf Simulationen)
- in Revision, voraussichtlich in 2024

Normen der Isolationskoordination (Stand 10/2022)

Spannungen $U > 1,5 \text{ kV}$ (DC)



Hochschule
Zittau/Görlitz
UNIVERSITY OF APPLIED SCIENCES



IEC 60071-11:2022 (FDIS)

- FDIS (Final Draft International Standard)
- Definitionen, Begriffe
- Algorithmus der Isolationskoordination für HVDC
- Empfehlungen für Spannungen

IEC 60071-12:2022

- Anleitung/Guide zur Isolationskoordination (LCC)
- Verfahren zur Festlegung der Stehspannungen
- Anleitung zu Umsetzung des Algorithmus'
- Überspannungsschutz

Normen der DC-Isolationskoordination (Perspektive)

Spannungen $U_f < 1,5 \text{ kV}$ (DC) – Road Map



Hochschule
Zittau/Görlitz
UNIVERSITY OF APPLIED SCIENCES



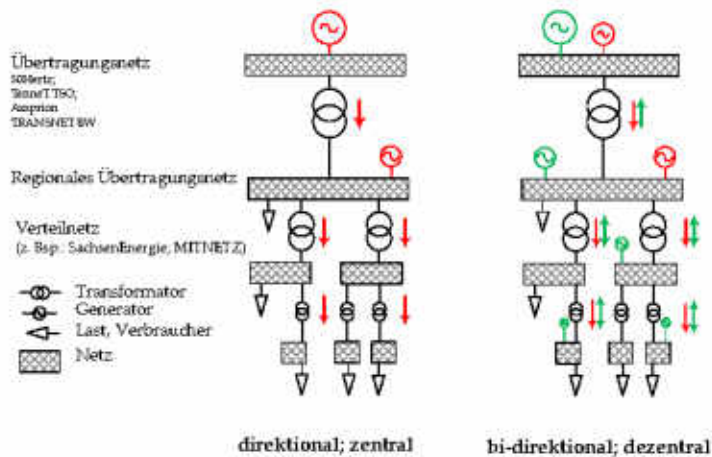
Normenreihe IEC 60071-1X (DC)

- für HVDC-Systeme
- Komponenten (Leitungen, Filter usw.)

Zukunft elektrischer Energiesysteme Netzstrukturen



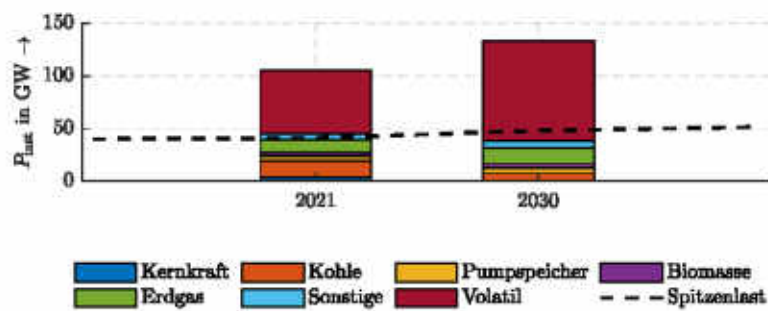
Hochschule
Zittau/Görlitz
UNIVERSITÄT DER ANFANGS



Zukunft elektrischer Energiesysteme Erzeugerstrukturen (am Beispiel D)



Hochschule
Zittau/Görlitz
UNIVERSITÄT DER ANFANGS



- Anteil gesicherter Leistung sinkt bei steigendem Bedarf
- steigender Anteil volatiler Leistung
- zunehmende Distanz zwischen Generation und Bedarf

Source: Bundesnetzagentur, 2022

<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/start.html>

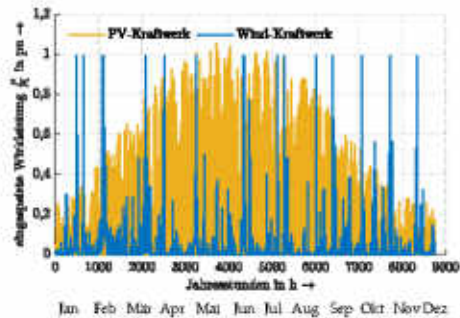
Zukunft elektrischer Energiesysteme Verhalten regenerativer Einspeiser



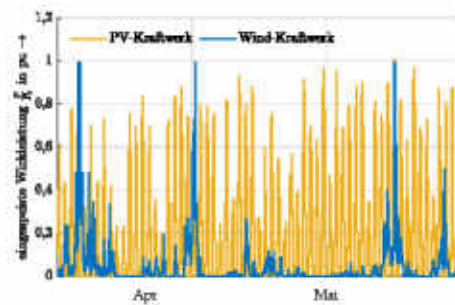
Hochschule
Zittau/Görlitz
UNIVERSITY OF APPLIED SCIENCES



Wirkleistung über ein Jahr (On-Shore)



Wirkleistung über zwei Monate (On-Shore)



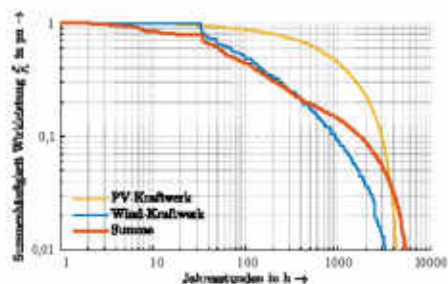
Zukunft elektrischer Energiesysteme Verhalten regenerativer Einspeiser



Hochschule
Zittau/Görlitz
UNIVERSITY OF APPLIED SCIENCES



Summenhäufigkeit der Wirkleistung über ein Jahr (On-Shore)



1. Der notwendige Rückgang des Ausstoßes von Treibhausgasen führt zu einem signifikanten Rückgang des Anteils fossiler Energien.
2. Regenerative Erzeugungsanlagen (volatil) werden die elektrischen Energiesysteme dominieren.
3. Die Implementierung regenerativer Erzeugungsanlagen erfolgt weitestgehend dezentral und in strukturell „abgelegenen“ Regionen.

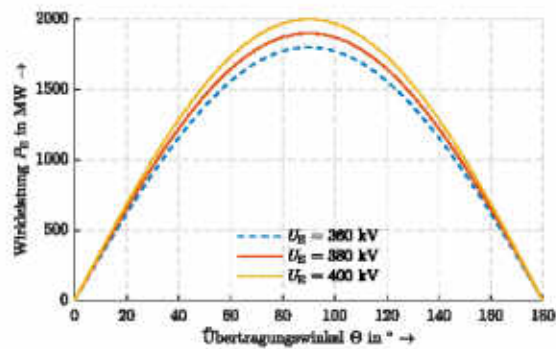
Zukunft elektrischer Energiesysteme Übertragungsverhalten des Transportnetzes



Hochschule
Zittau/Görlitz
University of Applied Sciences



Übertragbare Leistung einer 400-kV-Leitung
 $\ell = 300 \text{ km}$



1. Der Energietransport über große Entfernungen führt zu großen Übertragungswinkeln Θ und zu großen Spannungsgradienten im Netz.
2. Der Blindleistungsbedarf des Übertragungsnetzes steigt.
3. Es werden betriebliche bedingte Spannungen möglich, die als zeitweilige Überspannungen (TOV) zu werten sind.

Zukunft elektrischer Energiesysteme Lösungsansätze D - DC-Verbindungen Nord-Süd



Hochschule
Zittau/Görlitz
University of Applied Sciences



DC-Leistungsübertragung

Übertragungsfähigkeit wird nahezu unabhängig von der Länge ℓ .

Konverter stellen spannungshaltende Dienstleistungen zur Verfügung (Systemdienstleistungen, SDL).

Die Verluste werden reduziert.

Kosten des Übertragungsnetzes werden steigen.

Gleichspannungskabel mit maximal $U_{dc} = 525 \text{ kV}$.

Freileitungen $U_{dc} = 380 \text{ kV}$



Quelle: Transnet BW

<https://www.transnetbw.de/de/vernetzung/projekt/e/ultranet/projektportrjet>

Zukunft elektrischer Energiesysteme Lösungsansätze - Ausbau des AC-Netzes



Hochschule
Zittau/Görlitz
UNIVERSITÄT DER ANWENDENDEN WISSENSCHAFTEN



Beispiel - 50Hertz Transmission GmbH

Netzverstärkung Röhrsdorf-Weida-Remptendorf
Verstärkung der 380-kV-Kabeldiagonale Berlin.
Ersatzneubau Pulgar-Vieselbach.
Ersatz der 220-kV-Leitung Bertikow-Pasewalk.
Ersatz der 220-kV-Leitung Güstrow-Perleberg.
Ersatz der 220-kV-Leitung Perleberg-Wolmirstedt.
380-kV-Nordring Berlin
Südwest Kuppelleitung

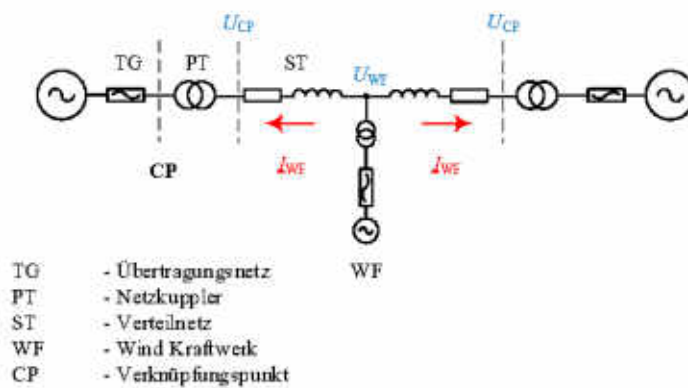


Quelle: 50Hertz Transmission;
<https://www.50hertz.com/de/Netz/Netzansicht>

Zukunft elektrischer Energiesysteme Erzeugungsanlagen im 110-kV-Netz



Hochschule
Zittau/Görlitz
UNIVERSITÄT DER ANWENDENDEN WISSENSCHAFTEN

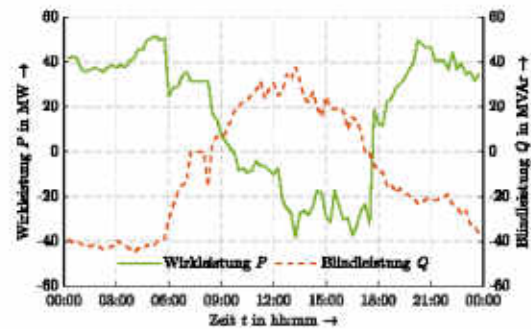
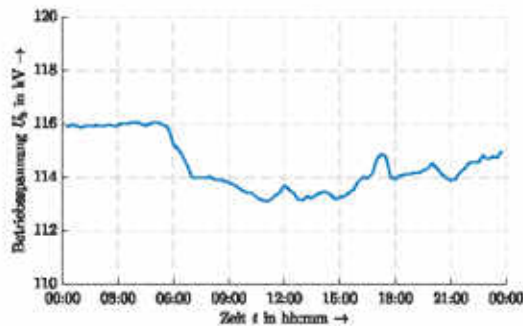


(siehe ergänzende Folie im Anhang)

Zukunft elektrischer Energiesysteme Spannungen, Wirk- und Blindleistungen im 110-kV-Netz



Hochschule
Zittau/Görlitz
UNIVERSITÄT DER ANFANGS INNOVATION



Zukunft elektrischer Energiesysteme Perspektiven



Hochschule
Zittau/Görlitz
UNIVERSITÄT DER ANFANGS INNOVATION



1. Netzfrequente Betriebsspannungen werden stärker schwanken.
2. Aufgrund zunehmender Energietransporte über Distanzen werden Übertragungswinkel θ und Knoten- bzw. Betriebsspannungen U_b größer.
3. Es treten Betriebsspannungen U_b auf, die in spezifischen Konfigurationen und Netzteilen größer sind als die Höchste Betriebsspannung des Netzes U_S bzw. die Höchste Spannung für Betriebsmittel U_m (bei bisherigem Ansatz $U_m \geq U_S$).
4. Es werden zunehmend Kompensationsanlagen installiert, die den Blindleistungsbedarf der Netze kompensieren (MSCDN, StatCom).

Auswirkung auf die Normung

Überspannungen - Kategorien IEC 60071-1



Hochschule
Zittau/Görlitz
UNIVERSITY OF APPLIED SCIENCES



Tabelle 1 – Kategorien und Formen von Überspannungen, genannten Spannungsformen und genannten Störungsarten

Kategorie	Niedrigfrequenz		Hochfrequenz		
	stetig	stetig	langsam ansteigend	schnell ansteigend	sehr schnell ansteigend
Spannungsform (Überspannungsform)					
Bereich der Spannungsform (Überspannungsform)	$f > 50 \text{ Hz}$ oder 50 Hz $t_1 \leq 3600 \text{ s}$	$50 \text{ Hz} < f < 100 \text{ kHz}$ $t_1 \leq 1 \text{ s}$ oder $t_2 \leq 100 \text{ ns}$	$20 \text{ } \mu\text{s} < t_1 < 5000 \text{ } \mu\text{s}$ $t_2 \leq 20 \text{ ns}$	$0,1 \text{ } \mu\text{s} < t_1 < 20 \text{ } \mu\text{s}$ $t_2 \leq 100 \text{ ns}$	$t_1 \leq 100 \text{ ns}$ $0,1 \text{ kHz} < f < 100 \text{ MHz}$ $30 \text{ ns} < t_2 < 100 \text{ ns}$
Spannungsform (Überspannungsform)					
Bereich der Spannungsform (Überspannungsform)	$f > 50 \text{ Hz}$ oder 50 Hz $t_1 \leq 1 \text{ s}$	$50 \text{ Hz} < f < 100 \text{ kHz}$ $t_1 \leq 10 \text{ s}$	$t_1 > 200 \text{ } \mu\text{s}$ $t_2 \leq 1000 \text{ } \mu\text{s}$	$t_1 > 10 \text{ } \mu\text{s}$ $t_2 > 100 \text{ ns}$	
Spannungsform (Überspannungsform)					
Bereich der Spannungsform (Überspannungsform)					

* Zeitdauer durch die zugehörige Störungsart

Basis der Isolationskoordination

- Überspannungen zeitlich begrenzt ($t_{ov} = 60 \text{ min}$)
- Häufigkeit nicht definiert
- Ursachen nicht explizit definiert
- anerkannte Ursache:
 - Störung
 - Schaltvorgang
 - Lastabwurf
 - Resonanzen
 - Ausgleichsvorgang

Auswirkung auf die Normung

Überspannungen - Kategorien IEC 60071-1



Hochschule
Zittau/Görlitz
UNIVERSITY OF APPLIED SCIENCES



SPANNUNGSBELASTUNG	Zeitdauer der Überspannung
Dauerspannung	$t \geq 3600 \text{ s}$
Zeitweilige Überspannung (TOV)	$0,02 \text{ s} \leq t < 3600 \text{ s}$
Langsam ansteigende Überspannung (SFO)	$20 \text{ } \mu\text{s} < t \leq 5000 \text{ } \mu\text{s}$
Schnell ansteigende Überspannung (FFO)	$0,1 \text{ } \mu\text{s} < t \leq 20 \text{ } \mu\text{s}$
Sehr schnell ansteigende Überspannung (VFPO)	$t \leq 100 \text{ ns}$

Auswirkung auf die Normung
ENTSO-E Network Code on Demand Connection



Hochschule
Zittau/Görlitz
UNIVERSITY OF APPLIED SCIENCES



VERORDNUNG (EU) 2016/1388 DER KOMMISSION
vom 17. August 2016
zur Festlegung eines Netzkodex für den Lastanschluss
(Text von Bedeutung für den EWR)

1. Diese Verordnung enthält einen Netzkodex mit Bestimmungen für den Netzanschluss von
 - a) Verbrauchsanlagen mit Übertragungsnetzanschluss;
 - b) Verteilernetzanlagen mit Übertragungsnetzanschluss;
 - c) Verteilernetzen einschließlich geschlossener Verteilernetze;
 - d) Verbrauchseinheiten, die von einer Verbrauchsanlage oder einem geschlossenen Verteilernetz genutzt werden, um für relevante Netzbetreiber und relevante UNB Laststeuerungsdienste zu erbringen.

Auswirkung auf die Normung
Network code on requirements for grid connection of generators



Hochschule
Zittau/Görlitz
UNIVERSITY OF APPLIED SCIENCES



VERORDNUNGEN

VERORDNUNG (EU) 2016/631 DER KOMMISSION
vom 14. April 2016
zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger
(Text von Bedeutung für den EWR)

Auswirkung auf die Normung ENTSO-E Network Code on Demand Connection



Hochschule
Zittau/Görlitz
UNIVERSITY OF APPLIED SCIENCES



Basisspannung/Referenzspannung $U_n = 400 \text{ kV}$

Synchronegebiet	Spannungsbereich	Zeitraum für den Betrieb
Kontinentaleuropa	0,90 pu — 1,05 pu	Unbegrenzt
	1,05 pu — 1,10 pu	Von jedem ÜNB festzulegen, jedoch mindestens 20 Minuten und höchstens 60 Minuten

Damit gilt ohne Angabe einer Häufigkeit und Ursache:

$$\begin{aligned}
 U_n &= 400 \text{ kV} \\
 U_{\text{max}}^x &= 400 \text{ kV} \cdot 1,1 \\
 U_{\text{max}}^z &= \underline{\underline{440 \text{ kV}}}
 \end{aligned}$$

Auswirkung auf die Normung ENTSO-E Network Code on Demand Connection



Hochschule
Zittau/Görlitz
UNIVERSITY OF APPLIED SCIENCES



Basisspannung/Referenzspannung $U_n = 100 \dots 300 \text{ kV}$

ANHANG II

Spannungsbereiche und Zeiträume gemäß Artikel 13 Absatz 1

Synchronegebiet	Spannungsbereich	Zeitraum für den Betrieb
Kontinentaleuropa	0,90 pu — 1,118 pu	Unbegrenzt
	1,118 pu — 1,15 pu	Von jedem ÜNB festzulegen, jedoch mindestens 20 Minuten und höchstens 60 Minuten

Damit gilt ohne Angabe einer Häufigkeit und Ursache:

$$\begin{aligned}
 U_n &= 110 \text{ kV} \\
 U_{\text{max}}^x &= \underline{\underline{127 \text{ kV}}}
 \end{aligned}$$

Auswirkung auf die Normung

Auswirkung aus Sicht der Iso-Koordination



Hochschule
Zittau/Görlitz
UNIVERSITY OF APPLIED SCIENCES



Auswirkungen:

- Überspannungen als Folge regenerativer Einspeisung
- bewusstes Überschreiten der Höchsten Spannung für Betriebsmittel U_m
- Häufigkeit nicht benannt bzw. unklar
- Überspannungen entspricht damit einer zeitlich begrenzten Betriebsspannung / Dauerspannung mit „Unterbrechungen“
- Ansatz entspricht nicht dem bisherigen Grundverständnis der Isolationskoordination ($U_S \leq U_m$)
- Es gilt daher für den Planer:

$$U_S \geq U_m$$

Leistungselektronik im elektrischen Energiesystem

Auswirkungen

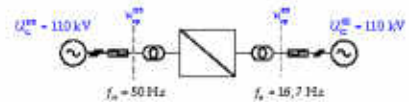
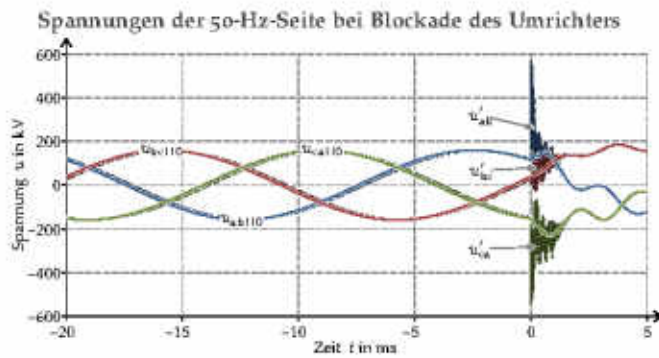


Hochschule
Zittau/Görlitz
UNIVERSITY OF APPLIED SCIENCES

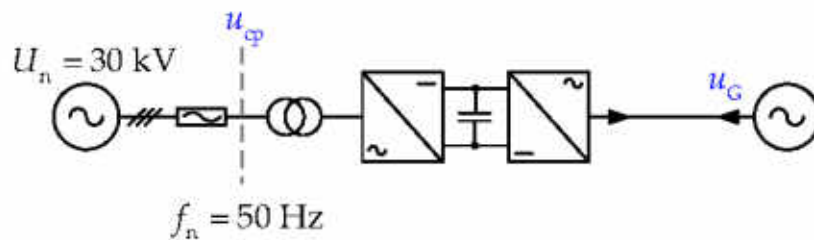


1. Halbleiter-Bauelemente (GTO, IGBT) schalten bei hoher Steilheit der Spannungen und Ströme.
2. Schaltvorgänge können Eigenfrequenzen der angeschlossenen Teilnetze anregen. Dabei sind große Amplituden bei großen Frequenzen möglich.
3. In spezifischen Konfigurationen sind große langsam ansteigende Überspannungen (SFO) möglich.
4. An Umrichter werden vergleichsweise kleine Kurzschlussleistungen S_k wirksam. Dies kann bei Schaltmanövern zu ausgeprägten Oszillationen mit großen Scheitelwerten führen.

Leistungselektronik im elektrischen Energiesystem Beispiel – Bahnrichter (SFO)



Leistungselektronik im elektrischen Energiesystem Beispiel – Netzanbindung Wind-Energieanlage (SFO)



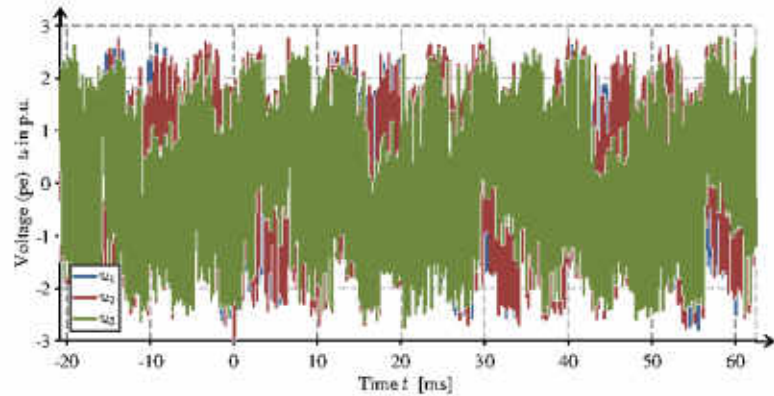
- Hohe Steilheiten der Schaltimpulse können zur Anregung von Parallel- und Reihenresonanzkreisen führen
- Eigenfrequenzen im Bereich mehrerer 100 kHz

Leistungselektronik im elektrischen Energiesystem

Beispiel – Netzanbindung Wind-Energieanlage (SFO)



Hochschule
Zittau/Görlitz
UNIVERSITY OF APPLIED SCIENCES



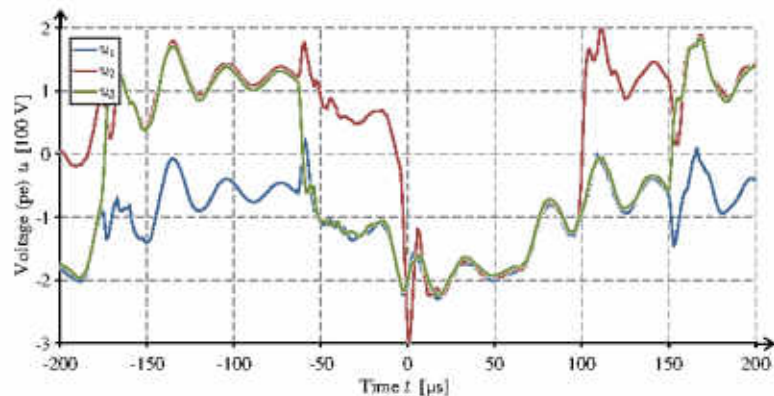
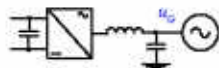
- Anregung hoher Eigenfrequenzen im 1500-V-Netz der WEA
- dauerhaft wirkender Überspannungsfaktor $k_{pe} \approx 2,5$

Leistungselektronik im elektrischen Energiesystem

Beispiel – Netzanbindung Wind-Energieanlage (SFO)



Hochschule
Zittau/Görlitz
UNIVERSITY OF APPLIED SCIENCES



Zusammenfassung und Ausblick



Hochschule
Zittau/Görlitz
UNIVERSITY OF APPLIED SCIENCES



1. Die Auswahl der Bemessungsspannungen nach IEC 60071 berücksichtigt zeitweilige (TOV), langsam ansteigende (SFO), schnell ansteigende (FFO) und sehr schnell ansteigende (VFFO) Überspannungen. Die repräsentativen Überspannungen der Übertragungs- und Verteilnetze werden sehr gut abgebildet.
2. Neue Strukturen der Netze können zu betrieblichen Spannungen führen, die die Höchste Spannung für Betriebsmittel U_m überschreiten können. Anpassungen im Standard der IEC 60071 sind in der Diskussion (IEC, DKE, CIGRE).
3. Betriebsmittel mit leistungselektronischen Elementen können zu Beanspruchungen führen, die gegebenenfalls nur schwierig durch die bekannten Spannungsformen abgedeckt werden können.
4. Der Anteil von DC-Netzen wird perspektivisch steigen. Dies wird perspektivisch in den Normen IEC 60071-1X berücksichtigt.



Hochschule
Zittau/Görlitz
UNIVERSITY OF APPLIED SCIENCES



Wer nur zurück schaut kann nicht sehen, was auf ihn zukommt.

Konfuzius (551 - 479 v. Chr.)

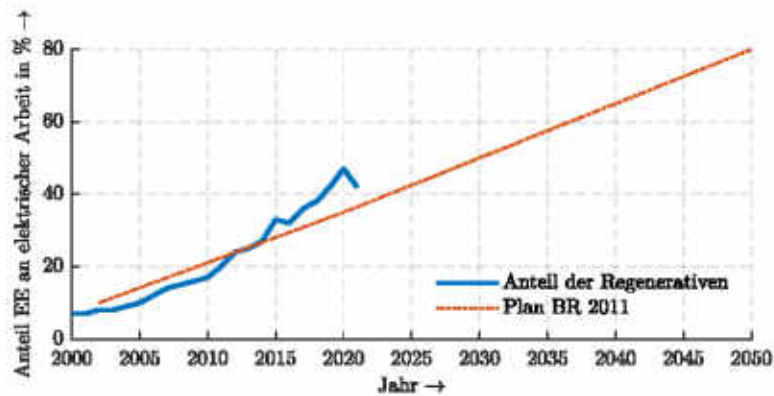
Uwe Schmidt
Hochschule Zittau/Görlitz
Fakultät Elektrotechnik und Informatik
Professur Energiesysteme/
Grundlagen der Elektrotechnik
04573 Zittau
Tel.: +49 (0) 376 642 76 210
E-Mail: uwe.schmidt@hzg.de

Backup – Ergänzende Informationen

Anteile regenerativer Energie (am Beispiel D)



Hochschule
Zittau/Görlitz
UNIVERSITY OF APPLIED SCIENCES



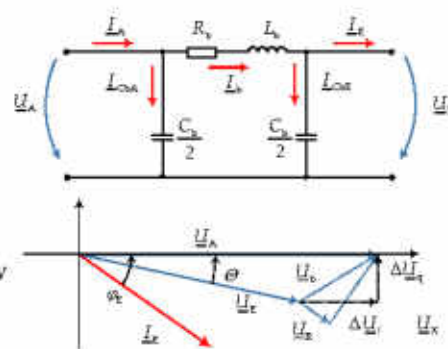
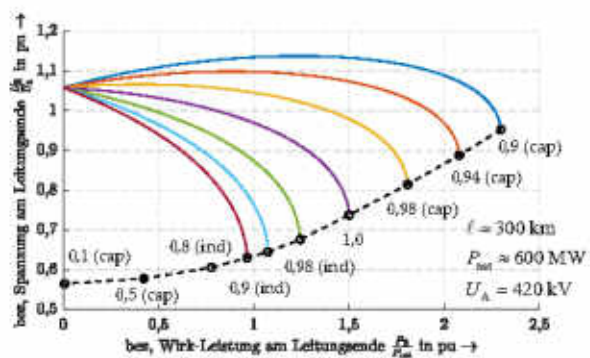
- Anteil der EE an elektrischer Arbeit im Jahr 2022 $\approx 42\%$
- stetige Zunahme

Backup – Ergänzende Informationen

Übertragungsverhalten einer 400-kV-Leitung



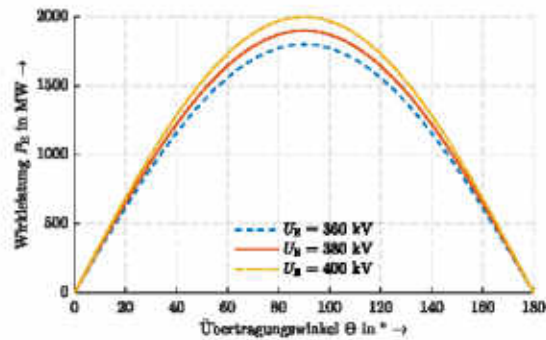
Hochschule
Zittau/Görlitz
UNIVERSITY OF APPLIED SCIENCES



Backup – Ergänzende Informationen Übertragungsverhalten einer 400-kV-Leitung



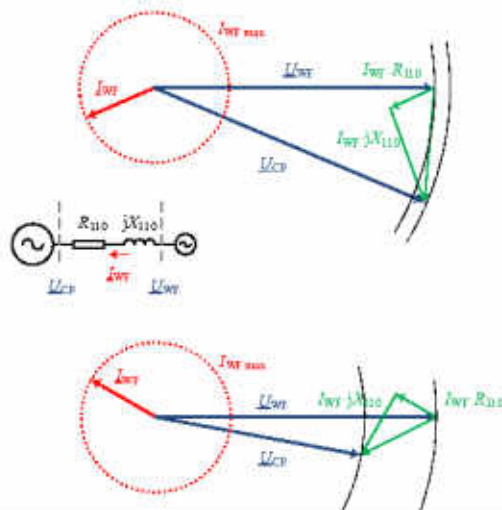
Hochschule
Zittau/Görlitz
UNIVERSITY OF APPLIED SCIENCES
Engineering
Consulting GmbH



Backup – Ergänzende Informationen Regenerative Erzeugungsanlagen im 110-kV-Netz



Hochschule
Zittau/Görlitz
UNIVERSITY OF APPLIED SCIENCES
Engineering
Consulting GmbH



Backup – Ergänzende Informationen Spannungen in der Isolationskoordination



Hochschule
Zittau/Görlitz
UNIVERSITY OF APPLIED SCIENCES



Höchste Betriebsspannung U_S des Netzes:

Höchster Wert der Betriebsspannung an einem beliebigen Punkt des Netzes, gemessen zwischen den Außenleitern (Effektivwert) bei Normalbetrieb.

Höchste Spannung U_m für Betriebsmittel:

Effektivwert der höchsten Außenleiterspannung, für die ein Betriebsmittel im Hinblick auf seine Isolation und andere Eigenschaften, ..., bemessen ist. Unter normalen Betriebsbedingungen, wie sie durch die Gerätebestimmungen festgelegt sind, darf ein Betriebsmittel mit dieser Spannung dauernd betrieben werden.

Überspannung:

Spannung zwischen einem Außenleiteranschluss und Erde oder in einer Längsanordnung mit einem Scheitelwert höher als die Höchste Betriebsspannung des Netzes U_S geteilt durch $\sqrt{3}$.

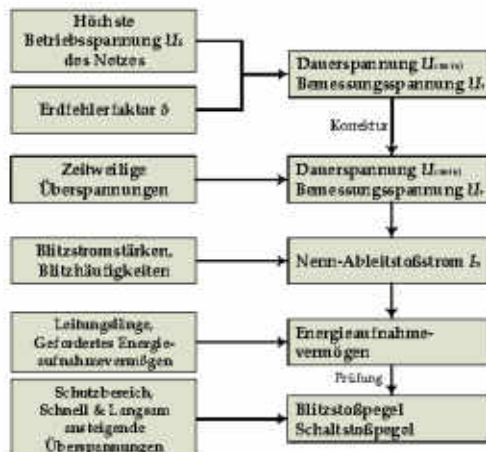
Nennspannung U_n eines Netzes:

Ein geeigneter, gerundeter Spannungswert (Effektivwert) zwischen den Außenleitern zur Bezeichnung oder Identifizierung des Netzes.

Backup – Ergänzende Informationen Auswahl von Ableitern (IEC 60099-4)



Hochschule
Zittau/Görlitz
UNIVERSITY OF APPLIED SCIENCES



Backup – Ergänzende Informationen Auswahl von Ableitern (IEC 60099-4)



Hochschule
Zittau/Görlitz
UNIVERSITY OF APPLIED SCIENCES



- Dauerspannung U_c entspricht der über einen Zeitraum von 30 min möglichen Spannung über dem Ableiter (Berücksichtigung des Erdschlusses)
- Sicherheitsfaktor von 5 % (Oberschwingungen)

starr geerdetes Netz

$$U_{c(\min)} \geq 1,05 \cdot \frac{U_S}{\sqrt{3}}$$

$$U_{c(\min)} \geq 1,05 \cdot \frac{U_m}{\sqrt{3}}$$

kompensiertes, isoliertes Netz

$$U_{c(\min)} \geq U_S$$

$$U_{c(\min)} \geq U_m$$

Backup – Ergänzende Informationen Auswahl von Ableitern (IEC 60099-4)



Hochschule
Zittau/Görlitz
UNIVERSITY OF APPLIED SCIENCES



Resonanz-Sternpunktterdung

- unkritisch
- Auswahl (Leiter-Erde) basiert auf U_m
- Erdschluss und $U_b \geq U_m$ selten

Niederohmige Sternpunktterdung (starr/teilstarr)

- Dauerspannung U_c des Ableiters:

$$U_{c1} = \frac{U_S}{\sqrt{3}} \cdot 1,05 = \frac{420 \text{ kV}}{\sqrt{3}} \cdot 1,05 = \underline{255 \text{ kV}}$$

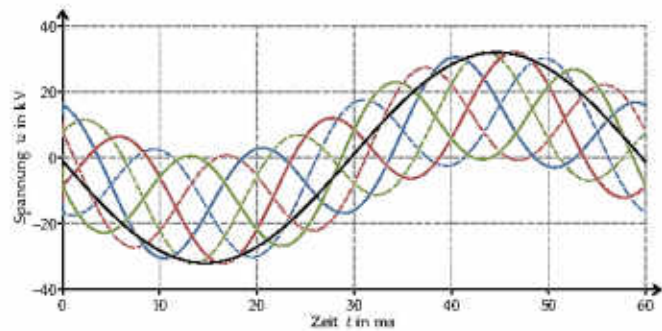
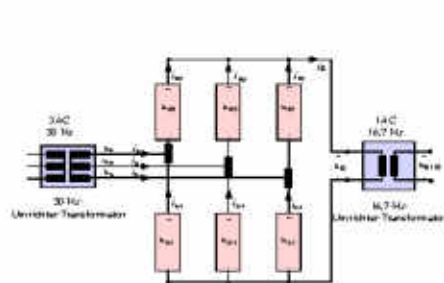
$$U_{c2} = \frac{U_S}{\sqrt{3}} \cdot 1,05 = \frac{440 \text{ kV}}{\sqrt{3}} \cdot 1,05 = \underline{267 \text{ kV}}$$

Backup – Ergänzende Informationen

Beispiel – Bahnumrichter (SFO)



Hochschule
Zittau/Görlitz
University of Applied Sciences

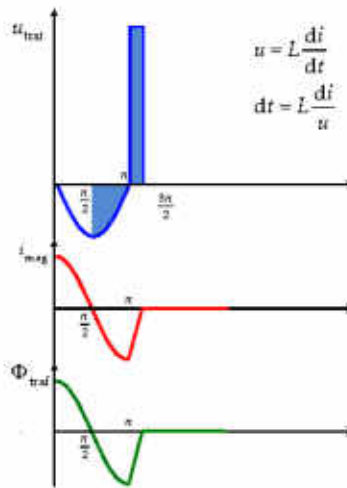
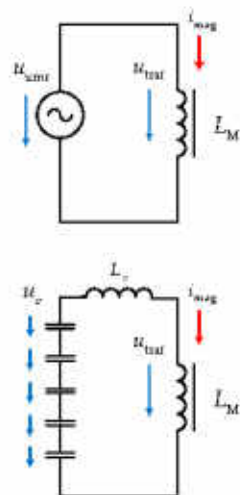


Backup – Ergänzende Informationen

Beispiel – Bahnumrichter (SFO)



Hochschule
Zittau/Görlitz
University of Applied Sciences

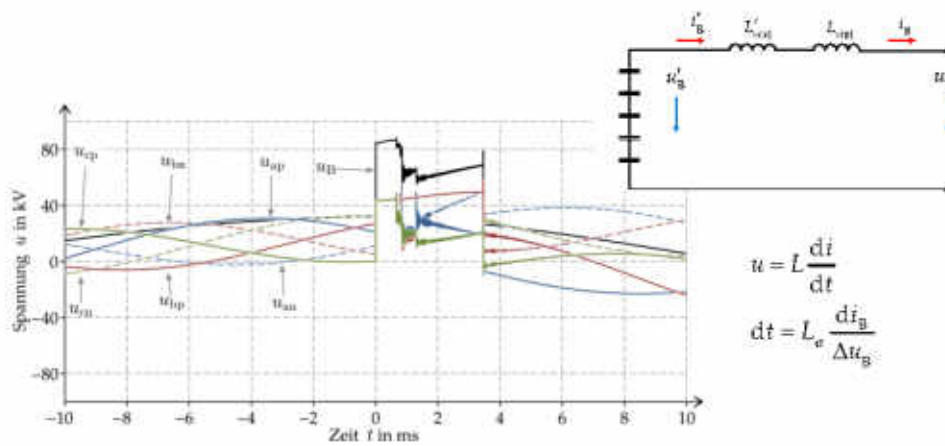


Backup – Ergänzende Informationen

Beispiel – Bahnunruher (SFO)



Hochschule
Zittau/Görlitz
UNIVERSITÄT ZITTAU/GÖRLITZ



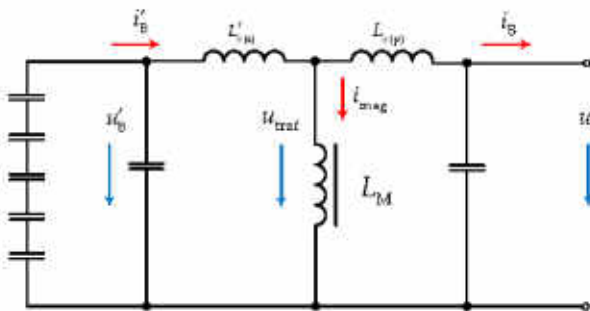
FKH - Facilitating Inter-Attorney Coordination 2022

Anforderungen auf die Normung

44/43

Backup – Ergänzende Informationen

Beispiel – Bahnunruher (SFO)

Hochschule
Zittau/Görlitz
UNIVERSITÄT ZITTAU
UNIVERSITY OF GÖRLITZ

Bemessungsgrößen

- Höchste Spannung für Betriebsmittel

$$U_m = 123 \text{ kV}$$

- Bemessungs-Blitzstoßspannung

$$U_{w(\text{II})} = 550 \text{ kV}$$

FKH - FACILITATING INFORMATION COORDINATION 2022

Anforderungen auf die Normung

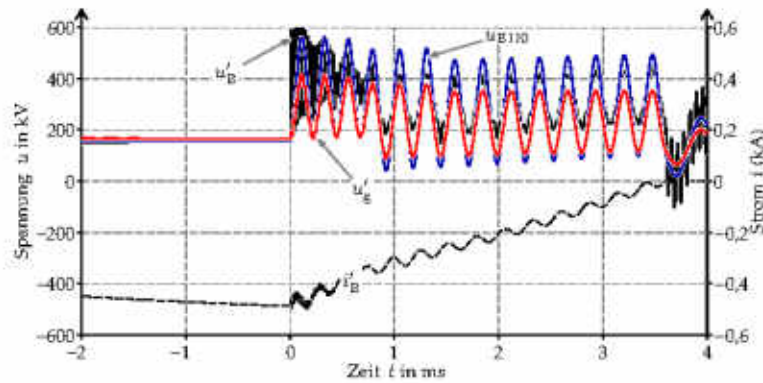
42/43

Backup – Ergänzende Informationen

Beispiel – Bahnumrichter (SFO)



Hochschule
Zittau/Görlitz
UNIVERSITÄT DER ANWENDENDEN WISSENSCHAFTEN



- Höchste Spannung für Betriebsmittel

$$U_m = 123 \text{ kV}$$

- Bemessungs-Blitzstoßspannung

$$U_{w(1)} = 550 \text{ kV}$$

FKH - Fachtagung

22. November 2022

Isolationskoordination

Ursachen von Überspannungen im Betriebs- und Fehlerfall

Dr.sc. Michael Walter

Fachkommission für Hochspannungsfragen

Funktion und beruflicher Werdegang

Herr Walter studierte Elektrotechnik und Informationstechnologie an der ETH Zürich, wo er anschliessend als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Elektrische Energieübertragung und Hochspannungstechnologie 2013 auf dem Gebiet der HVDC-Leistungsschalter promovierte. Bis 2021 arbeitete er für GE (ehemals ALSTOM) als Abteilungsleiter Technische Dienste und Prüfungen und leitete die akkreditierten Prüflabore von GE am Standort Oberentfelden. In seiner Tätigkeit für GE lag der Forschungsschwerpunkt von Herrn Walter in der Entwicklung von SF₆-freien Schaltanlagen und den dazu notwendigen Handlings- und Messgeräten. Im Zeitraum 2018 - 2021 war Herr Walter zusätzlich Vorstandsmitglied der FKH, bis er im Oktober 2021 Vollzeit zur FKH wechselte und seit Januar 2022 die Funktion des FKH-Geschäftsleiters ausübt. Herr Walter ist Mitglied im TK42 und aktiv in verschiedenen CIGRÉ Arbeitsgruppen.

Ursachen von Überspannungen im Betriebs- und Fehlerfall

Dr. sc. Michael Walter

Fachkommission für Hochspannungsfragen

1 Kurzfassung

Komponenten der Hochspannungsnetze werden im Betrieb durch betriebsfrequente und transiente Überspannungen beansprucht. Diese können sich ergeben, aus ungünstigen Betriebszuständen, durch Schalthandlungen, durch Blitzeinschläge in Freileitungen, oder sie sind Folge von Isolationsfehlern im betroffenen oder benachbarten Equipment. Durch die geeignete Wahl der Betriebsmittel anhand ihrer Kenndaten, in Kombination mit technischen Schutzmassnahmen (z.B. Ableiter, Erdseil auf Freileitung, kontrolliertes Schalten) kann sichergestellt werden, dass die Belastung für das Equipment nicht zum Isolationsversagen führt.

Der Beitrag gibt einen Überblick über die Entstehung von Überspannungen, ordnet deren Belastung für die Betriebsmittel ein und zeigt Einflussfaktoren zur Reduktion der Überspannungen auf. Der Fokus wird auf das Entstehen von Schaltüberspannungen beim Schalten kritischer Lasten gelegt und auf den Einfluss der Sternpunktbehandlung im 1-phasigen Fehlerfall.

2 Einführung

Bei Überspannungen wird unterschieden zwischen *spannungsbestimmten Beanspruchungen* und *energiebestimmten Beanspruchungen* (siehe Abbildung 1). Spannungsbestimmte Beanspruchungen ergeben sich aus der betriebsfrequenten Wechselspannung, beziehungsweise aus zeitweisen betriebsbedingten Überspannungen. Mit energiebestimmten Beanspruchungen sind Fälle gemeint, in denen die eingeprägte Ladung eines Blitzes oder die gespeicherte Restenergie in Kapazitäten oder Induktivitäten nach Schalthandlungen die Amplitude der Überspannung prägen.

Ziel der Isolationskoordination ist es, dass für sämtliche auftretende Belastungsformen die Isolationsfestigkeit des Betriebsmittels über der maximalen Amplitude der belastenden Spannungsformen liegen (siehe Abbildung 2). Dies wird durch das gewählte Blitzschutzkonzept, die Beherrschung der Schaltfälle, die Wahl der Sternpunktbehandlung sowie weiterer technischer Massnahmen, wie den Einsatz von Ableitern erreicht.

Kategorie	niederfrequent		transient	
	dauernd	zeitweilig	langsame Anstieg	schneller Anstieg
Spannungs- bzw. Überspannungsformen				
Bereich der Spannungs- bzw. Überspannungsformen	$f = 50 \text{ Hz oder } 60 \text{ Hz}$ $T_T \geq 3600 \text{ s}$	$10 \text{ Hz} < f < 500 \text{ Hz}$ $0.02 \text{ s} \leq T_T \leq 3600 \text{ s}$	$20 \mu\text{s} \leq T_T \leq 5000 \mu\text{s}$ $T_T \leq 20 \text{ ms}$	$0.1 \mu\text{s} \leq T_T \leq 20 \mu\text{s}$ $T_T \leq 300 \mu\text{s}$
Genannte Spannungsform				
Genannte Stehspannungsprüfung	"	Kurzzeitwechselspannungsprüfung	Schaltstoßspannungsprüfung	Blitzstoßspannungsprüfung

Betriebsfrequente Spannungen, Hochfrequente Überspannungen
Spannungsbestimmt

Temporäre Überspannungen, Niederfrequente Überspannungen
Energiebestimmt

Abbildung 1: Spannungsbestimmte und Energiebestimmte Belastungen (aus [1] mit Ergänzungen)

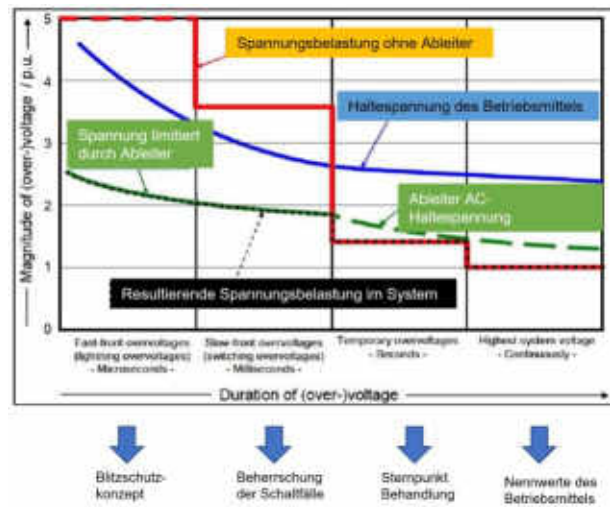


Abbildung 2: Resultierende Spannungsbelastung des Systems nach Umsetzung technischer Massnahmen

Die resultierende Amplitude in p.u. der Überspannung im Einzelfall ist abhängig von ihrer Ursache, von der Netztopologie und den Schutzelementen. Eine gute Übersicht über typische Überspannungen findet sich in der IEC 60099-6 "Surge arrestors – selection and application recommendations" [3]. Die entsprechende Tabelle ist in Abbildung 3 dargestellt. Typische Belastungen liegen im Bereich von 1-3 pu. In ungünstigen Fällen können Belastungen über 4 pu auftreten.

Sources	Typical p.u. Range (1 p.u. = $\sqrt{2} \times U_N / \sqrt{3}$)	Breaker RRRV kV/μs
Temporary Overvoltages:		
• Single-Line-To-Earth Faults		
Solidly Earthed Neutral System	1.3 to 1.6	
Isolated Neutral System	$\sqrt{3}$	
Impedance Earthed Neutral System	up to 2.0	
• Load Rejection	1.2 to 1.5	
• Ferrareri Effect		
200 km line	1.50	
300 km line	1.10	
• Closing of Transformer-Terminated Line	1.2 to 1.6	
Slow-front Overvoltages:		
• Line Energization		
De-energized Line	1.5 to 2.0	
• Three-phase reclosing without Preinsertion Resistor	3.0 to 3.7	
• Three-phase reclosing with Preinsertion Resistor	1.5 to 2.2	
• Three-phase reclosing with arrester (3 sets at 1.5 p.u. $\sqrt{2} \times U_N$)	1.5 to 2.5	
• Three-phase reclosing with Breaker Control Closing at zero voltages	1.5 to 1.7	
Single-phase reclosing:		
Fault Initiation		
• Unfaulted Phase	2.1	
• Coupled Circuit	1.5	

Fault Clearing:	1.7 to 1.9
Shunt Capacitor Switching:	
• Earthed: breaker condition without restrike	1.7
• Isolated:	
breaker with restrikes, no surge arrester	> 3.0
breaker with restrikes, with surge arrester	~ 2 to 3 rd
(* specific overvoltages are dependent on arrester ratings and installation.)	
Circuit Breaker Transient Recovery Voltages (TRV) & Rate-of-Rise-of-Recovery Voltages (RRRV; kV/μs):	
• Normal Circuits: TRV crests	1.7
RRRV	< 2.0
• Inductive circuits: TRV crests	~ 3.0
RRRV, no TRV capacitors	> 4.0
RRRV, with TRV capacitors	< 3.0
• Fast-front Line surges Entering Substations	
Unshielded Line	> 4.0
Shielded Line	< 4.0

Die real auftretenden Überspannungsamplituden sind abhängig von ihrer Ursache, der Netztopologie und den vorhandenen Schutzelementen.

Abbildung 3: Typische Überspannungen für verschiedene Fehler- und Schaltfälle (aus [2] mit Ergänzungen)

3 Betriebszustände als Quelle von Überspannungen

Die Empfehlungen Netzanschluss des VSE (siehe Abbildung 4) schreiben vor, im Falle von Spannungen am Einspeisepunkt über 1.15 pu während 2 s, respektive 1.25 pu während 0.7 s, Generatoren vom Netz zu trennen. Die Einstellungen des Überspannungsschutzes werden von den Kraftwerken entsprechend implementiert. Die Speisespannung von Kraftwerken kann also höher liegen als die Nennbetriebsspannung des Netzes, der Überspannungsschutz limitiert aber die maximal auftretende Amplitude.

Netzkomponenten werden so ausgewählt, dass zwischen der Nennbetriebsspannung des Netzes und der Bemessungsspannung des Betriebsmittels ausreichende Reserven liegen, sodass auch im Falle einer Überspannung im Betrieb die Bemessungsspannung des Betriebsmittels nicht überschritten wird.

Ein Spezialfall stellen Kraftwerke dar, die über eine lange Zuleitung ans Netz angeschlossen werden, sodass entlang dieser Leitung ein deutlicher Spannungsabfall entsteht. Im Wallis wird z.B. mit erhöhter Spannung eingespeist, um am Netzknotenpunkt mindestens 220 kV zu erreichen. Die betroffenen Netzkomponenten der Zuleitung sind hierfür auf die nächsthöhere Nennspannungsklasse U_m ausgelegt, weil die Reserve mit $U_m = 245$ kV gegebenenfalls nicht ausreichen würde.

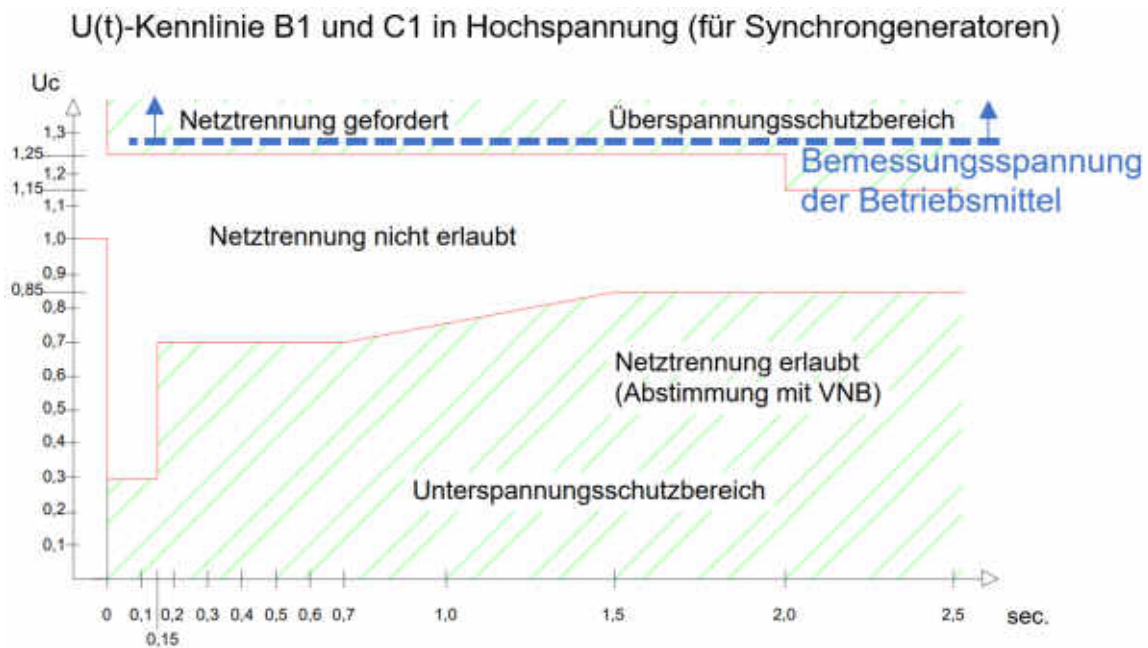


Abbildung 4: Überspannungsschutzbereich anhand der VSE Empfehlungen Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen (aus [3] mit Ergänzungen)

3 Schalthandlungen als Quelle von Überspannungen

Die Grundschnitfälle zum Verständnis transients Vorgänge im Netz sind das Schalten von resistiv dominierten, induktiv dominierten und kapazitiv dominierten Lasten, wie in Abbildung 5 dargestellt. Die meisten Schnitfälle lassen sich als Überlagerung dieser drei Fälle herleiten, daher ist es wichtig deren Verhalten zu verstehen.

Lastunabhängig findet die Stromunterbrechung durch den Leistungsschalter immer im oder nahe beim Stromnulldurchgang $I = 0$ statt, da hier die dem Lichtbogen zugeführte Leistung $P = R_{arc} I^2$ in diesem Moment zu Null wird und der Lichtbogen gelöscht werden kann. Wichtig zum Verstehen der Schnitfälle ist weiter die Erkenntnis, dass es sich beim Schalter nicht um ein ideales Element handelt. Der Strom durch den Schalter kann zu früh abreißen oder ein Schalter kann aufgrund seiner endlichen Bewegung seiner Kontakte (und der daraus resultierenden sich graduell aufbauenden Spannungsfestigkeit) während dem Unterbrechungsvorgang einmalig oder mehrfach rückzünden.

Eine rein resistive Last hat Strom und Spannung in Phase und beinhaltet keine Elemente zur Energiespeicherung. Es entsteht daher auf der Lastseite keine Überspannung wie in Abbildung 5 dargestellt. Über den Schaltkontakten liegt lediglich 1 pu an.

Bei einer induktiven Last eilt die Spannung dem Strom um 90° vor, sodass beim Stromnulldurchgang das Spannungsmaximum an der Last anliegt. Wird der Strom exakt im Stromnulldurchgang unterbrochen, entsteht keine Überspannung. In einigen Fällen, insbesondere beim Schalten kleiner induktiver Lastströme mit einem Schalter, der für deutlich grössere Fehlerströme ausgelegt ist, kann ein Unterbrechen kurz vor dem Stromnulldurchgang (ein sogenanntes Current-Chopping) den Strom abreißen lassen. Die gespeicherte Restenergie in der Induktivität oszilliert infolgedessen hochfrequent mit der kleinen Parallelkapazität der Last und führt zu einer Überspannung in der Grössenordnung von $\hat{U} = \hat{I} \sqrt{L/C}$. Über die Trennstrecke gesehen überlagert sich diese hochfrequente Schwingung mit der 1 pu der 50-Hz-Schwingung der Quelle. Über den Schalter können sich hierbei Spannungen bis 2 pu oder mehr bilden. Ein dreiphasiges Beispiel ist in Abbildung 6 dargestellt.

Bei einer kapazitiven Last eilt der Strom der Spannung um 90° vor, sodass beim Stromnulldurchgang ebenfalls ein Spannungsmaximum entsteht. Ohne vorhandene Entladung bleibt die Kapazität im Spannungsmaximum geladen, während die Quellenseite weiter mit 1 pu und 50 Hz oszilliert. Über der Trennstrecke ergibt sich eine Spannungsdifferenz von maximal 2 pu. Ein Beispiel ist in Abbildung 7 dargestellt.

Sowohl im induktiven - als auch im kapazitiven Fall sind Rückzündungen im Schalter gefährlich. Dies, weil Rückzündungen vorzugsweise zum ungünstigen Zeitpunkt eines Spannungsmaximum über der Trennstrecke stattfinden und dadurch eine Transiente mit bis zu 2 pu angeregt wird. Durch mehrmaliges Zünden und Verlöschen kann sich die Belastung im Extremfall noch weiter aufschaukeln.

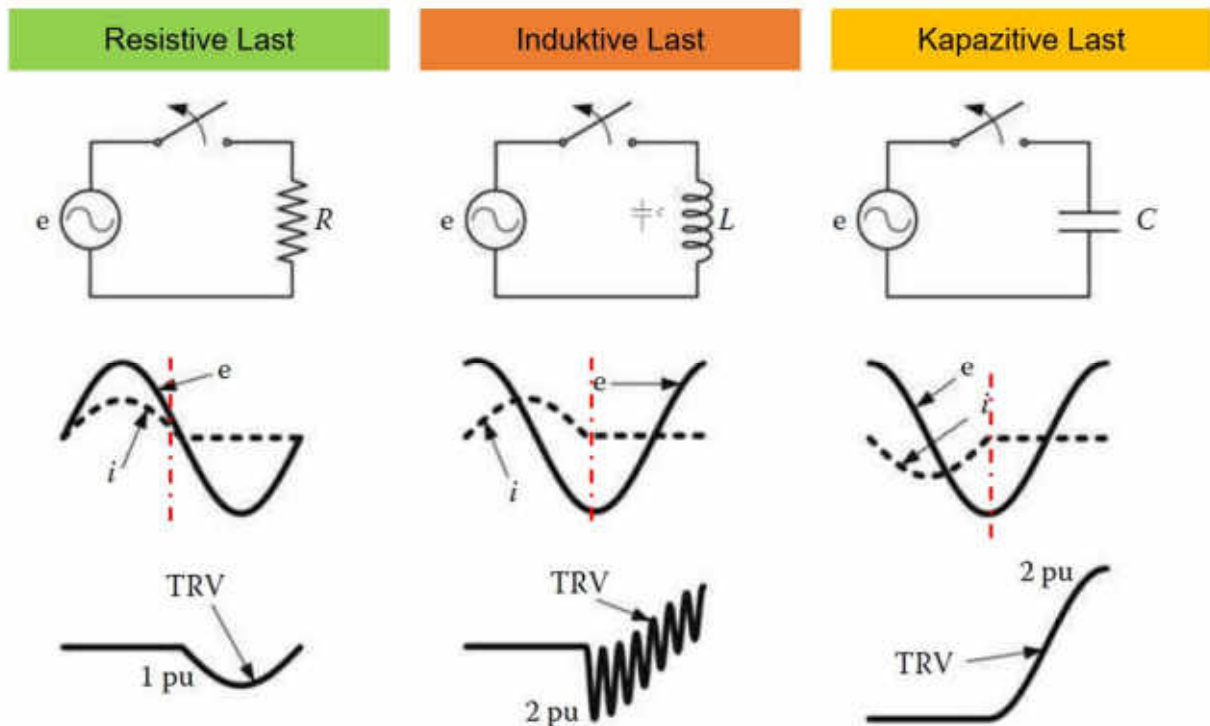


Abbildung 5: Grundschriftfälle: Ausschalten von resistiven, induktiven und kapazitiven Lasten [4]

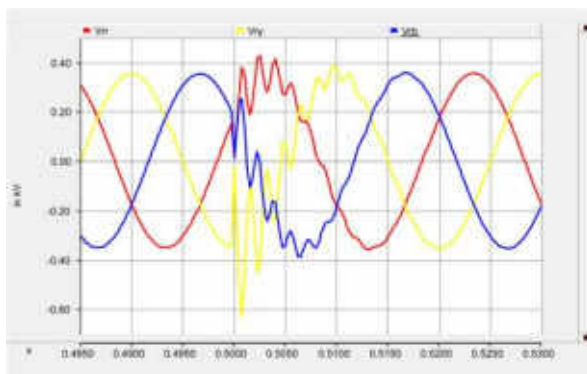


Abbildung 6: Beispiel zur Unterbrechung einer 3-phasigen induktiven Last ohne Rückzündung

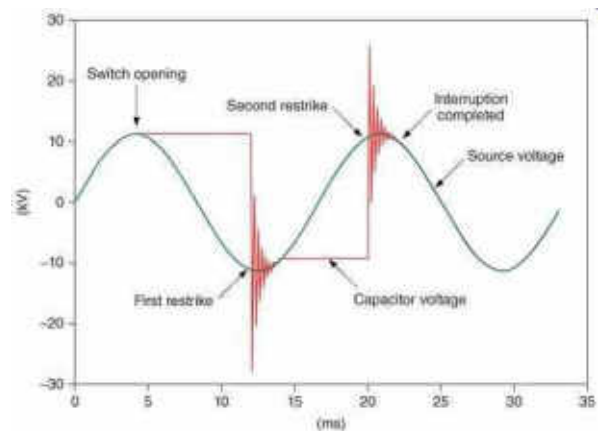


Abbildung 7: Beispiel zur Unterbrechung einer 1-phasigen kapazitiven Last mit Rückzündung.

Beim Zuschalten einer Last können ebenfalls transiente Vorgänge angeregt werden. Die rein resistive Last stellt hier wieder den unkritischen Fall dar, weil keine Energiespeicher vorhanden sind. Das Zuschalten einer rein induktiven Last (mit Ausnahme von Transformatoren, welche über eine Restremanz verfügen können) ist ebenfalls unkritisch, da im Zuschaltzeitpunkt der Stromfluss nicht schlagartig springen kann.

Kritisch hingegen ist das Zuschalten einer Kapazität im Spannungsmaximum. Dies kann zu hohen Einschaltströmen führen, da die ungeladene Kapazität im ersten Moment nahezu, wie ein Kurzschluss wirkt.

Ein Spezialfall stellt das Zuschalten einer entladenen oder geladenen leerlaufenden Leitung dar. Wird eine ungeladene Leitung im positiven Spannungsmaximum eingeschaltet, entsteht eine Spannungswelle von 1 pu, welche sich entlang der Leitung mit nahezu Lichtgeschwindigkeit ausbreitet. Im ungünstigsten Fall einer auf 1 pu negativ geladenen Leitung, welche im positiven Spannungsmaximum eingeschaltet wird, entsteht sogar eine Welle mit Amplitude 2 pu. Handelt es sich um eine leerlaufende Leitung, wird die Welle am entfernten Leitungsende reflektiert. Es entsteht durch Überlagerung der hin- und rücklaufenden Welle ein Verstärken der Spannungswelle auf 2 pu bei ungeladener Leitung, respektive 3 pu bei negativ geladener Leitung. In der Praxis existiert bei langen Leitungen natürlich eine gewisse Dämpfung der Welle mit zunehmender Distanz, sodass die 4 pu in Realität nicht ganz erreicht werden. Ein kritischer Fall stellt jedoch z.B. ein kurzes offenes Leitungsstück dar.

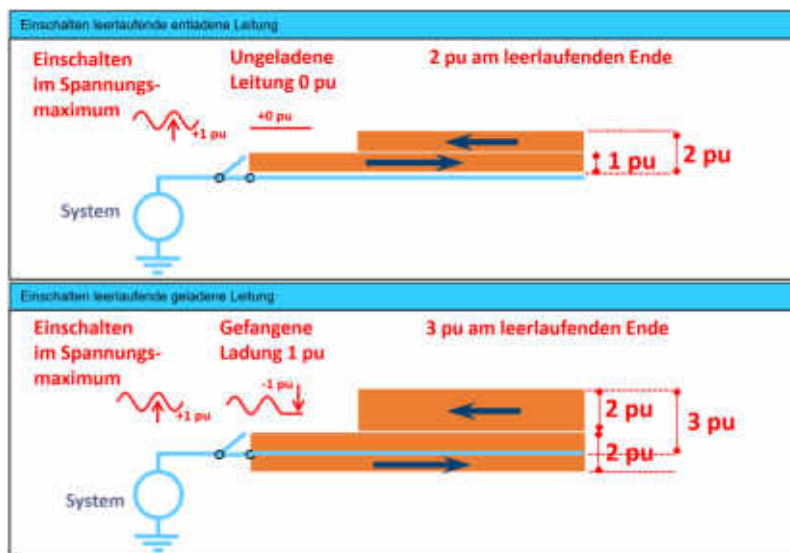


Abbildung 8: Symbolgrafik zum Einschalten einer geladenen leerlaufenden Leitung im Spannungsmaximum

4 Blitzeinschläge als Quelle von Überspannungen

Die Ladungseinprägung aufgrund von Blitzeinschlägen in einer Freileitung kann man sich analog zum Verhalten einer Stromquelle vorstellen, wie in Abbildung 9 dargestellt. Trifft ein Blitz eine Phase einer Freileitung, teilt sich die Blitzwelle in zwei Teilwellen auf, die sich in die entgegengesetzten Richtungen bewegen. Die Spannungsamplitude U der Welle ergibt sich aufgrund der Impedanz Z der Leitung.

Im Falle von leerlaufenden Leitungen oder bei Impedanzänderungen, wie Übergängen von Freileitungsstücken in Kabelabschnitte oder Transformatoren können sich, ähnlich wie im Beispiel des Zuschaltens der leerlaufenden Leitung, Reflexionen und Spannungsverdopplungen ergeben.

Blitzeinschläge treffen vor allem Freileitungen aufgrund ihrer Exponiertheit und ihrer räumlichen Ausdehnung. Teilverkabelte Abschnitte oder Unterwerke können indirekt durch die aus einer Freileitung einlaufende Welle belastet werden. Bei reinen Kabelnetzwerken, wie es häufig in städtischen Mittelspannungsnetzen der Fall ist, sind Blitze

dagegen unkritisch, weil die Kabel meist unterirdisch verlaufen und daher nicht direkt vom Blitz getroffen werden können.

Blitzeinschläge in Freileitungen mit Stromamplituden von 100 kA und mehr sind zwar unwahrscheinlich, können aber gemäss Abbildung 10 auftreten. Es wäre unverhältnismässig die Isolation eines Betriebsmittels für den Jahrhundertblitz von mehreren 100 kA auszulegen. Stattdessen sind technische Schutzmassnahmen anzuwenden, um die negativen Folgen eines Blitzeinschlags zu reduzieren.

Bei der Auswahl der zu schützenden Betriebsmittel ist zwischen selbstheilender Isolation (erlangt nach dem Verlöschen des Überschlags wieder die volle Spannungsfestigkeit) und nicht-selbstheilender Isolation (trägt permanente Schädigung davon im Falle eines Isolationsversagens) zu unterscheiden. Erstere sind z.B. Luftisulationsstrecken zwischen Freileitungsseilen, letztere betreffen die innere Apparateisolation z.B. von Trafos, Wandlern oder teilverkabelten Strecken. Bei selbstheilender Isolation kann ein seltener Überschlag bei Blitzeinschlag aus Sicht der Risikoabwägung in Kauf genommen werden. Mit OC-Schaltungen oder durch Selbstlöschung des Fehlers (bei isolierten oder gelöschten Netzen) wird der Einfluss auf den Betrieb minimiert. Manche Netzbetreiber legen die Isolationsfestigkeit der Freileitungen sogar bewusst tiefer aus als die der restlichen Betriebsmittel, sodass die Freileitungsisolatoren das schwächste Betriebsmittel im Netz darstellen und somit die restlichen Betriebsmittel (welche meist nicht selbstheilende Isolation beinhalten) indirekt schützen. Bei höheren Spannungsebenen verhindern zudem Erdseile auf Freileitungen, dass der Blitz direkt in eine Phase einschlägt und reduzieren dadurch die Wahrscheinlichkeit eines Überschlags. Betriebsmittel mit nicht-selbstheilender Isolation hingegen müssen z.B. mit Ableitern geschützt werden, wenn sie nicht über ausreichende Isolationsreserve verfügen. Auf die Auswahl und die richtige Positionierung der Ableiter wird in anderen Beiträgen dieser Konferenz näher eingegangen.

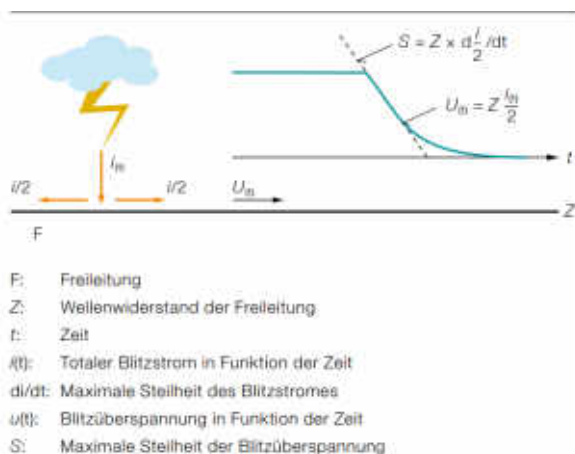


Abbildung 9: Amplitude und Steilheit der Spannungswelle als Funktion der eingepprägten Stromwelle in Folge eines Blitzeinschlags in eine Freileitung [5]

Bild 38: Statistische Auswertung weltweit gemessener Blitzströme. Dargestellt ist die Wahrscheinlichkeit des Auftretens über dem Scheitelwert der Blitzströme.

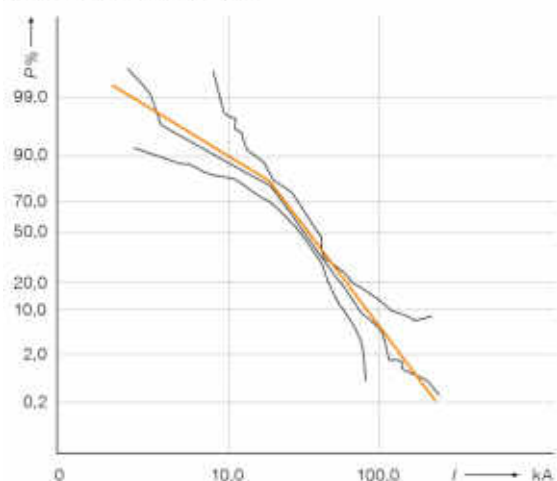


Abbildung 10: Wahrscheinlichkeit eines Blitzeinschlags relativ zur Blitzstromstärke [5]

5 Isolationsfehler als Quelle von Überspannungen

Rein statistisch gesehen ist der 1-polige Erdschluss über alle Spannungsebenen gesehen der häufigste Isolationsfehler. In 15 % der Fälle tritt er permanent auf, in allen restlichen Fällen kann der Fehler über kurzzeitige Abschaltung (O-C, O-CO-C, O-CO-CO-C) oder Selbstlöschung behoben werden, wie in Abbildungen 11 und 12 dargestellt.

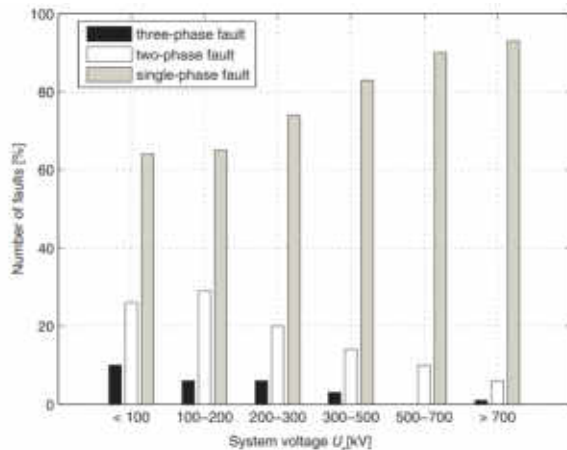


Abbildung 11: Der prozentuale Anteil an 1-poligen Isolationsfehlern dominiert [6]

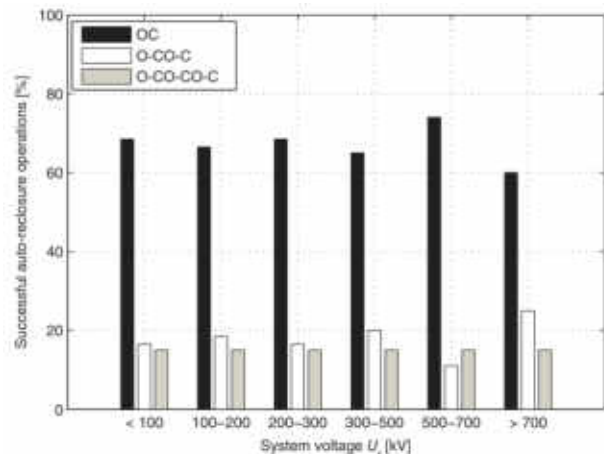


Abbildung 12: Der prozentuale Anteil von erfolgreich behobenen Fehlern durch das Ausführen von mehreren O-C-Schaltungen überwiegt. [6]

Der einpolige Fehler wird stark durch die Behandlung des Sternpunkts beeinflusst. Dies, weil der Sternpunkt dem Fehlerstrom einen Rücklaufpfad gibt. Der Zielkonflikt bei der Wahl des Sternpunkts wird durch die Anforderungen in Abbildung 13 aufgezeigt. Durch geschickte Wahl der Sternpunktbehandlung soll entweder die Überspannung auf den gesunden Phasen minimiert werden, der Weiterbetrieb des Netzes im 1-poligen Fehlerfall ermöglicht, oder der Fehlerstrom minimiert werden. Es ist daher nicht erstaunlich, dass abhängig von der Spannungsebene verschiedene Lösungen in den Netzen zu finden sind. Sogar auf derselben Spannungsebene ergeben sich Unterschiede zwischen den Ländern und einzelnen Netzbetreibern in der Behandlung des Sternpunkts. Wichtig werden diese Unterschiede beim Zusammenschalten von Netzen mit unterschiedlicher Sternpunktbehandlung oder, wenn aufgrund einer ungünstigen Schaltkonstellation nach einer Teilabschaltung, sich ein isoliertes Teilnetz ausbildet, wodurch sich die Erdimpedanz des Netzes verändert.

Stromabhängige Forderungen	Kleine Fehlerstromstärken
	Geringe Auswirkungen der Störlichtbögen, möglichst selbständiges Erlöschen
	Geringe Beeinflussung anderer Leitungsnetze z.B. der Bahn und der Fernmeldeleitungen
	Kleine Schritt- und Berührungsspannungen in der Nähe der Fehlerstelle
Spannungsabhängige Forderungen	Nur geringe Anhebung der betriebsfrequenten Spannungen in den fehlerfreien Leitern
	Verwendung von Überspannungsableitern mit kleiner Nennspannung
	Vermeiden von Erdschlußfolgefehlern bei einwandfreier Isolation z.B. von Doppelerdschlüssen
	Vermeidung von Überspannungen als Folge des Zündens und Löschens von Erdschlußlichtbögen und von Schalthandlungen
	Vermeiden von Verlagerungsspannungen im fehlerfreien Betrieb auch bei Vielfachleitungen
	Vermeiden von Ferroresonanzen nach Erdschlußbeseitigung und bei Schalthandlungen

Abbildung 13: Technische Anforderungen an eine optimale Sternpunktbehandlung [7]

Es stehen die in Abbildung 14 dargestellten Möglichkeiten zur Sternpunktbehandlung zur Verfügung. Die ersten beiden Fälle bieten dem 1-poligen Fehlerstrom einen hochohmigen Rücklaufpfad. Die Fälle 3 und 4 bieten dem 1-poligen Fehlerstrom einen niederohmigen Rücklaufpfad:

1. **Freier Sternpunkt:** Kein Sternpunkt eines Transformators im Netz ist geerdet. Der Fehler hat somit nur die Netzkapazität als Rücklaufpfad. Der Fehlerstrom ist klein, steigt aber mit grösserer Ausdehnung des Netzes. Der Nachteil dieser Variante ist, dass sich die Phasenspannung der gesunden Phasen durch Sternpunktverschiebung um bis zu einem Faktor $\sqrt{3}$ anhebt. Ein Aufrechterhalten des Lastflusses und somit ein Weiterbetrieb des Netzes im Fehlerfall ist möglich.
2. **Erdschlusskompensation mittels Löschdrossel (auch resonante Sternpunktterdung mittels Petersenspule genannt):** Mindestens ein Sternpunkt (oder auch mehrere) wird mittels einer variablen Löschdrossel geerdet, die restlichen könnten offenbleiben. Die Drossel wird so gewählt und geregelt, dass der induktive Fehlerstrom im Erdschlussfall den kapazitiven Fehlerstrom aus der Netzkapazität ausgleicht. Dadurch wird der Fehlerstrom minimiert und kann auch für ausgedehnte Netze sehr klein gehalten werden. Es tritt ebenfalls eine Anhebung der «gesunden» Phasenspannung um typischerweise Faktor $\sqrt{3}$ auf. Ein Aufrechterhalten des Lastflusses und somit ein Weiterbetrieb des Netzes im Fehlerfall ist möglich.
3. **Strombegrenzende Sternpunktterdung mittels Impedanz:** Mindestens ein Sternpunkt (oder auch mehrere) wird mittels niederohmiger Impedanz geerdet, die restlichen bleiben offen. Dadurch wird der maximal mögliche Fehlerstrom gegenüber einer starren Sternpunktterdung reduziert. Das Anheben der Phasenspannung der gesunden Phasen wird ebenfalls reduziert., Ein Weiterbetrieb im Fehlerfall ist nicht möglich.
4. **Starre Sternpunktterdung:** Mindestens ein Sternpunkt (oder auch mehrere) werden direkt mit Erde verbunden, die anderen bleiben offen. In dieser Variante treten die höchsten Fehlerströme, aufgrund des niederohmigen Rücklaufpfads für den 1-poligen Fehlerstrom, auf. Ein Anheben der Phasenspannung der gesunden Phasen findet nicht statt. Ein Weiterbetrieb im Fehlerfall ist nicht möglich.

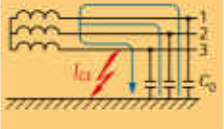
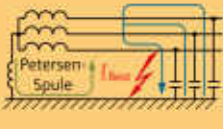
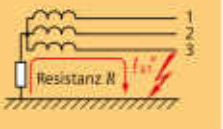
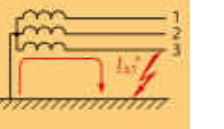
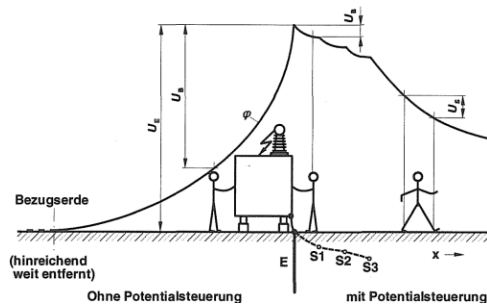
Sternpunktbehandlung	Freier Sternpunkt	Erdschlusskompensation	Niederohmige Sternpunktterdung	
			Mit Impedanz	starr
Schaltung				
Ziel	Weiterbetrieb bei einem 1-poligen Fehler		Selektive Abschaltung eines 1-poligen Fehlers	

Abbildung 14: Möglichkeiten zur Sternpunktbehandlung [8]

Auswirkungen der 1-poligen Fehlerströme:

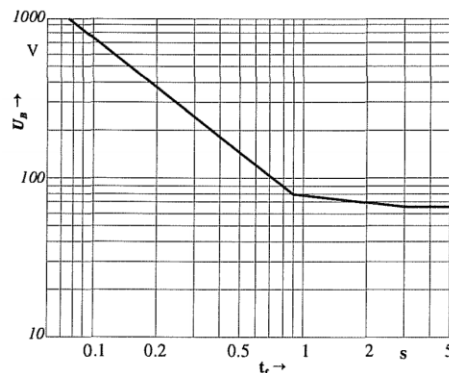
Hohe Fehlerströme können in der Umgebung der Erdverbindung der Betriebsmittel sowie im Umfeld des Fehlerorts zu einer Anhebung des Erdpotentials führen. Folge davon können für Lebewesen gefährliche Erdungsspannungen sein, die als Schrittspannungen

oder Berührungsspannungen abgegriffen werden können. In Abbildung 15 sind die maximal zulässigen abgreifbaren Spannungen dargestellt und es wird aufgezeigt, in welchem Fall der Sternpunktbehandlung welcher Stromanteil für die Berührungsspannung verantwortlich ist. Der effektiv auftretende Spannungsabfall im Einzelfall vor Ort ist abhängig von der Leitfähigkeit des Bodens. Der zu erwartende Potenzialverlauf und die daraus resultierenden Berührungs- und Schrittspannungen können messtechnisch durch einprägen eines künstlichen Fehlerstroms vor Ort zur Überprüfung der Wirksamkeit des Erdungssystems ermittelt werden.



Sternpunktbehandlung im Netz	isolierter Sternpunkt	Erdschlusskompensation	niederohmige Sternpunktterdung
Maßgebend für: Erderspannung (Berührungsspannung)	I_C	mit Spule: $\sqrt{I_{ESP}^2 + I_{Rest}^2}$ ohne Spule: I_{Rest}	I_E
Thermische Belastung der Erde und Erdungs- sammelleitungen	$I_{KEE}^{//}$	$I_{KEE}^{//}$	$I_{klp}^{//}$
Erdungsleitungen	I_C	mit Spule: $\sqrt{I_{ESP}^2 + I_{Rest}^2}$ ohne Spule: I_{Rest}	$I_{klp}^{//}$
Einzuhaltende Erde- und Berührungs- spannungen U_E und U_B	$U_B \leq 65 \text{ V}, U_E \leq 130 \text{ V}$; keine Maßnahmen erforderlich		
	$U_E > 130 \text{ V}$ dann $U_{ES} \leq 65 \text{ V}$ oder Ersatzmaßnahmen		$U_E > 130 \text{ V}$ dann U_B nach Bild 11 oder Schnellausschaltung und Ersatzmaß- nahmen
I_C I_{Rest} I_{ESP} $I_{KEE}^{//}$ $I_{klp}^{//}$	kapazitiver Erdschlußstrom Erdschlußreststrom Summe der Nennströme der parallelgeschalteten Erdschlußspulen in der betrachteten Anlage Doppelerdschlußstrom Anfangskurzschlußwechselstrom bei einpoligem Erdschluß Erdungsstrom		

Abbildung 15:
(links oben) Definition des Erdpotentials, der Berührungs- und Schrittspannung, (rechts oben) Massgebender 1-poliger Fehlerstrom abhängig von der Sternpunkt-behandlung, (rechts unten) Maximal zulässige abgreifbare Spannung im Umfeld eines Betriebsmittels in Abhängigkeit der Belastungsdauer [9]



Zur Vermeidung von gefährlichen Spannungen und um Schäden aufgrund der thermischen Energie des Lichtbogens zu vermeiden, sind Fehlerströme möglichst klein zu halten und/oder möglichst schnell zu unterbrechen. Ein minimaler Restfehlerstrom ist allerdings sinnvoll, um den Fehler zuverlässig detektieren zu können. Somit sind Fehlerströme im Bereich von einigen 10 A erstrebenswert.

Der Aspekt des Weiterbetriebs des Netzes im 1-poligen Fehlerfall:

Bei ausreichend kleinen Fehlerströmen, wie im Falle eines offenen Sternpunkts oder eines gelöschten Netzes, ist es im Prinzip möglich, das Netz mit bestehendem 1-poligem Fehler weiterzubetreiben. Bei Lichtbögen von wenigen 10 A kann der Fehlerstrom selbstständig löschen, was im besten Fall zur Beseitigung des Fehlers führt, ohne dass Massnahmen getroffen werden müssen.

Der Weiterbetrieb im Fehlerfall ermöglicht einen unterbruchsfreien Lastfluss und hilft, den Fehler zu orten. Der Weiterbetrieb im Fehlerfall ist allerdings mit Risiken verbunden. Aus zwei Gründen steigt die Gefahr eines 2-poligen Erdschlusses. (Der 2-polige Fehler ist für das Netz um einiges kritischer und erzwingt ein Abschalten der betroffenen Bereiche.)

Erstens erhöht eine lange Lichtbogenbrenndauer im Bereich des Erdschlusses die Gefahr, dass sich der Lichtbogen ausdehnt, wandert und dadurch benachbarte Phasen erreichen kann. Zweitens, wenn die Fehlerursache permanent vorliegt, entsteht ein repetitives Wiederspülen des Fehlers. Im Falle von Netzen mit offenen Sternpunkten bildet die Wiederspülung in jeder Halbwelle den Regelfall. Im Falle resonanter Sternpunktbehandlung können Wiederspüungen im Sekundenrhythmus auftreten.

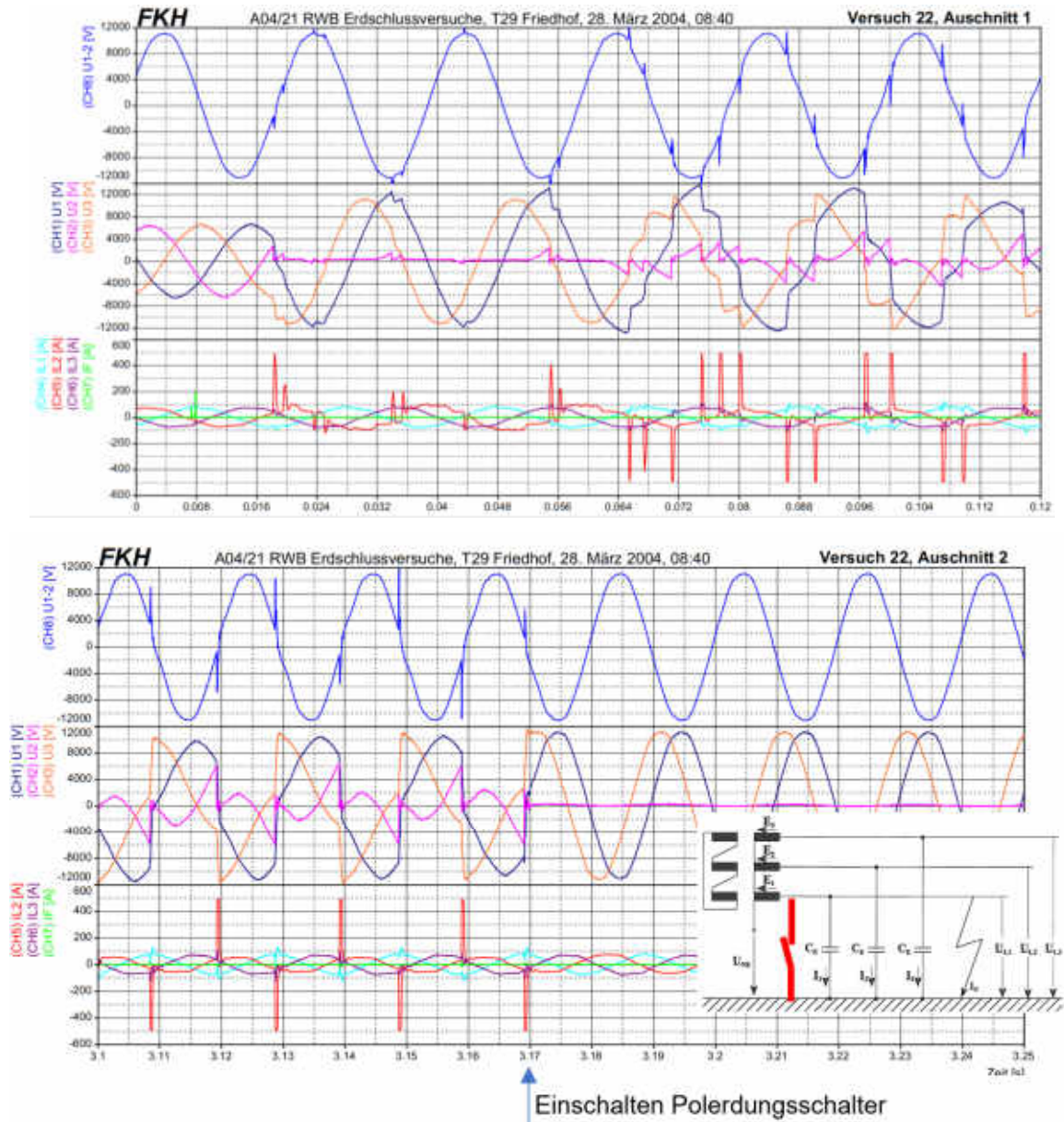


Abbildung 16: Beispiel eines intermittierenden 1-poligen Fehlers im Falle eines Netzes mit offenem Sternpunkt (oben). Im unteren Beispiel wurde zur Beseitigung der Wiederspüungen mittels Polerdungsschalter die fehlerhafte Phase zum Zeitpunkt 3.17 s auf Erde gelegt. Der Polerdungsschalter ist im Schema rot dargestellt.

Die Belastung der Isolation durch repetitive (intermittierende) Erdschlüsse ist für die Isolation sehr hoch. Ein Beispiel hierfür ist in Abbildung 16 dargestellt. Eine Massnahme zur Beseitigung von intermittierenden Erdschlüssen sind Polerdungsschalter, welche die fehlerhafte Phase aktiv auf Erde schalten können und somit dem Fehler die treibende Spannung entziehen.

Sternpunktbehandlung in Schweizer Netzen:

Netze über 220 kV werden generell starr geerdet, dies hauptsächlich aus Kostengründen. Weil bei direkter Sternpunktterdung keine Spannungserhöhung in den gesunden Phasen auftritt, können (in Kombination mit Ableitern zum Schutz vor transienten Überspannungen und mit Erdfangseilen zum Schutz vor Blitzeinschlägen) Betriebsmittel eingesetzt werden, welche weniger stark in ihrer Isolationsfestigkeit überdimensioniert sind. Der Nachteil dieser Lösung sind die hohen 1-poligen Fehlerströme.

Tiefere Spannungsebenen werden in der Schweiz meist ebenfalls - starr geerdet ausgeführt, während in Deutschland zwischen 20 kV und 110 kV die Erdung mittels Löschrösseln überwiegt.

Mittelspannungsnetze werden in der Schweiz meist entweder mit isoliertem Sternpunkt oder mit Löschrösseln betrieben. In Deutschland ist der überwiegende Anteil der Mittelspannungsnetze mit Löschrössel ausgeführt. Beide Varianten haben den Nachteil der Spannungsanhebung der gesunden Phasen im Fehlerfall. Dafür ermöglichen sie im Prinzip einen Weiterbetrieb der Netze im 1-poligen Fehlerfall.

7 Zusammenfassung

Betriebsmittel müssen so ausgewählt oder geschützt werden, dass sie den zu erwartenden Belastungen im Betrieb standhalten.

- Hierfür wird die Betriebsspannung und der Überspannungsschutz so gewählt, dass die Bemessungsdaten der Betriebsmittel auch in ungünstigen Betriebsfällen nicht überschritten werden.
- Anhand der Netztopologie werden kritische Schaltfälle identifiziert und die entstehenden Schaltüberspannungen mit den Kenndaten der Betriebsmittel verglichen. Ableiter, Einschaltwiderstände oder kontrolliertes Schalten können die bei Schalt-handlungen auftretende Belastung der Betriebsmittel reduzieren.
- Blitze sind kritisch in Freileitungsnetzen oder gemischten Netzen. Die nicht-selbstheilende Isolation muss mittels Ableiter vor Blitzüberspannungen geschützt werden. Bei selbstheilender Isolation wird der Betriebsunterbruch durch Blitzüberschläge mit OC-Schalthandlungen minimiert oder der direkte Einschlag des Blitzes in die Phasen einer Freileitung mittels Erdseil verhindert.
- Überspannungen im 1-phasigen Fehlerfall werden von der Sternpunktbehandlung beeinflusst. Es besteht der Zielkonflikt zwischen kleinen Fehlerströmen, Weiterbetrieb im Fehlerfall und tiefen Überspannungen auf gesunden Phasen im Fehlerfall.

8 Literatur

- [1] SN EN 60071-1:2006: Isolationskoordination – Teil 1: Begriffe, Grundsätze und Anforderungen.
- [2] IEC 60099-5:2018: Surge arresters – Part 5: Selection and application recommendations
- [3] Internet, 26.10.2022, VSE: Empfehlung Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen, <https://www.strom.ch/de/media/11425/download>
- [4] Internet, 26.10.2022, <https://switchgearcontent.com/2019/09/16/1539/transient-recovery-voltage-trv-in-interruption-of-small-inductive-currents-by-circuit-breakers/>
- [5] ABB, Überspannungsschutz Metalloxidableiter in Mittelspannungsnetzen, Internet, 26.10.2022, https://library.e.abb.com/public/b1629ec8aa7bb206c12578d20032e540/985_abb_awr_mittelspannung_D_low.pdf
- [6] R. Smeets, et.al., Switching in Electrical Transmission and Distribution Systems, Wiley 2015, ISBN: 978-1-118-38135-9
- [7] G. Hoesmann, Sternpunktbehandlung in Deutschland im internationalen Vergleich, ETG-Fachbericht 24: Sternpunktbehandlung, Berlin, VDE-Verlag 1988.
- [8] Siemens – Planung der elektrischen Energieverteilung, Technische Grundlagen, Internet, 26.10.2022, <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:d683c81df25afb360b79c5d48441eeda8b23477b/planung-der-elektrischen-energieverteilung-technische-grundlagen.pdf>
- [9] DIN 57151 / VDE 01441, Erdungen für Starkstromanlagen mit Nennspannungen über 1 kV

FKH - Fachtagung

22. November 2022

Isolationskoordination

Wirkungsweise und Einsatz von Überspannungsableitern

Ektor Sotiropoulos

Hitachi Energy Switzerland, Wettingen

Funktion und beruflicher Werdegang

- Geboren 1985
- 2009, Diplom in Elektrotechnik und Informatik von der NTU Athen (Dipl. Ing.)
- 2012, MSc in Energietechnik von der ETH Zürich
- 2018, MBA von HO University, Griechenland
- 2012-2017 bei der ABB tätig als Projektleiter in der Produktentwicklung von Ableitern
- Seit 2017 Produktmanager für MS- und GIS-Ableiter bei Hitachi Energy

Wirkungsweise und Einsatz von Überspannungsableitern

Ektor Sotiropoulos

Hitachi Energy Switzerland, Wettingen

1 Kurzfassung

Überspannungsableiter sind Teil der Isolationskoordination nach IEC 60071, sie schützen die Isolation von Hochspannungsapparaten vor transienten Überspannungen. Überspannungsableiter auf der Basis von MO-Widerständen haben sich seit den 80er Jahre durchgesetzt und die Funkenstreckenableiter vollständig ersetzt. An Überspannungsableiter werden vielfältige Anforderungen gestellt. Dank der starken nichtlinearen U/I-Charakteristik erfüllen die modernen MO-Widerstände, die in verschiedenen Dimensionen verfügbar sind, in idealer Weise diese Anforderungen. Verschiedene gebräuchliche Bauformen für Freiluft- und gekapselte Anlagen werden vorgestellt und die Klassierung entsprechend der Ableiternorm IEC 60099-4 erläutert.

Entscheidend für einen zuverlässigen Betrieb ist die richtige Auswahl des Überspannungsableiters. Die höchste Betriebsspannung und alle möglichen im Fehlerfalle auftretenden netzfrequenten Überspannungen bestimmen die Dauer- und Bemessungsspannungen der Ableiter. In Abhängigkeit von der Sternpunktbehandlung werden verschiedene Fälle behandelt. Die Ableitstossströme sind meist kleiner als 10 kA, nur bei stationsnahen Einschlägen können höhere Ströme auftreten. Die IEC 60099-4 hat die Nenn-Ableitstossströme auf 2.5 kA, 5 kA, 10 kA und 20 kA normiert und nutzt diese zusammen mit den sechs Ableiterklassen zur Klassierung der Überspannungsableiter nach Energie- und Ladungsaufnahmevermögen. Die Schutzcharakteristik eines Überspannungsableiters, d.h. die Eigenschaft transiente Überspannungen zu begrenzen, ist definiert als die maximale Restspannung in Funktion der Amplitude und Wellenform des Impulsstromes. Der Blitzstosschutzpegel wird bei Nennableitstrom definiert. Das Schutzverhältnis hängt von der U/I-Charakteristik der MO-Widerstände, deren Durchmesser und dem thermischen Verhalten der Ableiterkonstruktion ab. Neben den elektrischen Eigenschaften sind auch die mechanische Festigkeit und, abhängig vom Einsatzort, das Verhalten unter Verschmutzung von grosser Bedeutung. Besonders Überspannungsableiter mit Silikongehäuse haben sich unter Einsatzbedingungen mit starker Verschmutzung dank der Hydrophobie dieser Silikone hervorragend bewährt. Bei Überlastung des Überspannungsableiters verlangt die Norm, dass sich das Gehäuse nicht explosionsartig zerlegt. Dieses Verhalten wird in der Kurzschlussprüfung nachgewiesen. Der beschränkte räumliche Schutzbereich der Überspannungsableiter infolge Wanderwelleneffekten und der Eigeninduktivität des Ableiterstrompfades ist zu beachten.

Abschliessend wird über einige aktuelle Produktinnovationen von Hitachi Energy und zwar die Funkenverhinderungseinheit (SPU) und die Leitungsableiter mit externer Funkenstrecke berichtet.

Sammlung Präsentationsseiten



Wirkungsweise und Einsatz von Ableitern

Ektor Sotiropoulos, Product manager

2022-10-18

© 2022 Hitachi Energy. All rights reserved.

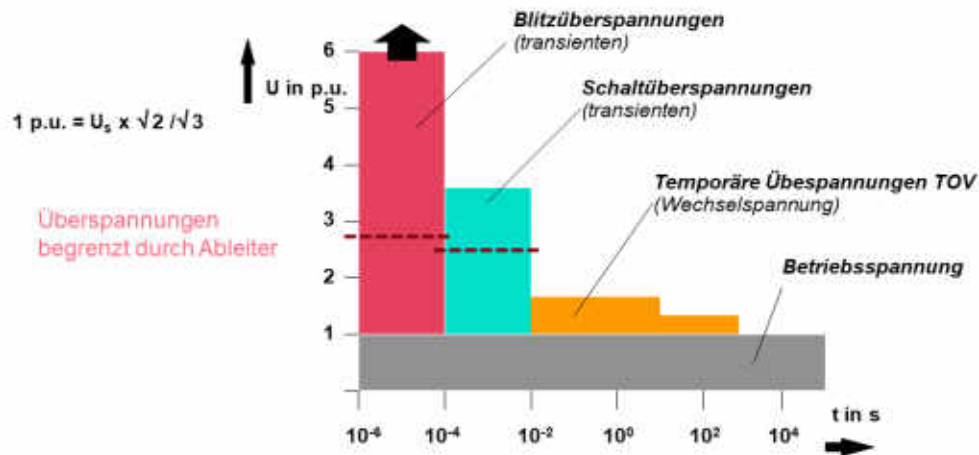


Inhalt



- Spannungen im Netz
- Wozu Überspannungsableitern?
- Technische Anforderungen
- Ein kurze Geschichte des Ableiters
- Das Kernelement: Der MO-Widerstand
- Charakteristiken von MO-Ableitern
- Dimensionierung und Auswahl
- Überprüfung des Schutzpegels
- Schutzbereich
- Entwicklungshöhepunkt Hitachi Energy

Spannungen im Netz

HITACHI
Inspire the Next

3

Internal
© 2022 Hitachi Energy. All rights reserved.

Hitachi Energy

Wozu Überspannungsableitern?

HITACHI
Inspire the Next

- Überspannungsableiter begrenzen transiente (kurzzeitige) Überspannungen
- Schutz der Isolation teurer Apparate (z.B. Trafos)
- Erfüllung der Anforderungen der Isolationskoordination (IEC 60071-1 & -2), die die Auswahl der dielektrischen Festigkeit der Apparate im Netz für zuverlässigen Betrieb festlegt.



4

Internal
© 2022 Hitachi Energy. All rights reserved.

Hitachi Energy

Technische Anforderungen

HITACHI
Inspire the Next

Elektrische Anforderungen

- Begrenzung von transienten Überspannungen (Hauptfunktion)
- Absorption der Energie, die in den transienten Überspannungen gespeichert ist
- Isolationsfestigkeit des Gehäuses

Thermische Anforderungen

- Thermische Stabilität nach der Absorption der Energie

Mechanische Anforderungen

- Mechanische Festigkeit bei Beanspruchungen durch Zugkräfte, Wind, Vibration, Erdbeben
- Sicheres Überlastverhalten (Kurzschluss)

Anforderungen aus den Umgebungsbedingungen

- Temperaturbereich, Verschmutzung, Feuchtigkeit, Eis
- Dimensionen, Gewicht, Einbaulage



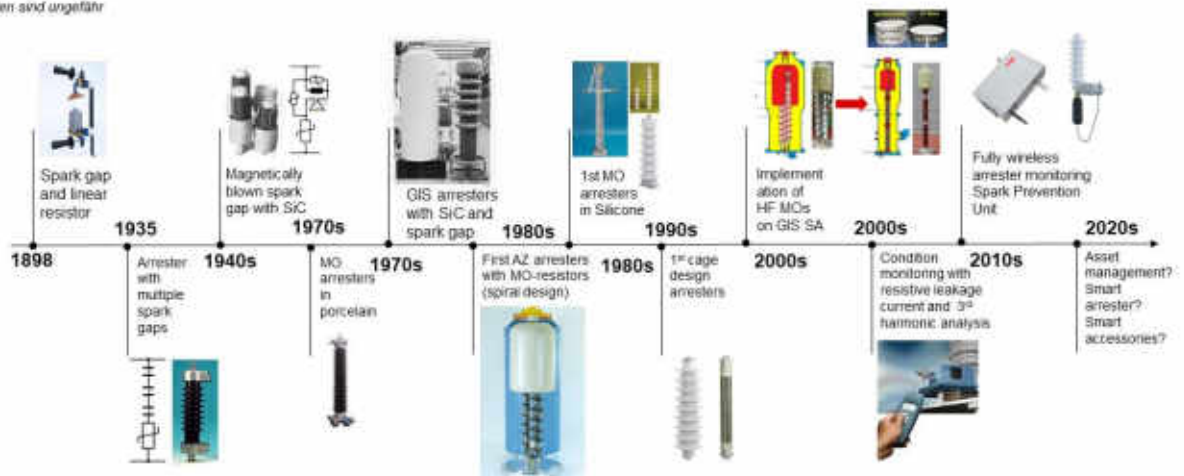
5 Internal
© 2022 Hitachi Energy. All rights reserved.

Hitachi Energy

Geschichte des Überspannungsschutzes

HITACHI
Inspire the Next

Daten sind ungefähr



6 Internal
© 2022 Hitachi Energy. All rights reserved.

Hitachi Energy

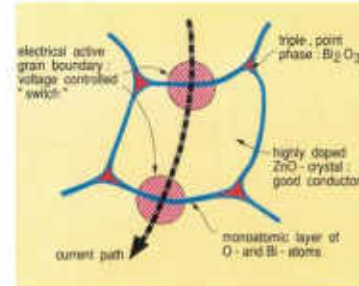
Das Kernelement: Der MO-Widerstand

HITACHI
Inspire the Next



REM bild der Bruchkante
eines MO-Widerstandes

- Es bildet sich ein Netzwerk aus ZnO-Kristallen (Körner) mit hoher elektrischer Leitfähigkeit (p-dotiert)
- Mikrovaristoren an jeder Korngrenze von etwa 1 nm Dicke (n-dotiert)
- Korngrenzen bilden Potentialbarrieren
 - Spannungsgesteuerter Schalter
 - Schaltspannung $U_B \approx 3.2V$



7

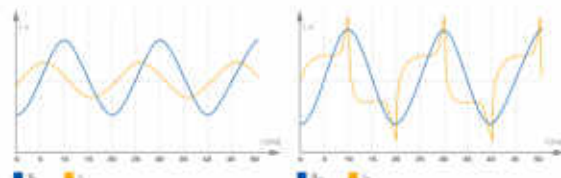
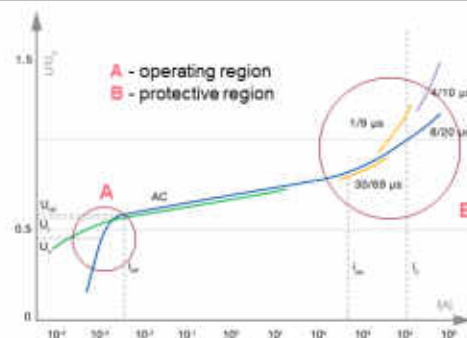
Internal
© 2022 Hitachi Energy. All rights reserved.

Hitachi Energy

Charakteristiken von MO-Ableitern

HITACHI
Inspire the Next

- Dauerbetriebsspannung U_c
- Bemessungsspannung U_l
- Referenzspannung U_{ref}
- Nenn-Ableitstrom I_n
- Blitzstoss-Schutzpegel U_{BI} / Schaltstoss-Schutzpegel U_{BS}
- Wechselspannungs-Zeit Kennlinie (TOV)
- Ableiterklasse (DL, DM, DH, SL, SM, SH)
- Energieaufnahmevermögen W_B
- Wiederholtes Nenn-Ladungsableitvermögen Q_{10}
- Bemessungs-Kurzschlussstrom I_k
- Kriechweg
- Kurzzeitlast (SSL), Langzeitlast (SLL)



8

Internal
© 2022 Hitachi Energy. All rights reserved.

Hitachi Energy

Charakteristiken von MO-Ableitern

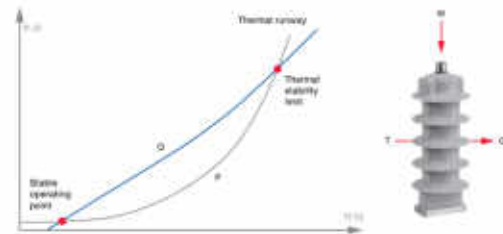
HITACHI
Inspire the Next

Energieaufnahmevermögen

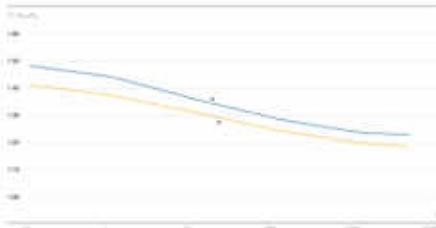
- Energieaufnahme W durch Überspannungsereignis
- Erwärmung der MO-Widerstände
- Erhöhung der Verlustleistung bei erhöhter T
- Stabilitätsgrenze liegt bei ca. 200°C

Wechselspannungs-Zeit Kennlinie (TOV)

- 2 Kurven: mit und ohne vorhergehender Belastung (W_m)
- Gibt die thermischen Grenzen eines Ableiterdesigns für unterschiedliche Energieaufnahmemengen und anschließende temporäre Überspannungen
- Dient für die Dimensionierung des U_c und U_r vom thermisch stabilen Ableiter



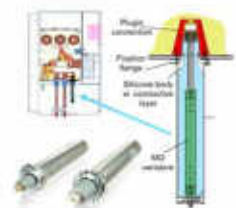
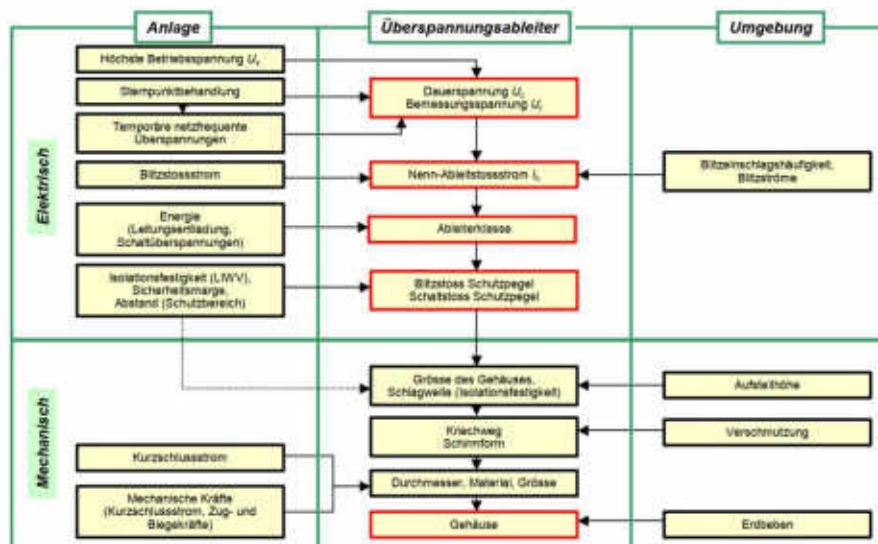
MO Power losses P of the MO resistors and the heat flow Q from the active part of an arrester to the exterior, as a function of the temperature (T) of the MO resistors at continuous operating voltage (U_c).



Internal
© 2022 Hitachi Energy. All rights reserved.

Hitachi Energy

Dimensionierung und Auswahl

HITACHI
Inspire the Next

Internal
© 2022 Hitachi Energy. All rights reserved.

Hitachi Energy

Dimensionierung und Auswahl von Ableiter (U_c)

Dauerbetriebsspannung U_c wird so gewählt, damit der Ableiter während Erdfehler nicht thermisch instabil wird

Einfluss von Sternpunktbehandlung (für Phase-Erde Ableiter):

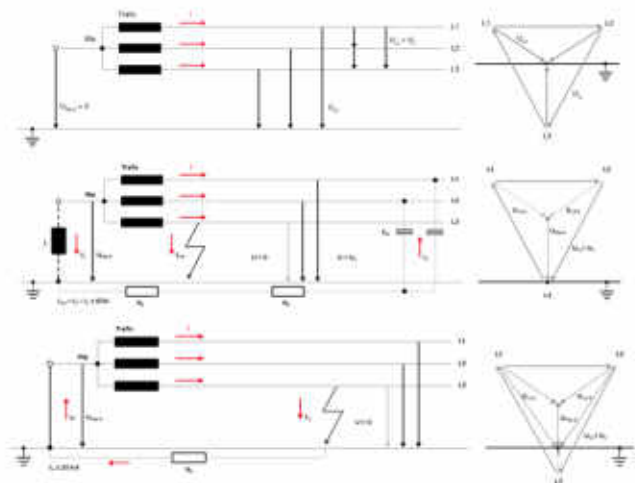
- Netze mit isoliertem Sternpunkt (oder Erdschlusskompensation):
 - $k = \sqrt{3}$, $T = 1$ (falls keine automatische Ausschaltung des Fehlers)

- Netze mit direkt geerdetem Sternpunkt
 - $k \leq 1.4$, $T \sim 0.5s$

$$U_c \geq \frac{k \times U_s}{T \times \sqrt{3}} \quad (\text{Sternpunkt Ableiter ca. } 1/\sqrt{3})$$

- k : Erdfehlerfaktor
- T : TOV Faktor für die maximale Dauer eines Erdfehlers

Internal
© 2022 Hitachi Energy. All rights reserved.



Dimensionierung und Auswahl von Ableiter (I_n)

I_n ist ein Koordinationsstrom, der bei der Isolationskoordination verwendet wird (Ableiterschutzpegel vs. LIWV von Geräten)

- Für eine optimale Koordination wird eine Auswahl von I_n in der Nähe der typischerweise auftretenden Blitzströme empfohlen
- Überschlüge an Isolatoren begrenzen die Spannungen und damit auch die Ströme der einlaufenden Wellen
 - $\rightarrow I_n$ Wert abhängig von Leitungsschirmung, Leitungsgeometrie, verwendeten Isolatoren, Mast, Anzahl der Leitungen, Standort des Ableiters
- I_n ist auch ein Ableiterklassifikationsstrom (für Vor- und Nachmessungen der Restspannung bei den Typenprüfungen)
- Typische Werte Mittelspannung:
 - Geerdete Mastraverse: $< 1 \text{ kA} \rightarrow I_n = 5 \text{ kA}$ oder 10 kA (Klasse DM oder DH)
 - Nicht geerdete Mastraverse $1-10 \text{ kA} \rightarrow I_n = 10 \text{ kA}$ (Kl. DH – SL für Spezialanwendungen)
- Typische Werte Hochspannung:
 - $5 - 30 \text{ kA} \rightarrow I_n = 10 \text{ kA}$ oder 20 kA (Klasse SL bis SH)

Table 2 – Arrester classification

Arrester class	Station			Distribution		
	SH	SM	SL	DH	DM	DL
Designation	SH	SM	SL	DH	DM	DL
Nominal discharge current*	20 kA	10 kA	10 kA	10 kA	5 kA	2.5 kA

IEC 60099-4:2014

Dimensionierung und Auswahl von Ableiter (Q_{rs})

In Übertragungssysteme ist die höchste Energiebeanspruchung von Ableiter durch Leitungsentladung:

$$Q_s = \frac{U_{rp} - U_{res}}{Z} \cdot 2 \cdot \frac{l}{c}$$

$$W_s = U_{res} \cdot Q_s$$

U_{rp} : repräsentative max. Schaltüberspannung

U_{res} : Restspannung des Ableiters

l : Länge der Leitung

c : Lichtgeschwindigkeit

Z : Wellenwiderstand

Q_s : Ladung während eines Schaltvorgang

W_s : Energieaufnahme vom Ableiter während eines Schaltvorgang

$$Q_{rs} \geq Q_s$$

Q_{rs} : Repetitive Charge Transfer Rating vom Ableiter

$$W_{th} \geq 2 \cdot W_s$$

W_{th} : Erforderliche thermische Energie um ein zweites Entladungsereignis innerhalb kurzer Zeit zu berücksichtigen



Überprüfung des Schutzpegels

LIWV vs. U_{pi}

$$U_{pi} \leq LIWV / 1.15 \quad (\text{IEC 60071-1})$$

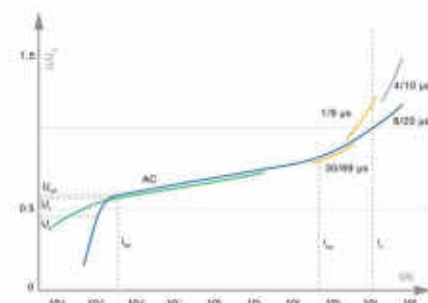
$$(U_{pi} = U_{res} @ I_n)$$

Bilanz zwischen:

- besseren Überspannungsschutz mit tiefem Schutzniveau (Isolationsschutzfunktion) $\downarrow U_c, U_n, U_{pi}$
- sichere thermische Stabilität bei Wechselspannung (TOV) $\uparrow U_c, U_n, U_{pi}$

Falls der Auswahl für eine sichere thermische Stabilität zu einem zu hohen Schutzpegel führt, eine erhöhte Ableiterklasse (höhere Durchmesser von MO Widerstand) kann den Pegel reduzieren

LIWV: Isolationspegel des Apparates



Schutzbereich

HITACHI
Inspire the Next

- Berechnung der Spannung U_E am Ende der Leitung unter der Annahme einer einlaufenden Spannungswelle der Frontsteilheit S
- Vereinfachte Berechnung des Schutzbereiches L eines Überspannungsableiters
- Der Schutzbereich eines Überspannungsableiters beträgt nur wenige Meter. Deshalb den Ableiter immer so nah wie möglich an den zu schützenden Apparat einbauen

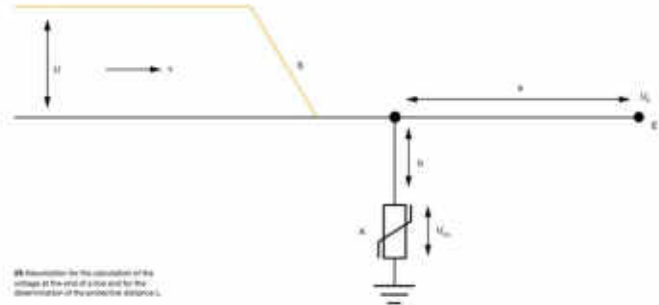
$$U_E = U_{res} + \frac{2 \times S \times (a+b)}{v}$$

$$L = a + b$$

$$L \leq \frac{v}{2 \times S} \times \left(\frac{U_{MWV}}{K_s} - U_{res} \right)$$



U_{MWV}: Isolationspegel des Apparates
K_s: Sicherheitsfaktor



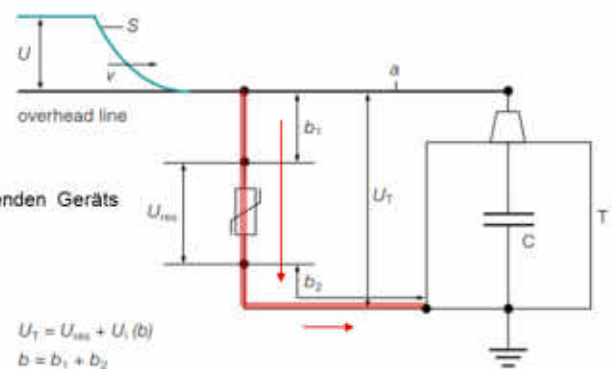
15 Internal
© 2022 Hitachi Energy. All rights reserved.

Hitachi Energy

Induktiver Einfluss der Restspannung

HITACHI
Inspire the Next

- Zum Schutzpegel des Überspannungsableiters ist der Spannungsabfall U_i auf den Verbindungsleitungen zum Überspannungsableiter hinzuzurechnen
 - $U_i = L \times di/dt$
- Beispiel:
 - $L = 1 \mu H / m$ (typischer Wert)
 - $I = 10 \text{ kA} @ 8/20 \mu s$
 - $U_i = 1,2 \text{ kV} / m$
- Montageempfehlung:
 - Kurze gerade Leitungen
 - Kurze Verbindung zur gemeinsamen Erdung des zu schützenden Geräts



16 Internal
© 2022 Hitachi Energy. All rights reserved.

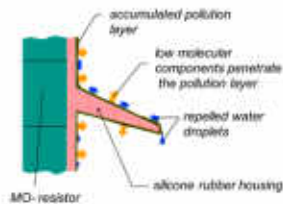
Hitachi Energy

Anforderung an das Gehäuse

HITACHI
 Inspire the Next

Kriechweg

- Minimaler Kriechweg in mm / kV (U_c) geprüft in 1000 h Salznebelprüfung



Verschmutzungsgrad	Kleinster empfohlener Kriechweg	Mögliche Reduktion des Kriechwegs bei Silikonisolation
a – Sehr leicht	22 mm/kV	30%
b – Leicht	26 mm/kV	30%
c – Mittel	35 mm/kV	20%
d – Stark	44 mm/kV	keine Reduktion empfohlen
e – Sehr stark	54 mm/kV	keine Reduktion

Nach IEC 60815-1

Ref. 19: Fehlsuch: Einflüsse der Umgebungsbedingungen auf die Freiluftisolation AKEI-Seminar Isolationskoordination-Überspannungen, Überspannungsschutz und Isolationsbemessung in Drehstromnetzen, 22. bis 23. November 2004 in Driedesheim

17 Internal
© 2022 Hitachi Energy. All rights reserved.

Anforderung an das Gehäuse

HITACHI
 Inspire the Next

Biegemoment

- Hängt von Belastung ab, Eigenmasse und Geometrie, Wind, Installationsposition, Anwendung usw.
- Polymer: Prüfung durch Kombination von 1000 Repetitionen (nur HV), thermische und mechanische Belastung und Wasserlagerung
- Porzellan: MBL (Mean Breaking Load) and SSL

Kurzschlussfestigkeit

- Hängt von maximalen möglichen Erdfehlerstrom im Einbaort vom Ableiter
- Prüfung mit Prefailing, Kurzschluss für 0.2 s



18 Internal
© 2022 Hitachi Energy. All rights reserved.

Entwicklungshöhepunkt Hitachi Energy

HITACHI
Inspire the Next

Spark Prevention Unit (SPU) für Verteilnetz Anwendungen mit hohem Waldbrand Risiko

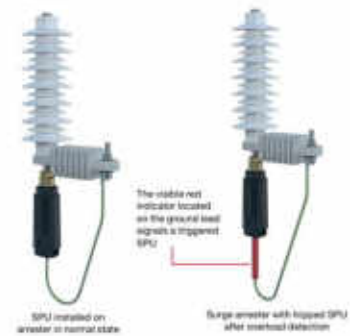
- Abtrennung von Distribution SA im Fall von Überlastung, wenn der Strom noch niedrig ist
- Alle entstehenden Funken werden innerhalb des Gehäuses gehalten
- Zugelassen für die Freistellung von Vegetationsräumen gemäss CalFire
- Spark production class A des australischen Standards AS 1307.2.



Benefits

- Spark-free solution preventing failure of surge arresters in case of thermal overload
- Protection and preservation of forests, vegetation and wildlife
- Savings for utilities by complying with Fire and Forestry Authority standards

Trip Indication



19 Internal
© 2022 Hitachi Energy. All rights reserved.

Hitachi Energy

Entwicklungshöhepunkt Hitachi Energy

HITACHI
Inspire the Next

Externally Gapped Transmission Line Arresters for 765 kV

- EGLA von Hitachi Energy ist als universelle Lösung mit einem kompakten, anpassungsfähigen Design konzipiert, das sich für die Installation auf mehreren Arten von Sendemasten mit minimalem Anpassungsbedarf eignet
- Erhöhte Stromversorgungszuverlässigkeit durch Reduzierung von blitzbedingten Ausfällen
- Bewährte schnelle und einfache Installation mit robuster Hardware
- Beinhaltet eine automatische Überlastabschaltung und eine optische Anzeige im Fehlerfall



20 Internal
© 2022 Hitachi Energy. All rights reserved.

Hitachi Energy

Referenzen

- IEC 60099-4:2014 Überspannungsableiter – Teil 4: Metalloxidableiter ohne Funkenstrecken für Wechselspannungsnetze
- IEC 60099-5:2018 Überspannungsableiter – Teil 5: Auswahl und Anwendungsempfehlungen
- Hitachi Energy Application guidelines: Metal-oxide surge arresters in medium-voltage systems, rev. 6, Juni 2018
- IEC 60815-3:2008 Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions – Part 3: Polymer insulators for a.c. systems
- Spark Prevention Unit (SPU) Reducing wildfire hazards which may be caused by thermally overloaded surge arresters, Hitachi Energy Switzerland, 2021
- Protecting extra-high voltage network: Externally Gapped Line Arresters: EGLA increase reliability of strategic transmission links, Hitachi Energy Ludvika, Januar 2022

FKH - Fachtagung

22. November 2022

Isolationskoordination

Festigkeit von Isolationen

Dr. sc. Ulrich Straumann
Hitachi Energy Switzerland AG

Funktion und beruflicher Werdegang

Ueli Straumann arbeitet seit 2012 bei Hitachi Energy (vormals ABB Powergrids) als Fachexperte, seit 2019 in der Rolle als Senior Principal Engineer. Seine Expertisen sind Dielektrik, Gas-isoliertes Equipment und Schaltgeräte.

Er hat an der Universität Zürich in Physik diplomiert und an der ETH Zürich 2007 im Bereich Hochspannungstechnik doktoriert. Danach war er weiter an der ETH als Oberassistent tätig, wo er sich unter anderem mit DC-Isolationen und Übertragungsleitungen (z.B. AC/DC Hybrid-Freileitungen) auseinandersetzte.

Er ist in Cigré-Arbeitsgruppen tätig und unterrichtet an der ETH Zürich Hochspannungstechnik.

Festigkeit von Isolationen

Ulrich Straumann

Hitachi Energy Switzerland AG

1 Kurzfassung

Isolationskoordination befasst sich zu wesentlichen Anteilen mit den Überspannungen, die im Betrieb von elektrischen Energie-Anlagen auftreten können.

Bei der Bestimmung der relevanten Überspannungen bzw. der Herleitung des erforderlichen Isoliervermögens, dem genormten Isolationspegel, reicht es jedoch nicht aus, nur die höchsten Amplituden der Überspannungen zu bestimmen. Sondern, es muss zusätzlich auch die Isolationsfestigkeit der beteiligten Isolation berücksichtigt werden. Denn die Spannungsformen mit den höchsten Amplituden sind nicht per se die kritischsten. Relevant sind vielmehr jene Spannungen, welche die kleinste Marge zur Festigkeit des jeweiligen Isoliermediums oder Isoliersystems aufweisen.

Entsprechend muss die Empfindlichkeit vom Isoliermedium auf unterschiedliche Spannungsformen mitberücksichtigt werden. Im Rahmen der Anwendung der Isolationskoordination, ist diese Information praktisch schon berücksichtigt. Die Betrachtung gewisser physikalischer Abhängigkeiten beim Versagen von Isoliersystemen birgt jedoch das Verständnis einiger Hintergründe der Isolationskoordination, wie z.B. zu den unterschiedlichen genormten Bemessungs-Spannungsformen, den atmosphärischen Korrektur-Faktoren oder den relevanten Bemessungs-Spannungsformen für die Überprüfung der dielektrischen Integrität nach Lebensdauerprüfungen.

In diesem Beitrag wird auf klassische Zusammenhänge der Hochspannungstechnik eingegangen und deren Relevanz für die Isolationskoordination hervorgehoben.

2 Grundsätzliche Zusammenhänge und Schlussfolgerungen

In Abbildung 1 ist eine schematische Zusammenfassung typischer Festigkeitsverläufe von Isolationen und erforderlichen Bemessungs-Spannung gegeben:

- Aufgrund vom Streamer- zu Leader-Übergang, ergibt sich bei längeren Schlagweiten in atmosphärischer Luft unter langsamen Transienten ein ausgeprägtes Tief betreffend Isoliervermögen.
- Die Stosskennlinie verläuft bei homogenen Feldverteilungen bzw. Geometrien flacher als bei inhomogenen Anordnungen. Deswegen zeigen homogene Anordnungen tendenziell gegenüber Blitzstoss-Bemessungsspannungen die geringste Marge, während dies bei sehr inhomogenen Anordnungen a priori nicht der Fall sein muss.
- Typischerweise zeigen neue flüssige und feste Isolierungen einen eher flachen Verlauf – wie bei gasförmigen Isolierungen, stellt sich insbesondere bei diesen Isolierungen die Frage, wie sehr die Festigkeiten durch Alterung reduziert wird.
- Diese Reduktion kann ausgeprägte Tiefs haben (z.B. im Bereich von Stehwechsel-Spannungen unter Partikel-Kontamination).

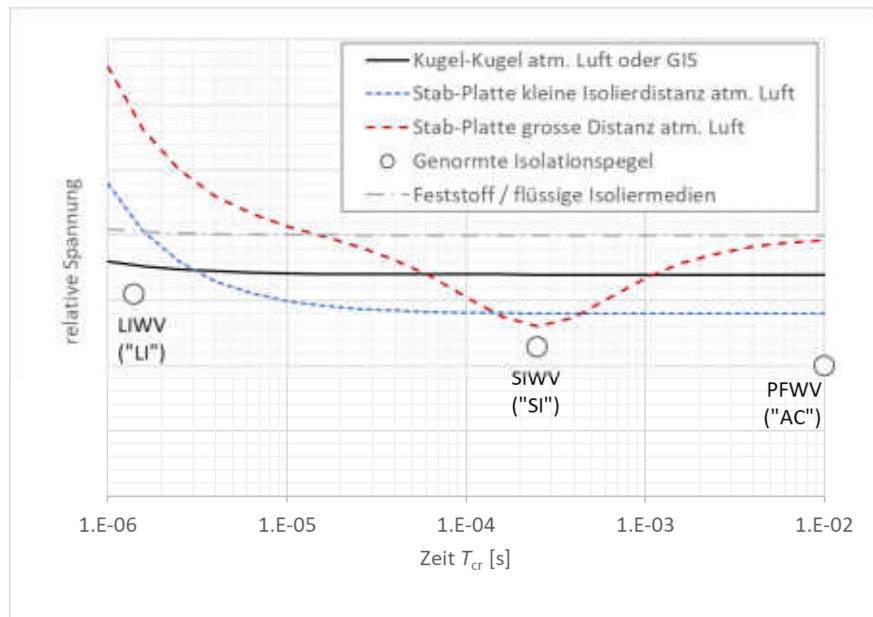


Abbildung 1: Schematische Zusammenfassung der Bemessungs-Spannungen für $U_r \geq 300$ kV und der dielektrischen Festigkeit von unterschiedlichen Anordnungen und Isolierungen.

Sammlung Präsentationsseiten



HITACHI
Inspire the Next

Festigkeit von Isolationen

FKH - Fachtagung 2022, Isolationskoordination

2022-11-22 © 2022 Hitachi Energy. All rights reserved.

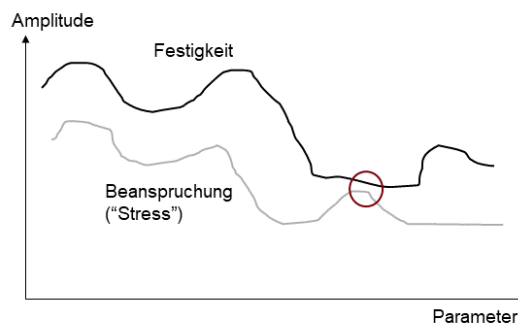
Hitachi Energy

Motivation

HITACHI
Inspire the Next

Definition

- Isolationskoordination kümmert sich vorrangig um Beanspruchung – Festigkeit darf nicht komplett ausser acht gelassen werden
- Beanspruchung vs. Festigkeit → Festigkeit Fokus in der Präsentation
- Für die Formulierung der erforderlichen Stehspannungen interessieren nicht nur die Stress-Formen mit den höchsten Amplituden, sondern vielmehr die Stress-Formen mit der geringsten Marge zwischen Festigkeit und Stress



2 Public
© 2022 Hitachi Energy. All rights reserved.

Hitachi Energy

Inhalt

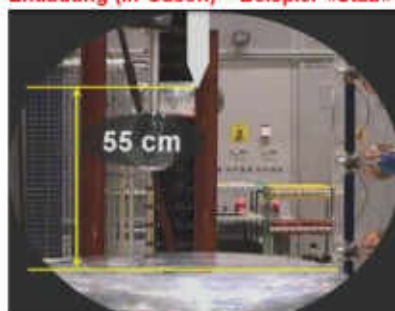
1. Entladungsaufbau (in Gasen)
2. Stosskennlinien von Isolationen
3. Isolierstoff-Alterung

3 Public
© 2022 Hitachi Energy. All rights reserved.



Entladungsaufbau

Entladung (in Gasen) – Beispiel «Stab»-Platte in Luft unter AC



[HVL ETH Zürich]

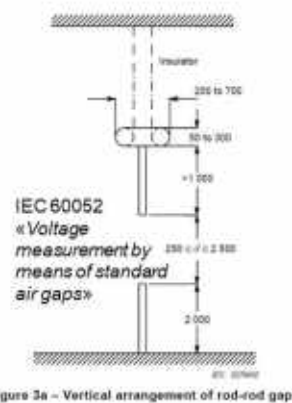
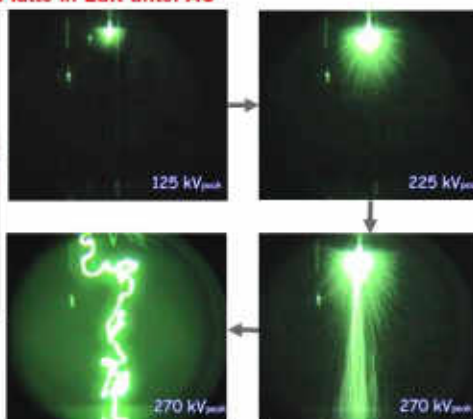


Figure 3a – Vertical arrangement of rod-rod gap

Ionisation! Relevant ist dabei die Vermehrung freier Elektronen

4 Public
© 2022 Hitachi Energy. All rights reserved.



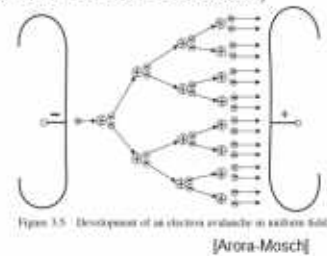
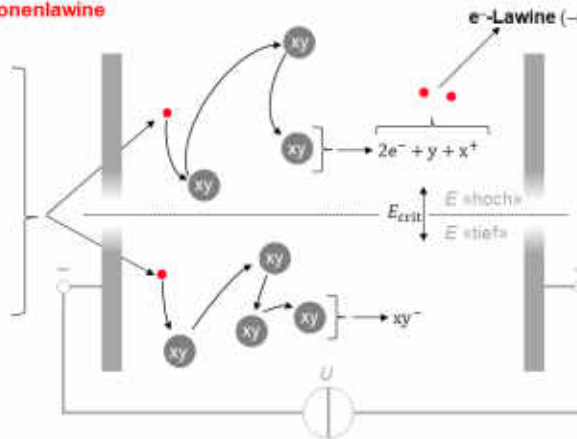
Entladungsaufbau (in Gasen)

HITACHI
Inspire the Next

Bedingung für eine Elektronenlawine

Start-Elektron:

- (kosmische) Strahlung

- Ablösung (angelagerter e^-)

Wartezeit wegen Startelektron

5

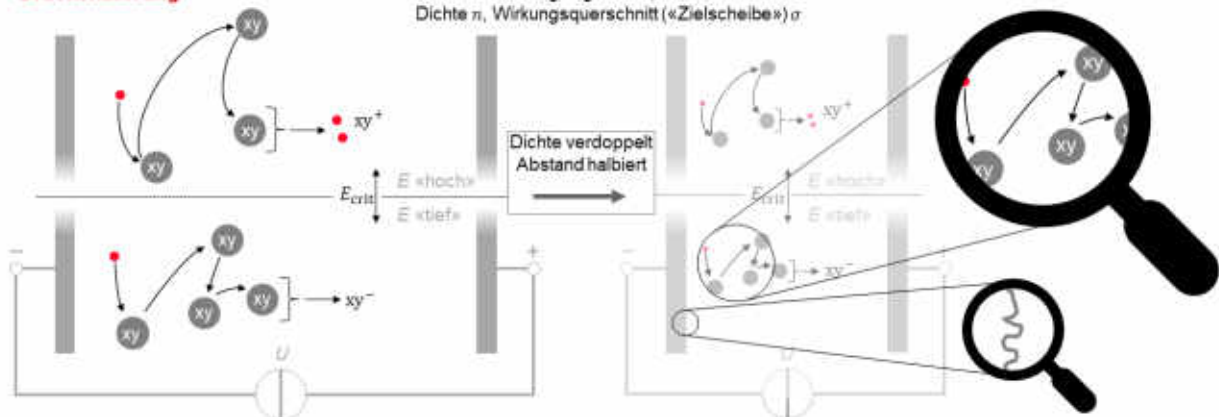
Public:
© 2022 Hitachi Energy. All rights reserved.

Hitachi Energy

Entladungsaufbau (in Gasen)

HITACHI
Inspire the Next

Druckskalierung

Mittlere freie Weglänge $\lambda = 1/n\sigma$
Dichte n , Wirkungsquerschnitt («Zielscheibe») σ 

Druck-Erhöhung: Festigkeitssteigernd, zeitraffend, Defekt-empfindlicher («Lupe») ...
Eine Konsequenz in der Isolationskoordination: Druck-Korrektur der Atmosphäre bei AIS

6

Public:
© 2022 Hitachi Energy. All rights reserved.

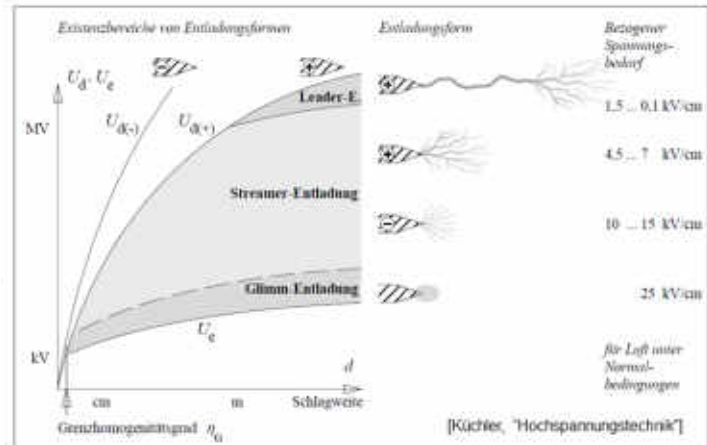
Hitachi Energy

Entladungsaufbau (in Gasen)

HITACHI
Inspire the Next

Konsequenz der Elektronenlawine

- Feld ändert am Lawinenkopf
- **Selbstständige Entladung, Streamer:**
Wenn das Feld am Lawinenkopf genügend hoch
⇒ weitere Lawinen, Streamer-Entladung
(**Teilentladungs-Einsatz**)
- **Vorwachsen der Streamer-Entladung:**
Leitfähigkeit im Streamerkanal (Ionisation)
⇒ Streamergradient (**Polarität**)
- **Streamer zu Leader Übergang:**
Wenn genug Energie (**Zeit** und **Länge** des Streamers!)
im Streamerkanal dissipiert
⇒ Aufwärmung, Expansion (Dichte!), Leader
- **Homogenität:**
Je homogener die Anordnung (el. Feld), «umso mehr»
sind die Vorwachsbedingungen erfüllt
⇒ **Schnellerer Entladungsaufbau**



Abhängigkeiten haben unterschiedliche Implikationen

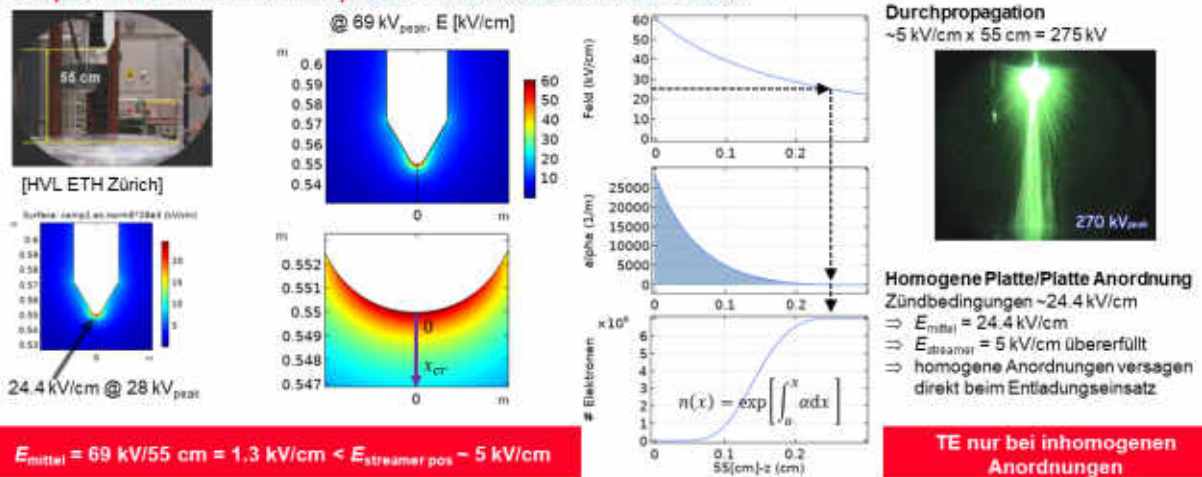
7
Public:
© 2022 Hitachi Energy. All rights reserved.

Hitachi Energy

Entladungsaufbau (in Gasen)

HITACHI
Inspire the Next

Beispiel «Stab»-Platte in Luft mit positivem Streamer-Gradient von 5 kV/cm



8
Public:
© 2022 Hitachi Energy. All rights reserved.

Hitachi Energy

Stosskennlinien von Isolationen

Spannungs-Zeit-Flächenkriterium

Ansatz

Geschwindigkeit der Entladungspropagation umso höher, je mehr die Bedingung für Durchpropagation übererfüllt ist

⇒ Spannungs-Zeit-Flächenkriterium: die Fläche A ist konstant

Konsequenz

- Homogene (rel. inhomogene) Anordnung:
Bei Einsatz stark übererfüllt, Geschwindigkeit hoch, A klein
- Erhöhung des Isoliergas-Drucks
(«Zeitraffer»!):
Geschwindigkeit erhöht, A kleiner.

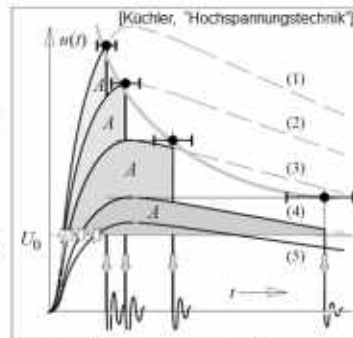
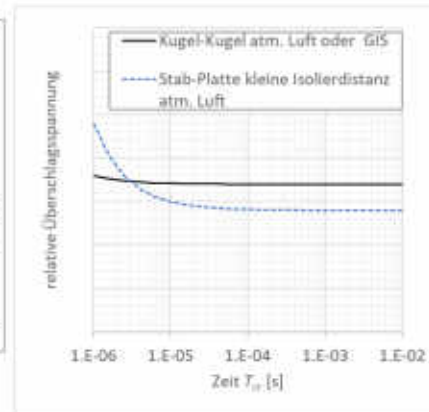


Bild 3.2-22: Ermittlung von Stosskennlinien nach dem Spannungs-Zeit-Flächenkriterium $A = \text{const.}$ für eine Blitzstoßspannung 1,2/50 µs.



Stosskennlinie abhängig von Geometrie und Isoliermedium

Stosskennlinien von Isolationen

Besonderheit von atmosphärischer Luft

1970iger Jahre: Lange Schlagweiten

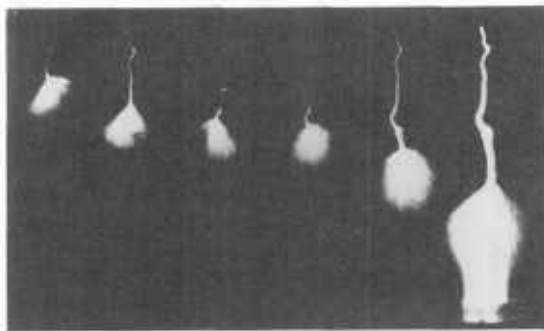


Fig. 37. — Frame pictures of the leader channel in different stages of its development (10 m cone-plane gap, 500/10 000 µs wave).

[Gallimberti, JOURNAL DU PHYSIQUE, 1979]

154 CHAPTER 3 FIELD DEPENDENT BEHAVIOR OF AIR AND OTHER GASEOUS DIELECTRICS

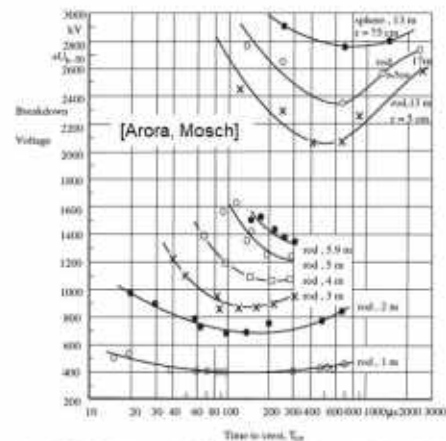


Figure 3.59 Positive polarity 50% breakdown voltage as a function of time to crest T_0 for rod and sphere-plane air gaps of different lengths. Stekolnikov and Pignai et al. [3.63, 3.64].

Stosskennlinien von Isolationen

Besonderheit von atmosphärischer Luft

[IEC 60071-2:2018], 5.1 Insulation strength characteristics:

5.1.2.2 Influence of overvoltage shape

Under impulse stress, the breakdown voltage also in general depends on the shape of the impulse.

For slow-front impulses, the strength of external insulation depends more on the impulse front than on its tail. The tail becomes especially important only in the case of contamination on the surface of external insulation. The strength of internal insulation is assumed to be affected by the peak value only.

For external insulation, it is typical that for each gap length there is an impulse time-to-peak for which the breakdown voltage is a minimum (the critical time to peak). Usually, the

154 CHAPTER 3 FIELD DEPENDENT BEHAVIOR OF AIR AND OTHER GASEOUS DIELECTRICS

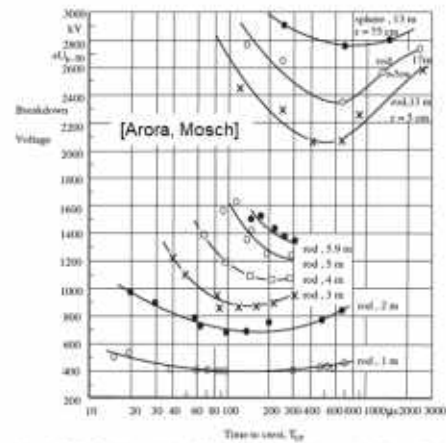


Figure 3.59 Positive polarity 50% breakdown voltage as a function of time to crest T_{cr} for rod and sphere-plane air gaps of different lengths, Stekolnikov and Pigasi et al. [3.63, 3.64].

[IEC 60071-1:2018]: SIWV (250 μ s T_{cr}) nur für $U_r \geq 300$ kV

Public:
© 2022 Hitachi Energy. All rights reserved.

Stosskennlinien von Isolationen

Zusammenfassung

(Isolationspegel rel. für $U_r > 300$ kV)



IEC 60052
«Voltage
measurement
by
means of
standard
air gaps»

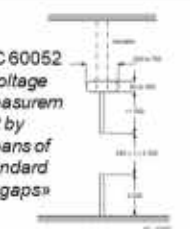
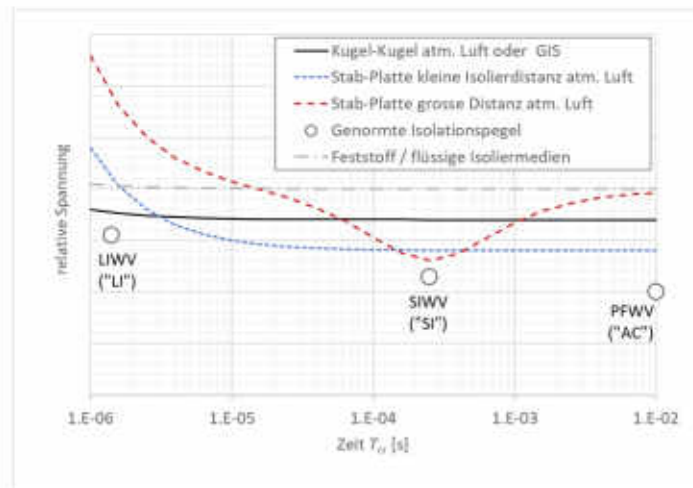


Figure 1a - Vertical arrangement of rod-air gap

Public:
© 2022 Hitachi Energy. All rights reserved.

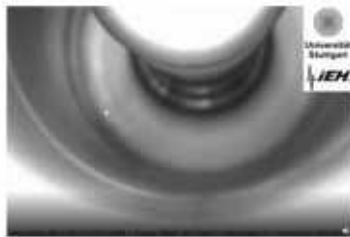


Isolierstoff-Alterung

HITACHI
Inspire the Next

Bedeutung der Alterung

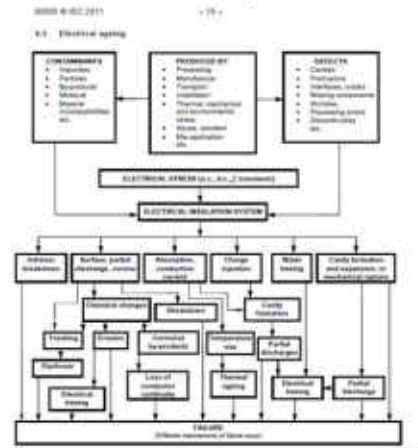
- Verlust von Festigkeit über die Zeit
- Soll durch Sicherheitsfaktoren berücksichtigt werden, IEC 60071-2 empfiehlt 1.15 für «innere» Isolationen
- Nach Lebensdauer-Tests (wie z.B. mechanische Lebensdauer) reduziert die Schaltanlagennorm 62271-1 mit derselben Logik die erforderliche Bemessungs-Kurzzeit-Wechselspannung für den «condition check» auf 80%



<https://www.ieh.uni-stuttgart.de/en/research/high-voltage-engineering/particle-motion-in-gas/>

Public:
© 2022 Hitachi Energy. All rights reserved.

- Weiter referenziert die 60071-2 auf die IEC 60505 «Evaluation and qualification of electrical insulation systems»:



Hitachi Energy

Isolierstoff-Alterung

HITACHI
Inspire the Next

Elektrischer Baum in Isolierwerkstoffen unter AC

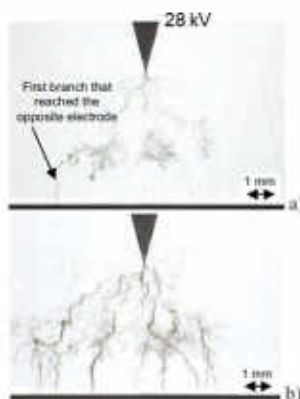


Figure 3. a, Tree as the first branch reaches the opposite electrode after 24 min and b, tree just before breakdown after 84 min.

[R. Vogelsang, HVL, ETH Zürich; IEEE, DEIS, 2006]

Public:
© 2022 Hitachi Energy. All rights reserved.



Hitachi Energy



HITACHI
Inspire the Next

FKH - Fachtagung

22. November 2022

Isolationskoordination

Anforderungen an Schaltgeräte und Schalttransienten

Dipl.-Mech.-Ing. Maxime Perret
GE Grid (Switzerland) GmbH, Oberentfelden

Funktion und beruflicher Werdegang

Maxime Perret hat nach seinem Abschluss als Maschinenbauingenieur in Lyon (FR) im Alstom Grid Entwicklungszentrum gearbeitet. Als Ingenieur hat er die Entwicklung von verschiedenen AIS und DT-Leistungsschaltern unterstützt. Ab 2017 hat er im Rahmen einer internationalen Kollaboration an der SF₆-Alternative g³ gearbeitet, um die erste 170kV 50kA SF₆-freie Anlage zu entwickeln. Seit 2019 ist Maxime Perret bei GE Grid in der Schweiz tätig. Er ist Mitglied der Cigré und nimmt an mehreren Arbeitsgruppen betreffend SF₆-freien Technologien teil.

- 2013-2019: Entwicklungsingenieur (Berechnung, Leistungsversuche) für Hochspannungsleistungsschalter bei GE Grid, Villeurbanne (FR)
- Seit 2019: GIS-Versuchsleiter und CB-Expert, bei GE Grid, Oberentfelden

Anforderungen an Schaltgeräte und Schalttransienten

Maxime Perret

GE Grid (Switzerland) GmbH, Oberentfelden

1 Kurzfassung

Jede Hochspannungsanlage verfügt über mehrere Schaltgeräte zum Schutz des Netzes sowie für die Sicherheit der Operatoren bei Wartungsarbeiten. Diese Geräte erfüllen verschiedene Funktionen, welche mittels verschiedener technischer Lösungen umgesetzt werden. Die Anforderungen an jedes Schaltgerät, vom Leistungsschalter bis zum Arbeitserder, sind von der IEC (bzw. IEEE) normiert, basierend auf den physikalischen Regeln und der Betriebserfahrung.

Die Präsentation setzt den Fokus auf den Leistungsschalter, der bei allen Betriebsbedingungen ein- und ausschalten muss. Die Typprüfungen des Leistungsschalters sind mehrheitlich Leistungsversuche mit hohen Strömen, welche verschiedene Kurzschlusszenarien entsprechen.

Die IEC normiert auch übliche Betriebsfälle, wie die Schaltung kleiner kapazitiver und induktiver Ströme. Solche Schaltungen erzeugen verschiedene Transienten, die der Schalter bestehen muss. Beispielsweise entstehen durch das Einschalten von Kondensatoren (back-to-back) hohe Einschaltströme. Des Weiteren generiert die Abschaltung von Shunt-Reaktoren oder die Einschaltung von langen Leitungen Überspannungen. Verschiedene Möglichkeiten stehen zur Verfügung, um diese Transienten-Phänomene zu minimieren. Dafür eignet sich das phasensynchrone Schalten am besten.

Sammlung Präsentationsseiten

Anforderungen an Schaltgeräte und Schalttransienten

Maxime PERRET, GE Grid (Switzerland) GmbH



Anforderungen an Schaltgeräte und Schalttransienten Inhaltsübersicht

Prinzipien der Schaltgeräte

- Die verschiedenen Schaltgeräte in einer GIS
- Lösungen für höhere Leistungen
- Typische Leistungen der Trenner und Erder

Leistungsschalter: Kurzschlüsse

- Schaltungssequenzen
- Ströme und Lichtbogenzeiten
- Spannungstransienten
- Typen von Kurzschlüssen
- Andere Parameter: kpp, %DC; usw.

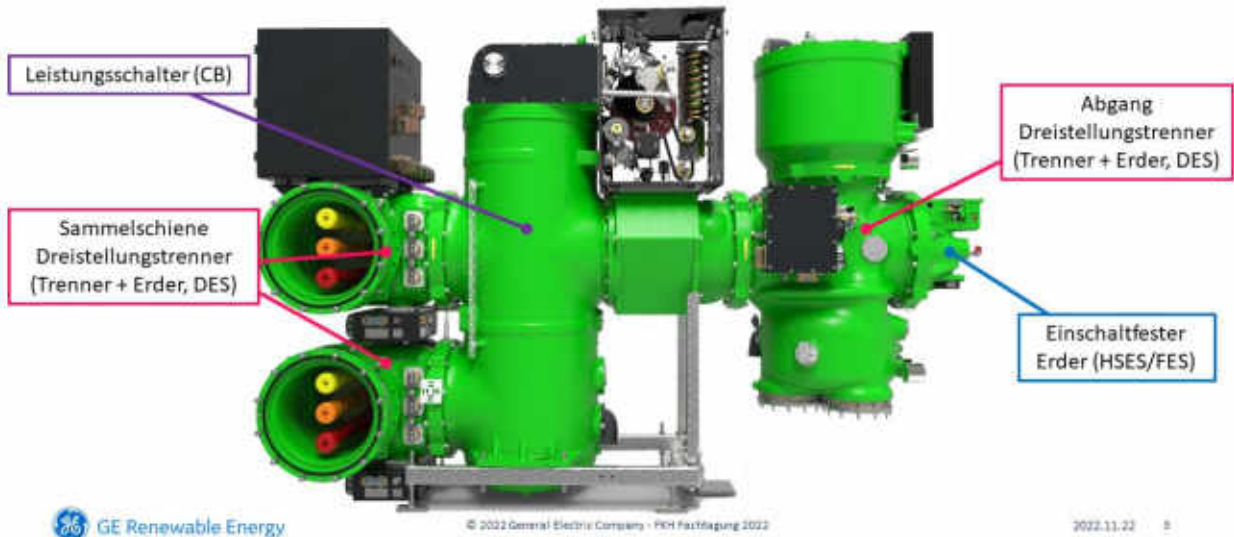
Leistungsschalter: Betriebsschaltungen

- Kleine kapazitive Ströme
- Kleine induktive Ströme
- Phasensynchrones Schalten



Anforderungen an Schaltgeräte und Schalttransienten

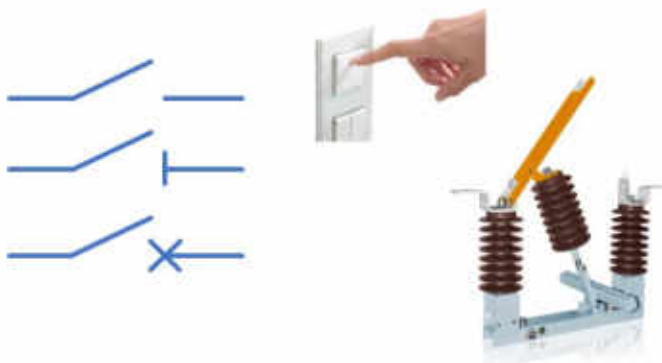
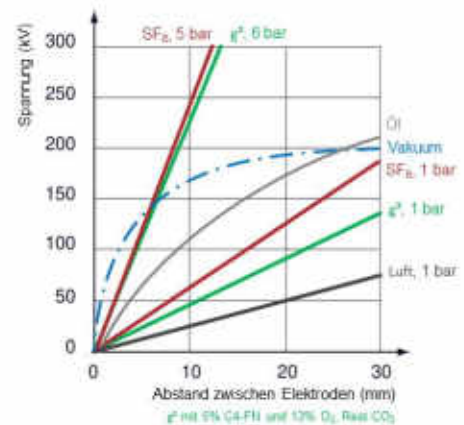
Disposition der Schaltgeräte in einem GIS Feld



Schaltgeräte - Prinzipien

Grundsatz eines Schaltgerätes

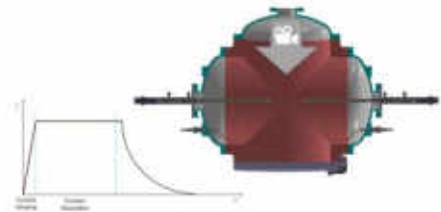
- Trennung von Kontakten in einem Medium
 - Luft, Öl, Druckluft, SF_6 , Vakuum, $\text{C}_4\text{F}_7\text{N}$ Gasmischungen (g^3)

Einfluss vom Medium und vom Abstand auf die dielektrische Festigkeit

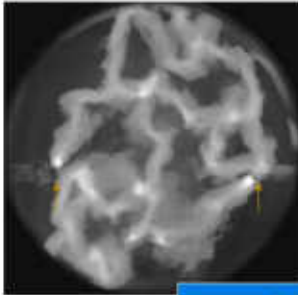
Schaltgeräte - Prinzipien

Löschung eines Lichtbogens

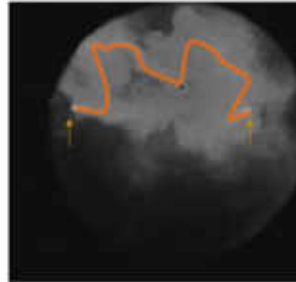
ETH zürich

Pawel Pietrzak, Christian Franck, et al
Unblown arc experiment SF_6

5 bar abs, 95 mm Abstand

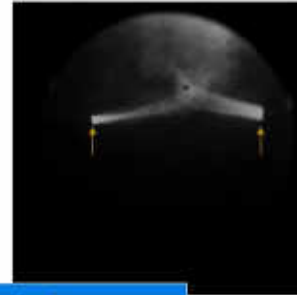
 O_2/CO_2 (10%/90%)

5 bar abs, 95 mm Abstand



Luft

5 bar abs, 95 mm Abstand



Bei offenen Kontakten kann SF_6 Lichtbogen löschen.
 CO_2 ebenso mit erhöhten Schwierigkeiten. Luft kaum.

GE Renewable Energy

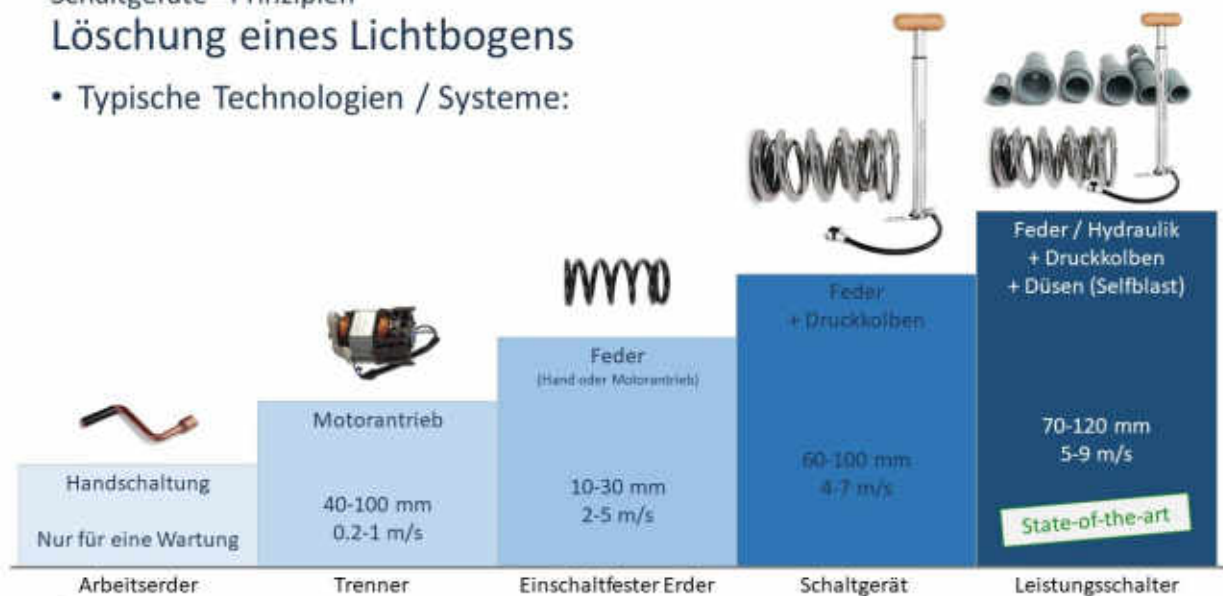
© 2022 General Electric Company - FKH Fachtagung 2022

2022.11.22 5

Schaltgeräte - Prinzipien

Löschung eines Lichtbogens

- Typische Technologien / Systeme:



GE Renewable Energy

© 2022 General Electric Company - FKH Fachtagung 2022

2022.11.22 6

Schaltgeräte - Prinzipien Anforderungen

Trenner

- Anforderungen in der IEC 62271-102
- Optionale Leistungen
 - Bus-Transfer:
 - 10..42 V (GIS) und 100..625 V (AIS), 60%..80% Nennstrom
 - Bus-Charging (GIS, $U_r \geq 300$ kV):
 - TD1: Schaltungen von kurzen Sammelschienen (VFTO)
 - TD2: Phasenopposition (nur wenn der Schalter Kondensatoren hat)
 - TD3: Schaltungsversuche



IEC 62271-102 Werte



© 2022 General Electric Company - FKH Fachtagung 2022

2022.11.22 7

Schaltgeräte - Prinzipien Anforderungen

Einschaltfester Erder

- Anforderungen in der IEC 62271-102
- Optionale Leistungen
 - Induktive Ströme:
 - Elektromagnetische: 50..160 A; 0.5..20 kV
 - Elektrostatistische: 0.4..25 A; 3..32 kV
 - Einschaltung auf Kurzschluss
 - E0: Keine → nicht einschaltfest
 - E1: zwei Schaltungen: symmetrische und asymmetrische ($2.5..2.7 * I_{sc}$)
 - E2: fünf Schaltungen: symmetrische und asymmetrische ($2.5..2.7 * I_{sc}$)



IEC 62271-102 Werte, $U_r \leq 800$ kV



© 2022 General Electric Company - FKH Fachtagung 2022

2022.11.22 8

Schaltgeräte - Prinzipien Anforderungen

Leistungsschalter

- Anforderungen in der IEC 62271-100
- Viele Leistungen und Prüfungen
 - Fehler 0..63000 A
 - Kapazitive Ströme 10..1000 A
 - Induktive Ströme 30..1000 A
 - Immer mit der Nennspannung



Anforderungen an Schaltgeräte und Schalttransienten Inhaltübersicht

Prinzipien der Schaltgeräte

- Die verschiedenen Schaltgeräte in einer GIS
- Lösungen für höhere Leistungen
- Typische Leistungen der Trenner und Erder

Leistungsschalter: Kurzschlüsse

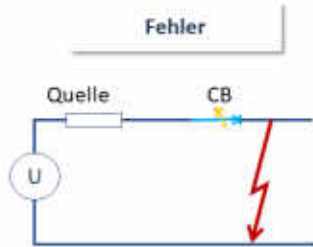
- Schaltungssequenzen
- Ströme und Lichtbogenzeiten
- Spannungstransienten
- Typen von Kurzschlüssen
- Andere Parameter: kpp, %DC; usw.

Leistungsschalter: Betriebsschaltungen

- Kleine kapazitive Ströme
- Kleine induktive Ströme
- Phasensynchrones Schalten

Ein- und Ausschaltung von Kurzschlussströmen

Leistungsschalter während eines Kurzschlusses

Im **Schalter**:

- $0..40'000\text{ A}$
- $U_{CB} = Z_{CB} \cdot I_{sc}$ (Lichtbogen)
- $U_{CB} = U_i$ (gelöscht)

Beispiel für eine 40 kA Anlage (Nenn-Kurzschlussausschaltstrom)



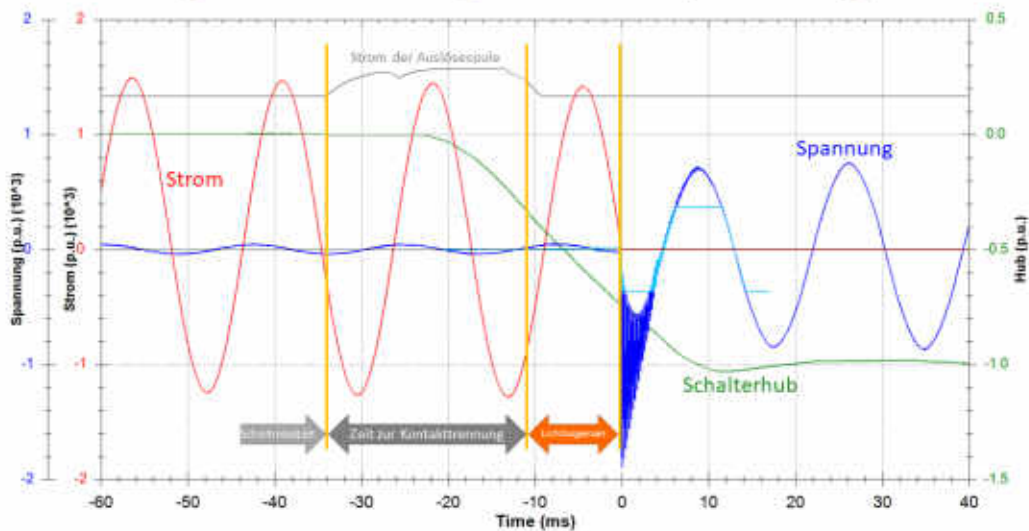
Ein Schalter kann nur bei $I=0$ löschen!
 $I=0 \rightarrow$ Die Spannung richtet sich auf die Netzspannung mit einer Einschwingspannung!

© 2022 General Electric Company - FKH Fachtagung 2022

2022.11.22 11

Ein- und Ausschaltung von Kurzschlussströmen

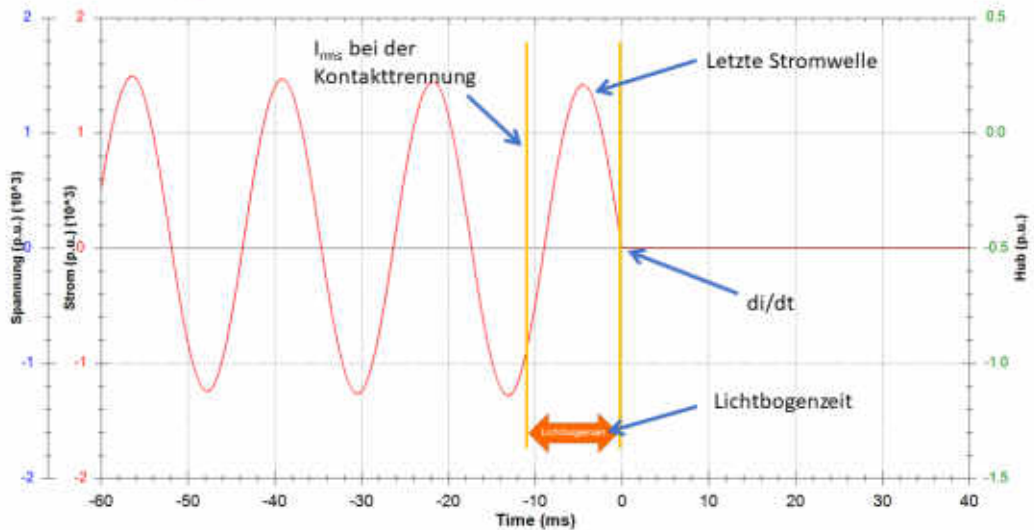
Ausschaltung eines Leistungsschalters (Messung)



© 2022 General Electric Company - FKH Fachtagung 2022

2022.11.22 12

Ein- und Ausschaltung von Kurzschlussströmen Ausschaltung – Strom Parameter



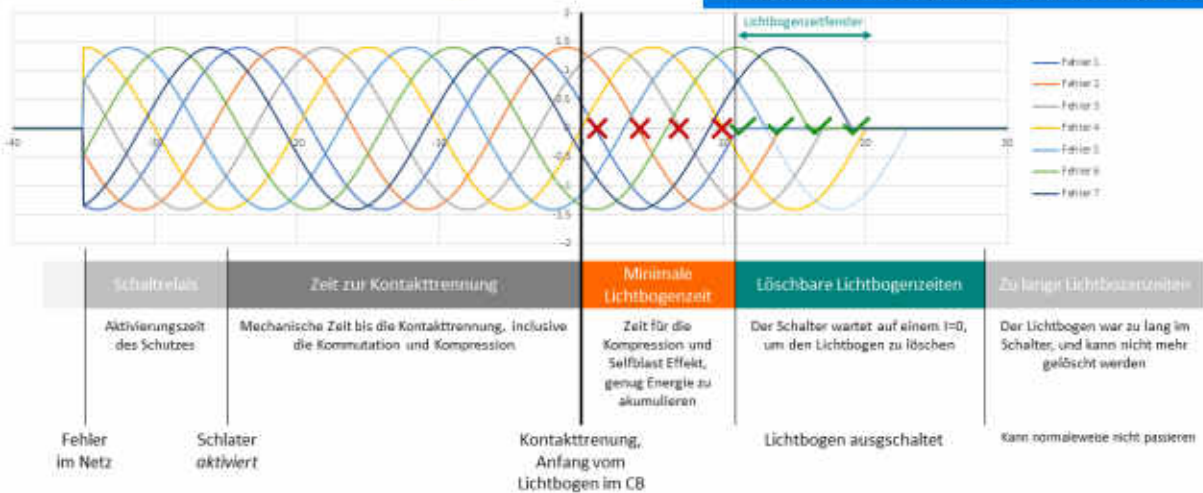
GE Renewable Energy

© 2022 General Electric Company - FKH Fachtagung 2022

2022.11.22 13

Ein- und Ausschaltung von Kurzschlussströmen Fokus auf die Lichtbogenzeiten

Der Schalter muss ein *kleines* Lichtbogenzeitfenster löschen, um alle mögliche Fehlerfälle zu löschen



GE Renewable Energy

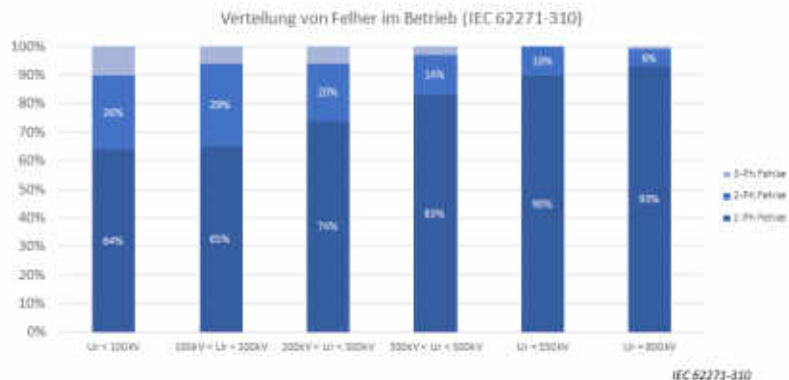
© 2022 General Electric Company - FKH Fachtagung 2022

2022.11.22 14

Ein- und Ausschaltung von Kurzschlussströmen

Dreiphasige Kurzschlüsse

- Die Fehler sind am meistens einphasig
- Dreiphasige Fehler sind möglich und haben spezifischen Schwierigkeiten
- Zweiphasige Fehler sind inzwischen



Ein- und Ausschaltung von Kurzschlussströmen

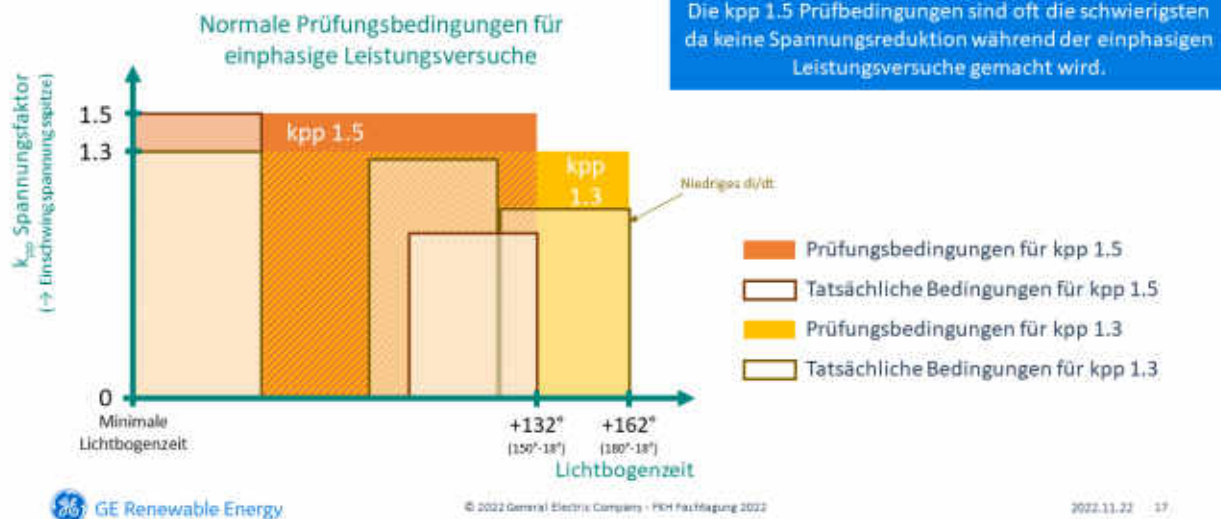
Dreiphasige Kurzschlüsse

- Effekte von dreiphasigen Kurzschlüssen
 - Eine Phase tritt $I=0$ jede 60°
 - $k_{pp} 1.5$: 150° Lichtbogenzeitfenster
 - $k_{pp} 1.3$: 180° Lichtbogenzeitfenster, aber 3. Phase nicht kritisch
- Phase-Phase Interaktion
 - Nur für dreiphasige eingekapselte Anlage
 - Validierung des Designs (Tank / Position)
- Kräfte in der Kinematik und dem Antrieb
 - Sichtbare Effekte auf dem Hub



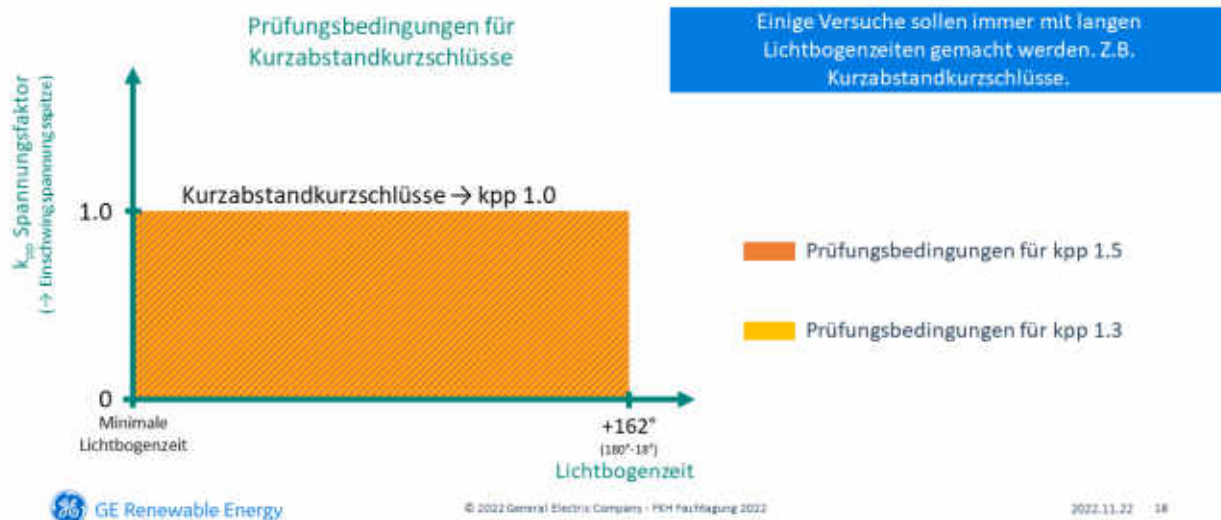
Ein- und Ausschaltung von Kurzschlussströmen

Lichtbogenzeiten und kpp Spannungsfaktoren



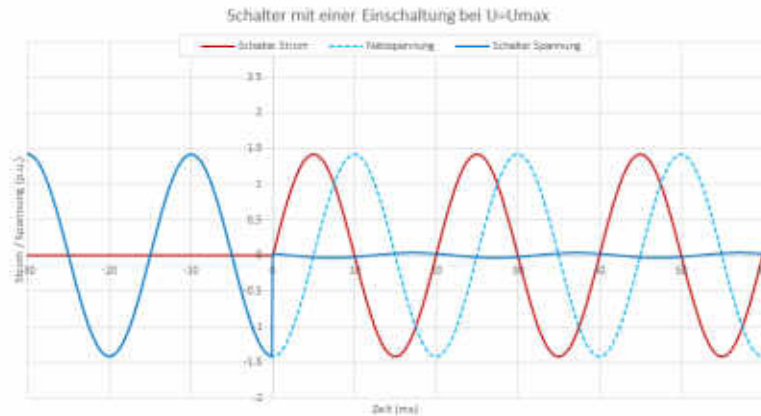
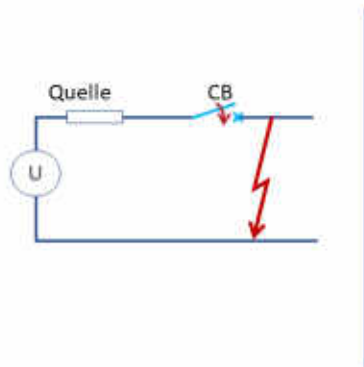
Ein- und Ausschaltung von Kurzschlussströmen

Lichtbogenzeiten und kpp Spannungsfaktoren



Ein- und Ausschaltung von Kurzschlussströmen

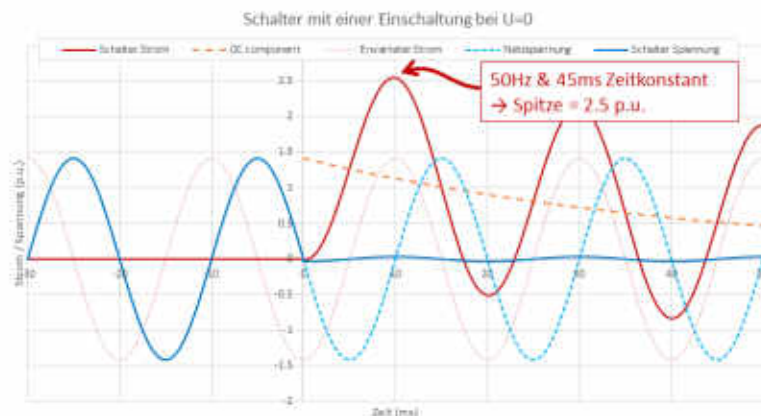
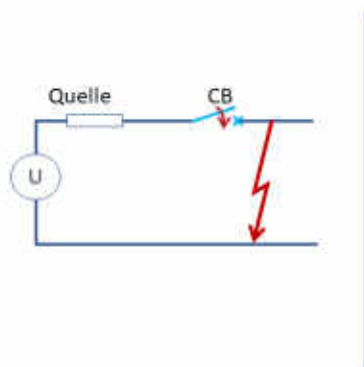
Einschaltung auf Kurzschluss (oder Fehler Zeitpunkt)



Eine Einschaltung bei $U=U_{max}$ wird die längste Lichtbogenzeit geben. In diesem Fall ist der Kurzschlussstrom symmetrisch.

Ein- und Ausschaltung von Kurzschlussströmen

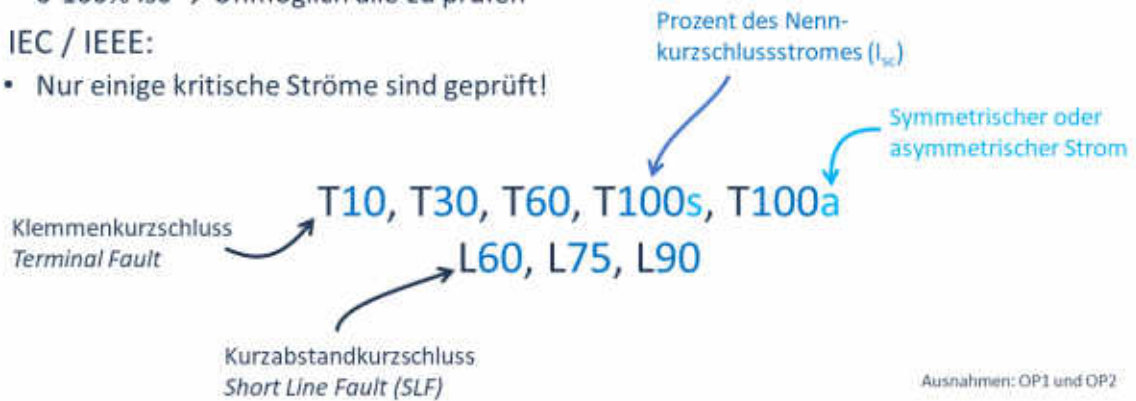
Einschaltung auf Kurzschluss (oder Fehler Zeitpunkt)



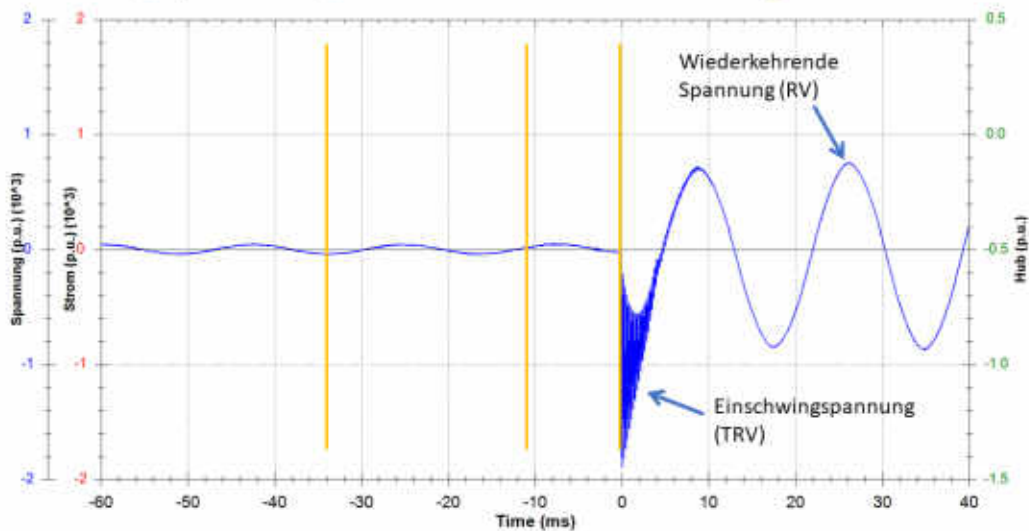
Einschaltung kann Stossströme bis 2.5..2.7 x I_{sc} generieren. Schlimmster Fall ist, wenn die Zündung bei $U=0$ ist.

Ein- und Ausschaltung von Kurzschlussströmen Fokus auf die Ströme (I_{rms})

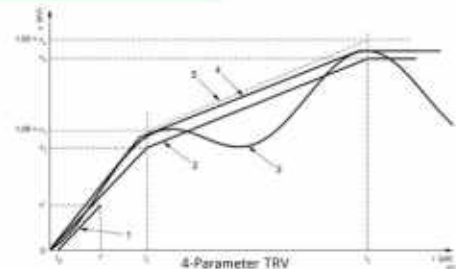
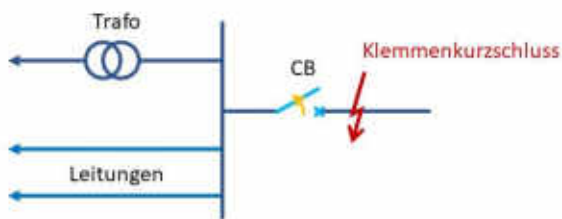
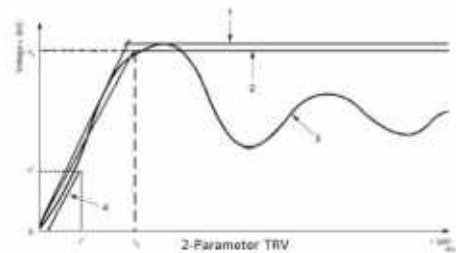
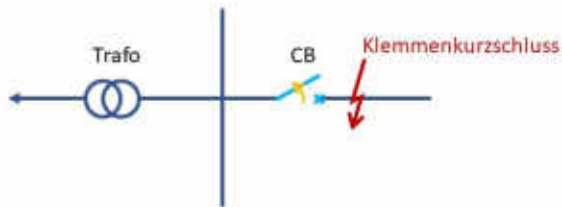
- Alle Fälle sind möglich
 - 0-100% I_{sc} → Unmöglich alle zu prüfen
- IEC / IEEE:
 - Nur einige kritische Ströme sind geprüft!



Ein- und Ausschaltung von Kurzschlussströmen Einschwingspannung bei einer Ausschaltung



Ein- und Ausschaltung von Kurzschlussströmen Einschwingspannung Parameter

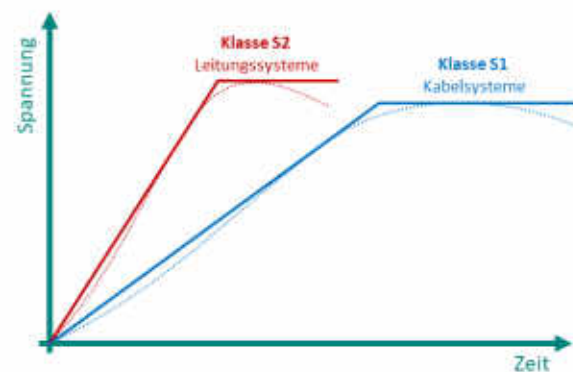


Ein- und Ausschaltung von Kurzschlussströmen Einschwingspannung Parameter

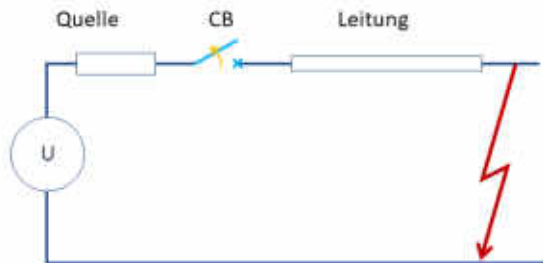
- Für Leistungsschalter < 100 kV
 - Unterschied zwischen Kabel- und Leitungssysteme
 - du/dt grösser mit Leitungen
- Klasse S2 > Klasse S1

Prüfung	Klasse S1	Klasse S2
T100	0.756	1.47
T60	1.84	2.35
T30	3.93	4.14
T10	4.17	4.29

du/dt (kV/μs) der Einschwingspannung
für einen 72.5kV kpp 1.5 Schalter



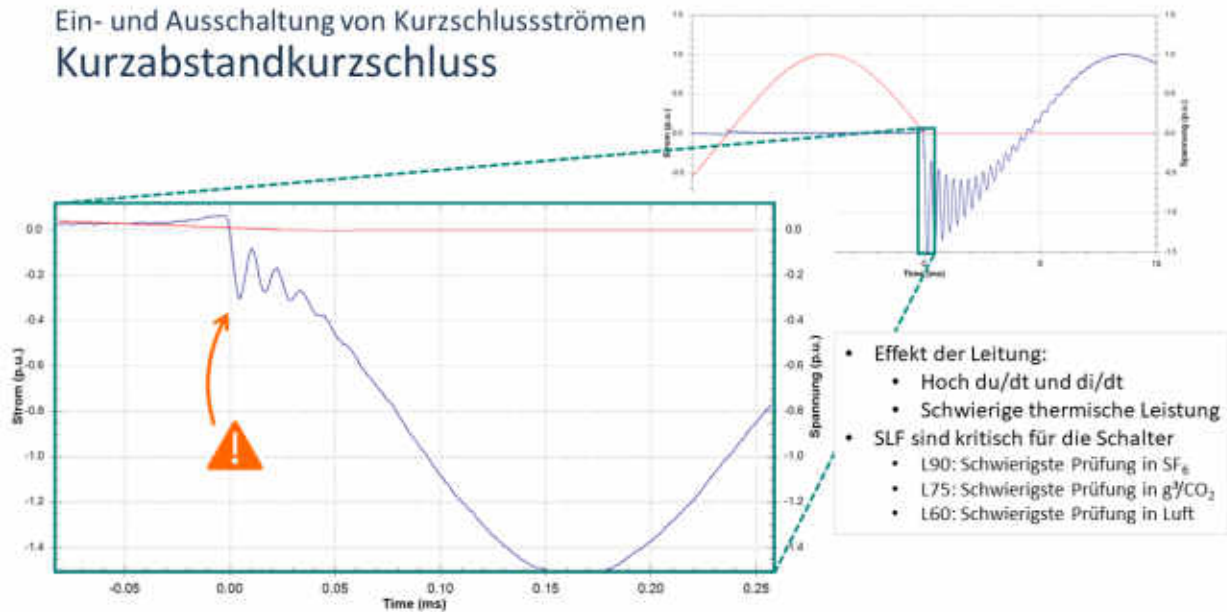
Ein- und Ausschaltung von Kurzschlussströmen Kurzabstandkurzschluss



Kurzabstandkurzschluss (Short Line Fault)

- Höhe Ströme
- Nur einphasig
- Kritische Spannungswellen auf der Linienseite

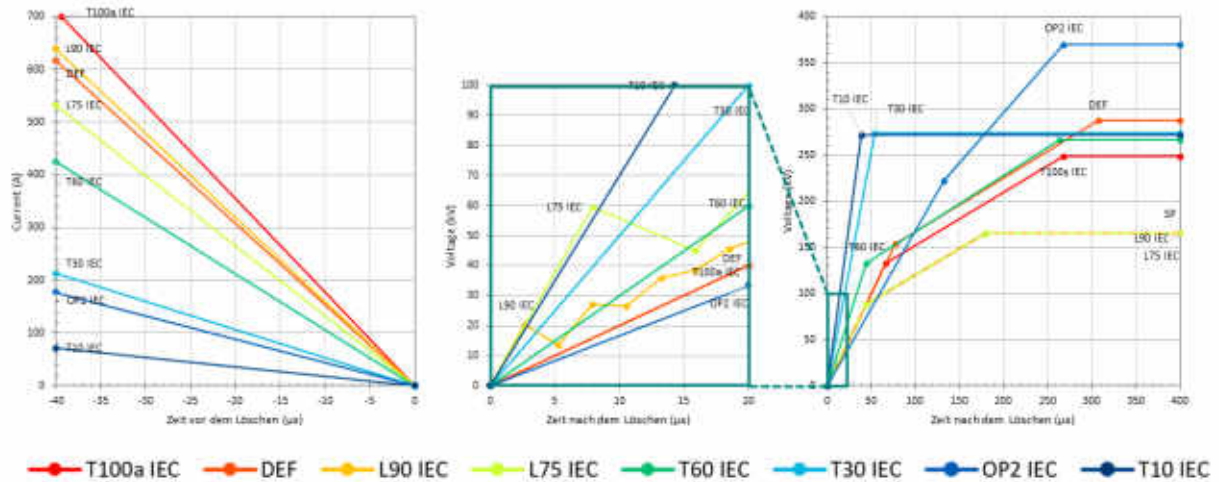
Ein- und Ausschaltung von Kurzschlussströmen Kurzabstandkurzschluss



- Effekt der Leitung:
 - Hoch du/dt und di/dt
 - Schwierige thermische Leistung
- SLF sind kritisch für die Schalter
 - L90: Schwierigste Prüfung in SF_6
 - L75: Schwierigste Prüfung in g^3/CO_2
 - L60: Schwierigste Prüfung in Luft

Ein- und Ausschaltung von Kurzschlussströmen Übersicht der Leistungsversuche

Die IEC deckt alle kritischen Fälle ab, basierend auf Physik und Betriebserfahrung!



Anforderungen an Schaltgeräte und Schalttransienten Inhaltsübersicht

Prinzipien der Schaltgeräte

- Die verschiedenen Schaltgeräte in einer GIS
- Lösungen für höhere Leistungen
- Typische Leistungen der Trenner und Erder

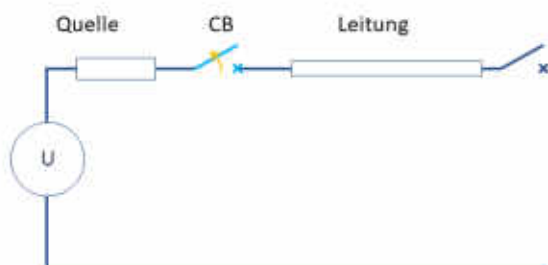
Leistungsschalter: Kurzschlüsse

- Schaltungssequenzen
- Ströme und Lichtbogenzeiten
- Spannungstransienten
- Typen von Kurzschlüssen
- Andere Parameter: kpp, %DC, usw.

Leistungsschalter: Betriebsschaltungen

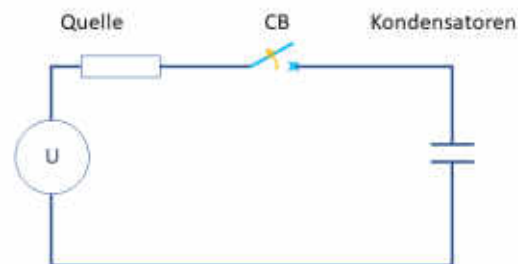
- **Kleine kapazitive Ströme**
- Kleine induktive Ströme
- Phasensynchrones Schalten

Betriebsströme: Kleine kapazitive Ströme Kleine kapazitive Ströme

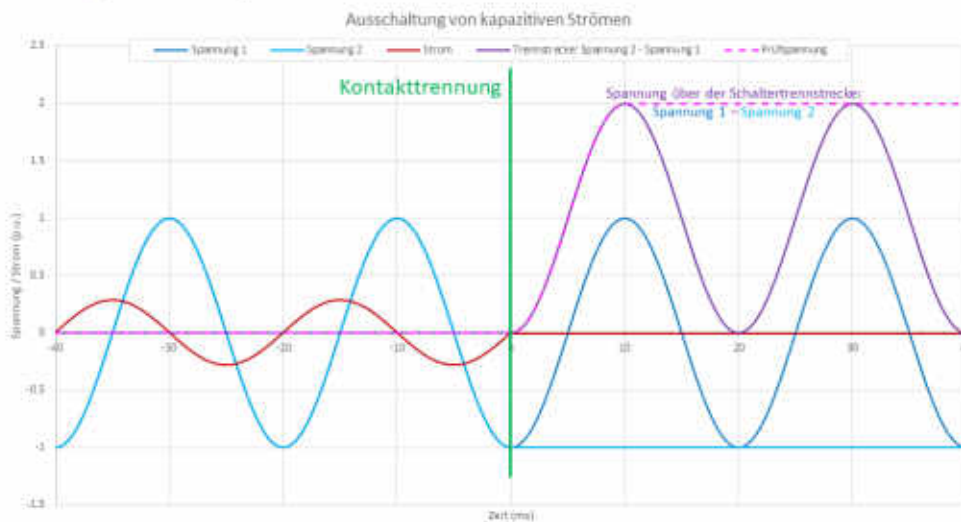


Kapazitive Ströme (Capacitive switching)

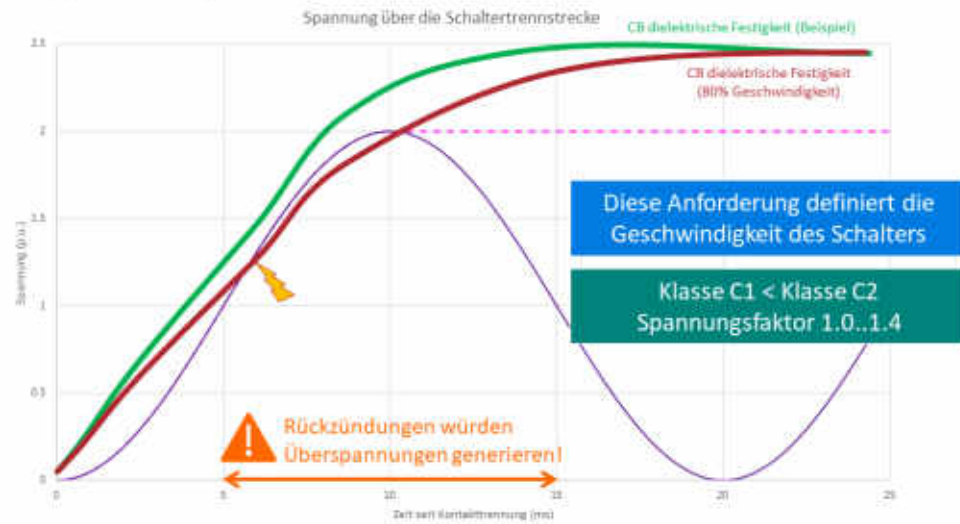
- Leitungen
- Kabel
- Kondensatoren (und back-to-back, B2B)



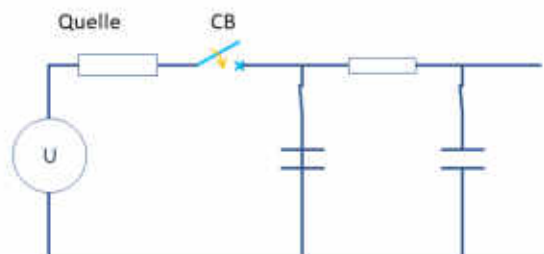
Betriebsströme: Kleine kapazitive Ströme Schaltung von kapazitiven Strömen



Betriebsströme: Kleine kapazitive Ströme Schaltung von kapazitiven Strömen



Betriebsströme: Kleine kapazitive Ströme Back-to-back Kondensatoren



Kapazitive Ströme (Capacitive switching)

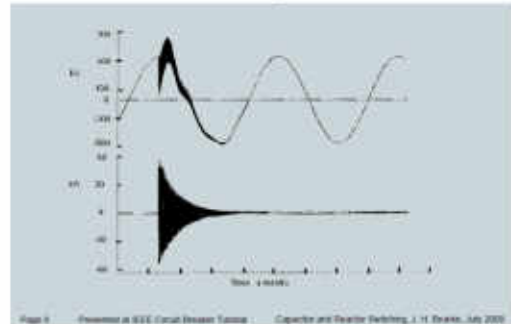
- Back-to-back Kondensatoren, B2B
- Einschaltung mit hohen Einschaltströmen

Betriebsströme: Kleine kapazitive Ströme Back-to-back Kondensatoren

- Effekte von Einschaltung auf Kondensatorbatterien
 - Überspannungen
 - Back-to-back → Hoher Einschaltstrom!!
- Lösungen
 - Vorgeschalteter Widerstand
 - Vorgeschaltete Strombegrenzungsdrossel
 - B2B geprüfter Schalter (i.O. für den Kondensator?)
 - Phasensynchrones Schalten (PoW)

Gilt auch für Einschaltung von Leitungen
oder Transformatoren

500 kV Back to Back Energization



GE Renewable Energy

© 2022 General Electric Company - FKH Fachtagung 2022

2022.11.22 83

Anforderungen an Schaltgeräte und Schalttransienten Inhaltsübersicht

Prinzipien der Schaltgeräte

- Die verschiedenen Schaltgeräte in einer GIS
- Lösungen für höhere Leistungen
- Typische Leistungen der Trenner und Erder

Leistungsschalter: Kurzschlüsse

- Schaltungssequenzen
- Ströme und Lichtbogenzeiten
- Spannungstransienten
- Typen von Kurzschlüssen
- Andere Parameter: kpp, %DC; usw.

Leistungsschalter: Betriebsschaltungen

- Kleine kapazitive Ströme
- **Kleine induktive Ströme**
- Phasensynchrones Schalten

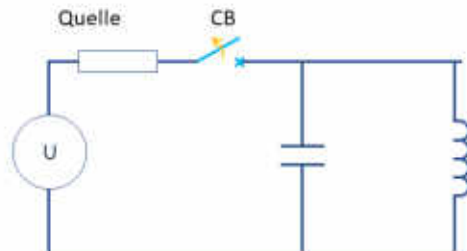


GE Renewable Energy

© 2022 General Electric Company - FKH Fachtagung 2022

2022.11.22 84

Betriebsströme: Kleine induktive Ströme Shunt Reaktor

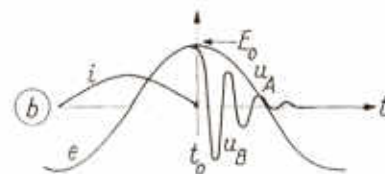
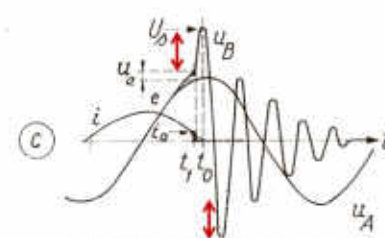


Induktive Ströme (Inductive switching)

- Shunt Reaktor (Motoren, Trafos ohne Last)
- Ausschaltung generiert Rückzündungen und Überspannungen im Netz
- Einschaltung mit hohen Einschaltströmen
- IEC 62271-110

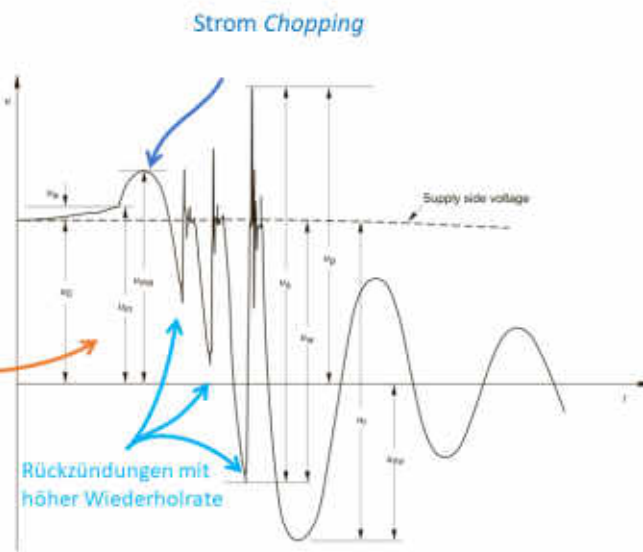
Betriebsströme: Kleine induktive Ströme Shunt Reaktor Ausschaltung

- Ausschaltung von Shunt Reaktor generiert grosse Überspannungen
- Abgeschnittener Strom: *Current chopping*:
 - Die Lichtbogenspannung steigt bei $i < i_0$
 - Der Strom wird abgeschnitten
 - Dies generiert Überspannungen und Transienten

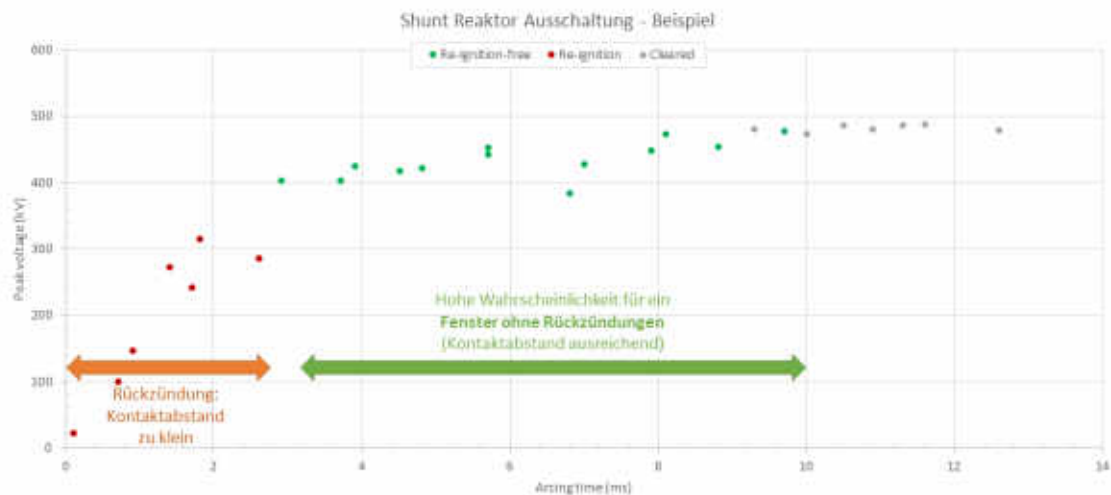
Ausschaltung ohne abgeschnittenem StromAusschaltung mit abgeschnittenem Strom

Betriebsströmen: Kleine induktive Ströme

- Der Lichtbogen wird immer gelöscht (analog zu den kapazitiven Schaltungen)
- Mögliche Fälle
 - Die Transienten sind zu hoch für den Schalter
→ Rückzündungen + neue Stromwelle
 - Der Schalter kann kaum die Spannung halten
→ Rückzündungen aber kein Strom
 - Kontakttrennung groß genug und gutes Design
→ Überspannung ohne Rückzündung



Betriebsströmen: Induktive Ströme



Anforderungen an Schaltgeräte und Schalttransienten

Inhaltübersicht

Prinzipien der Schaltgeräte

- Die verschiedenen Schaltgeräte in einer GIS
- Lösungen für hohe Leistungen
- Trenner und Erder typische Leistungen

Leistungsschalter: Kurzschlüsse

- Schaltungssequenzen
- Ströme und Lichtbogenzeiten
- Spannungstransienten
- Typen von Kurzschlüssen
- Andere Parameter: kpp, %DC; usw.

Leistungsschalter: Betriebsschaltungen

- Kleine kapazitive Ströme
- Kleine induktive Ströme
- **Phasensynchrones Schalten**

Betriebsströme: Phasensynchrones Schalten

Phasensynchrones Schalten / Controlled switching

- Viele Betriebsschaltungen können mit phasensynchronem Schalten verbessert werden
- Zusätzliche Anforderungen an das Equipment
 - Controller zur Synchronisation
 - IPO Schalter: ein Antrieb pro Phase
 - Messungen (Referenz für Strom oder Spannung)
 - Verzögerung, basierend auf den Eigenzeiten (Ein- und Ausschaltzeiten des Schalters)

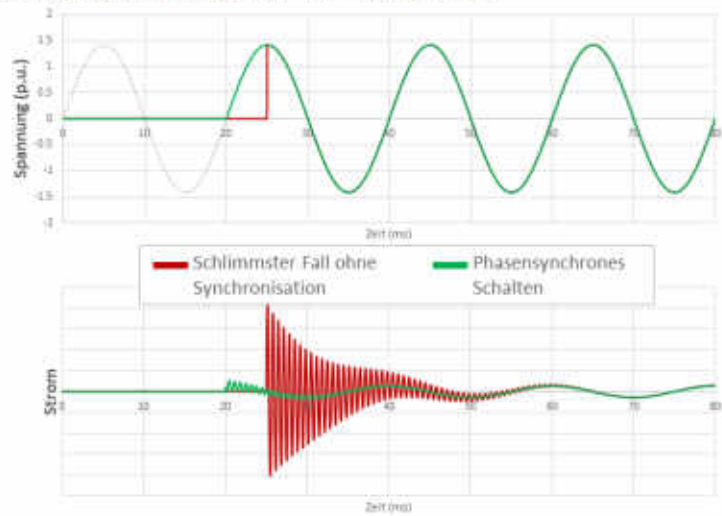


Schalter mit IPO während Leistungsversuchen

Betriebsströme: Phasensynchrones Schalten

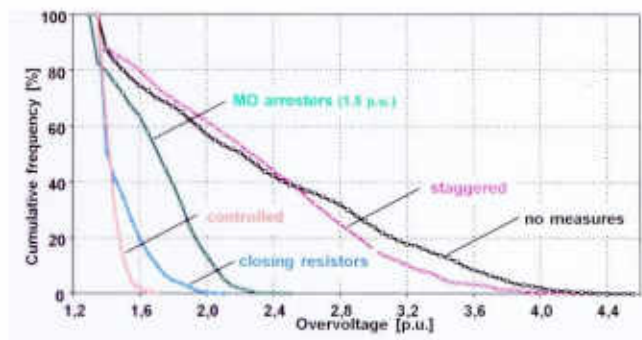
Einschaltung von Kondensatoren oder Reaktoren

- Einschalten beim $U=0$ wird den Einschaltstrom limitieren



Betriebsströme: Phasensynchrones Schalten

Einschaltung von langen Leitungen



Betriebsströme: Phasensynchrones Schalten

Ziele und Prinzipien

	Einschaltung von Kondensatoren	Ausschaltung von Shunt Reaktoren	Einschaltung von Transformatoren	Einschaltung von langen Leitungen
Ziele	Einschaltstrom limitieren Überspannungen limitieren	Überspannungen limitieren Schnelle Transienten vermeiden	Einschaltstrom limitieren	Überspannungen limitieren
Prinzipien	Einschaltung auf $U=0$	Ausschaltung im richtigen rückzündungsfreien Zeitfenster	Einschaltung beim minimalen magnetischen Fluss	Einschaltung auf $U=0$

Schaltungen mit phasensynchronem Schalten sind meistens sehr erfolgreich.
Steuerung des Schalters und Programmierung des Controllers sind wichtige Punkte!!

Anforderungen an Schaltgeräte und Schalttransienten

Zusammenfassung

- Verschiedene Schaltgeräte mit verschiedenen Technologien
- Leistungsschalter können bei allen Betriebsbedingungen ein- und ausschalten
- Leistungsschalter werden zahlreichen Prüfungen unterzogen
- Alle Parameter sind durch die Norm definiert und basieren auf Berechnung, Erfahrung und Statistiken
- Schaltungen im Betrieb können Transienten generieren, insbesondere mit Kondensatoren, Shunt Reaktoren oder langen Leitungen
- Phasensynchrones Schalten ist die beste Lösung, um diese zu minimieren



FKH - Fachtagung

22. November 2022

Isolationskoordination

Isolationskoordination in der Praxis – Auswahl von Netzkomponenten

Dipl.-Ing. Jonas Baumann
Swissgrid AG

Funktion und beruflicher Werdegang

2003-2006	Studium Elektroingenieur, FHNW, Brugg
2007-2012	Generator Diagnose Ingenieur, Alstom Power AG, Baden
2012-2018	Senior Engineer Primärtechnik, Axpo Power AG, Baden
Seit 2018	Principle Asset Engineer, Swissgrid AG, Aarau

Isolationskoordination in der Praxis – Auswahl von Netzkomponenten

Jonas Baumann

Swissgrid AG

1 Kurzfassung

In der Planung, dem Bau und späteren Betrieb vom Übertragungsnetz der Swissgrid ist die korrekte Auslegung der Netzkomponenten eine wichtige Grundlage. Hierbei gilt es insbesondere die richtigen dielektrischen Anforderungen an die einzelnen Betriebsmittel gemäss der Isolationskoordination festzulegen.

Basierend auf der Isolationskoordination sind die Bemessungsspannungen der unterschiedlichen Betriebsmittel zu definieren und auf die Einhaltung der notwendigen Mindestabstände ist zu achten. Im Regelfall werden für die beiden Spannungen $U_m = 245$ kV und $U_m = 420$ kV die Anforderungen gemäss **Abbildung 1** dargestellt.

Spannungs- bereich	Höchste Spannung der Anlage	Bemessungs- Kurzzeitwechsel- spannung	Bemessungs- Blitzstoßspannung ²	Mindestabstand Leiter/Erde und Leiter/Leiter ,N'	
	U_m (Effektivwert)	U_s (Effektivwert)	U_p 1,2/50 µs (Scheitelwert)	Innenraum- Anlagen	Freiluft- Anlagen
	kV	kV	kV	mm	mm
I	170	230 ^b	550 ^b	1 100	
		275	650	1 300	
		325	750	1 500	
	245	275 ^b	650 ^b	1 300	
		325 ^b	750 ^b	1 500	
		360	850	1 700	
		385	950	1 900	
		450	1 050	2 100	

Span- nungs- bereich	Höchste Spannung der Anlage	Bemessungs- Blitzstoß- spannung ^a	Bemessungs- Schaltstoß- spannung	Mindestabstand Leiter/Erde		Bemessungs- Schaltstoß- spannung	Mindestabstand Leiter/Leiter	
	U_m (Effektivwert)	U_p 1,2/50 µs (Scheitelwert)	U_s Leiter/Erde 250/2 500 µs (Scheitelwert)	Leiter - Konstruk- tion	Stab - Konstruk- tion ,N'	U_s Leiter/Leiter 250/2 500 µs (Scheitelwert)	Leiter - Leiter parallel	Stab - Leiter
	kV	kV	kV	mm		kV	mm	
II	420	1 050/1 175	850	1 900	2 400	1 360	2 900	3 400
		1 175/1 300	950	2 200	2 900	1 425	3 100	3 600
		1 300/1 425	1 050	2 600	3 400	1 575	3 600	4 200

Abbildung 1: Bemessungsspannung / Mindestabstand (Auszug aus EN 61936)

Im Netzbetrieb gibt es sehr selten dielektrische Fehler (Überschläge), welche einzig auf eine falsche Auslegung gemäss Isolationskoordination zurückzuführen sind. In den meisten Fällen stehen diese Fehler im Zusammenhang mit weiteren Einflussfaktoren (z.B. Feuchtigkeit im Isoliermedium, Verschmutzung in GIS-Anlagen).

Eine zunehmende Problematik stellen die temporären Überspannungen dar, welche oberhalb der dauerhaft zulässigen Bemessungsspannungen liegen. Grund für diese Überspannungen sind u.a. schwach belastete Leitungen oder auch fehlende Blindleistungskompensation. In Abbildung 2 sind die zeitweiligen Überspannungen (gelbe Markierung) für die beiden Spannungen der Netzebene 1 dargestellt.

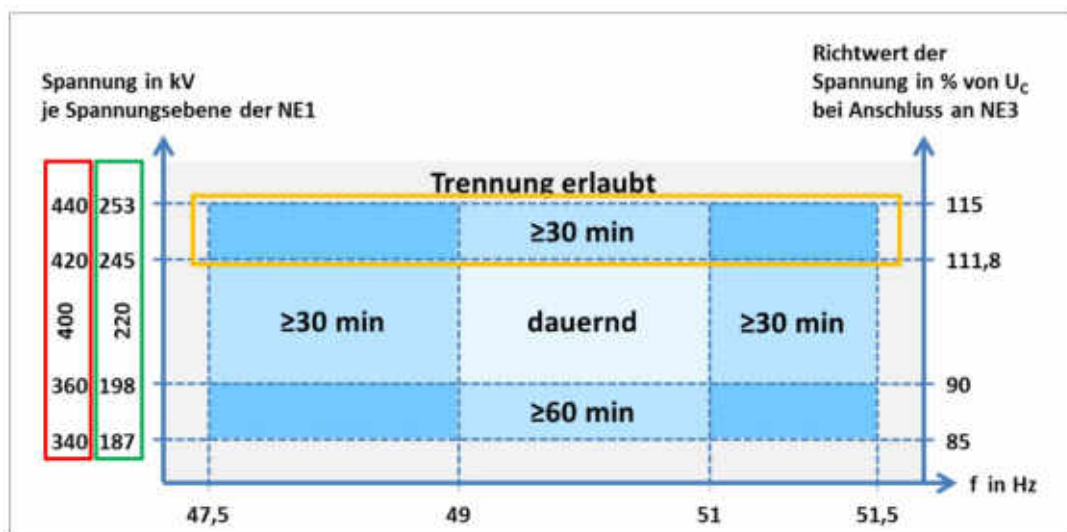


Abbildung 2: Zeitweilig zulässige Überspannungen in NE1, Transmission Code, Swissgrid

Die Auswirkungen auf die Betriebsmittel hinsichtlich Funktionseinschränkungen und Alterungsverhalten aufgrund temporärer Überspannungen sind zu beachten.

Ein wirkungsvolles Mittel für den Schutz der Betriebsmittel ist die Installation von Überspannungsableitern. Zu beachten sind hierbei die korrekte elektrische Dimensionierung und gewisse Grundsätze bezüglich Einbauort der Ü-Ableiter.

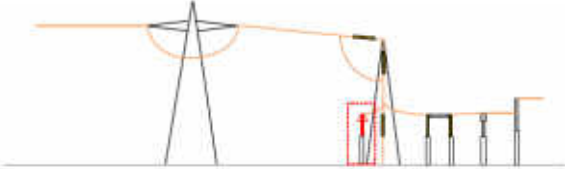
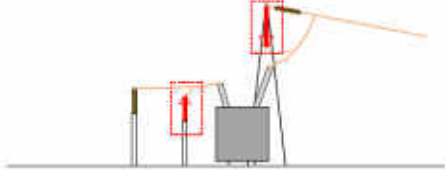
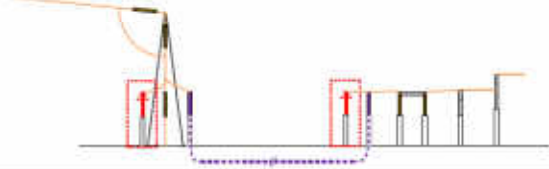
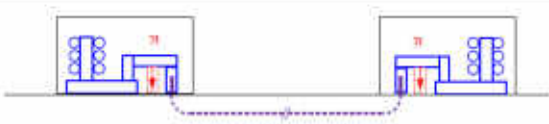
Einbausituation		Ü-Ableiter
Eingehende Freileitung: Übergang Freileitung auf AIS- Anlage		Ü-Ableiter bei Abspannportal im UW-Areal
Transformatoren		Ü-Ableiter immer OS und US, Unabhängig von Anschluss (AIS, GIS).
Kabelleitungen: Einführung Freileitung zu AIS		Ü-Ableiter (AIS) beidseitig von Kabelstrecke
Kabelleitungen: Einführung Freileitung zu GIS		Ü-Ableiter (AIS) beim Abspannportal AIS.
Kabelleitungen GIS-GIS		Bei direkten Kabelverbindungen GIS – GIS wird immer eine Studie durchgeführt. Normalerweise Ü-Ableiter beidseitig Kabel (GIS)

Abbildung 3: Grundsatz für Einbauort der Überspannungsableiter

Sammlung Präsentationsseiten

Öffentlich

Isolationskoordination in der Praxis

Auswahl von Netzkomponenten - Swissgrid

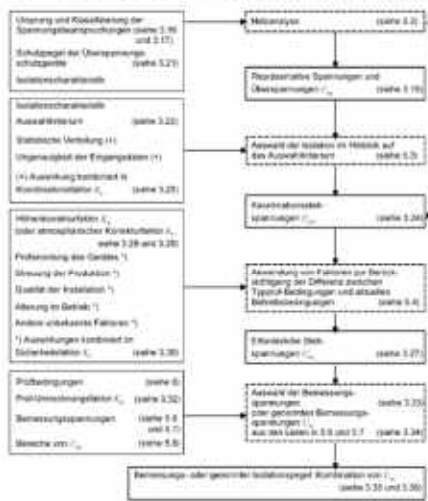
Jonas Baumann, Principal Asset Engineer
Brugg-Windisch, 22. November 2022



Agenda

- 1 Anforderungen Isolationskoordination
- 2 Temporäre Überspannungen
- 3 Ü-Ableiter

Anforderungen Isolationskoordination



Isolationskoordination

Akzeptable Fehlerrate

Stochastischer Ansatz

Koordinationsüberspannung

Wahrscheinlichkeit eines Isolationsfehlers

IEC 60071-1/-2/-3/-4

Deterministischer Ansatz

EN 61936-1:2016

Tabelle 2 (fortgesetzt)

Spannungsbereich	Höchste Spannung der Anlage	Bemessungs-Blitzstrom (effektiv)	Bemessungs-Blitzstrom (effektiv)	Mindestabstand Leiter/Erde		Bemessungs-Schutzstromspannung		Mindestabstand Leiter/Leiter	
	U_n (Effektivwert)	I_b (Effektivwert)	I_b (Effektivwert)	Leiter - Konstruktion	Stab - Konstruktion	Leiter/Leiter (parallel)	Leiter/Leiter (parallel)	Leiter - Leiter (parallel)	
0-10	0-10	0-10	0-10	0-10	0-10	0-10	0-10	0-10	
10-175	10-175	10-175	10-175	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	
				3 100	3 100	3 100	3 100	3 100	
				5 000	5 000	5 000	5 000	5 000	
175-420	175-420	175-420	175-420	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	
				3 100	3 100	3 100	3 100	3 100	
				5 000	5 000	5 000	5 000	5 000	
420-1000	420-1000	420-1000	420-1000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	
				3 100	3 100	3 100	3 100	3 100	
				5 000	5 000	5 000	5 000	5 000	

3 22. November 2022 | Jonas Baumann | Isolationskoordination in der Praxis | Öffentlich

swissgrid

Anforderungen Isolationskoordination

Umsetzung in Praxis

- Im Regelfall werden Betriebsmittel für $U_m = 245\text{ kV}$ und 420 kV mit den jeweils höchsten Werten für U_d und U_p gewählt
- Somit gelten die jeweils höchsten Mindestabstände von EN 61936
- Abweichungen in Einzelfällen, z.B.:
 - Extra kurze Isolatorketten bei Freileitung, damit Bodenabstände eingehalten werden können (selbstheilende Isolation)
 - Reduktion der Mindestabstände bei Provisorien
 - 220kV Trafo-Durchführungen werden mit $U_m = 300\text{ kV}$ spezifiziert

Spannungsbereich	Höchste Spannung der Anlage U_n (Effektivwert)	Bemessungs-Blitzstromspannung U_b (Effektivwert)	Bemessungs-Blitzstromspannung U_b (Effektivwert)	Mindestabstand Leiter/Erde und Leiter/Leiter	
	U_n	U_b	U_b	Leiter/Erde	Leiter/Leiter
0-10	0-10	0-10	0-10	0-10	0-10
10-175	10-175	10-175	10-175	10-175	10-175
175-420	175-420	175-420	175-420	175-420	175-420
420-1000	420-1000	420-1000	420-1000	420-1000	420-1000

Spannungsbereich	Höchste Spannung der Anlage	Bemessungs-Blitzstromspannung ^a	Bemessungs-Schutzstromspannung	Mindestabstand Leiter/Erde		Bemessungs-Schutzstromspannung	Mindestabstand Leiter/Leiter	
	U_n (Effektivwert)	U_b 1,250 µs (Schaltwert)	U_b Leiter/Erde 250/2 98 µs (Schaltwert)	Leiter – Konstruktion	Stab – Konstruktion	U_b Leiter/Leiter 250/2 900 µs (Schaltwert)	Leiter – Leiter parallel	Stab – Leiter
					m		m	
0V	0V	0V	0V	mm		0V	mm	
420	1 080/1 175	880	1 900	2 200 ^a	2 400	1 360	2 900	3 400
	1 175/1 200	880	2 000	2 400 ^b	2 900	1 425	3 100	3 600
	1 300/1 425	1 080	2 600	3 400	3 600	1 575	3 600	4 200

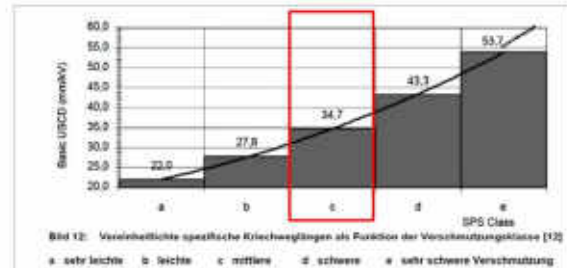
4 22. November 2022 | Jonas Baumann | Isolationskoordination in der Praxis | Öffentlich

swissgrid

Anforderungen Isolationskoordination

Umsetzung in Praxis

- Umgebungsbedingungen beachten bzw. vorgeben:
 - Angabe der Verschmutzungsstufe (EN 60815-2)
Im Normalfall wird Verschmutzungsstufe c definiert
 - Höhenlage:
Berücksichtigung der Höhenlage, sofern > 1000 m.ü.M. (z.B. Freileitungen im Alpenraum)
- Nachweis der dielektrischen Anforderungen erfolgt durch normierte Prüfungen (Typentests, Routineprüfungen, Vor-Ort-Prüfungen)
 - Im Normalfall gelten die Anforderungen der spezifischen Geräte-Normen
 - Vereinzelt erhöhte Anforderungen (z.B. FKH-Empfehlung für GIS-Anlagen, HS-Kabel)



8 22. November 2022 | Jonas Baumann | Isolationskoordination in der Praxis | Öffentlich

swissgrid

Anforderungen Isolationskoordination

Umsetzung in Praxis:

	Kategorie	Niederfrequente Spannungen		Transiente Überspannung		
		Dauernd	zeitweilig	Langsamer Anstieg	Schneller Anstieg	Sehr schneller Anstieg
Netz	Spannungsform					
	Zeitbereich	$f = 50 \text{ Hz oder } 60 \text{ Hz}$ $T1 \geq 3600 \text{ s}$	$10 \text{ Hz} \leq f \leq 500 \text{ Hz}$ $3600 \text{ s} \geq T1 \geq 0,02 \text{ s}$	$5000 \mu\text{s} \geq T1 \geq 20 \mu\text{s}$ $T2 \leq 20 \text{ ms}$	$20 \mu\text{s} \geq T1 \geq 0,1 \mu\text{s}$ $T2 \leq 300 \mu\text{s}$	$100 \text{ ns} \geq T1 \geq 3 \text{ ns}$ $0,3 \text{ MHz} \leq f1 < 100 \text{ MHz}$ $30 \text{ kHz} \leq f2 < 300 \text{ kHz}$
	Ursache		Erdfehler, Tiefe Last, Schwingkreise	Schaltvorgänge, ferne Blitzeinschläge	Schaltvorgänge, direkte Blitzeinschläge	Schaltvorgänge und Fehler in GIS (VFT)
Prüfungen	Spannungsprüfung		Kurzzeit Wechselspannungsprüfung	Schaltstoss-Spannungsprüfung	Blitzstoss-Spannungsprüfung	
	Genormte Spannungsform					
		$f = 50 \text{ Hz oder } 60 \text{ Hz}$ $T1 \geq 3600 \text{ s}$	$48 \text{ Hz} \leq f \leq 62 \text{ Hz}$ $T1 = 60 \text{ s}$	$T1 = 250 \mu\text{s}$ $T2 = 2500 \mu\text{s}$	$T1 = 1,2 \mu\text{s}$ $T2 = 50 \mu\text{s}$	

8 22. November 2022 | Jonas Baumann | Isolationskoordination in der Praxis | Öffentlich

swissgrid

Anforderungen Isolationskoordination

Störfälle / Probleme im Netzbetrieb

- Im Betrieb gibt es sehr selten dielektrische Fehler (Überschläge), welche **einzig** auf eine falsche Auslegung gemäss Isolationskoordination zurückzuführen sind. In den meisten Fällen stehen diese Fehler im Zusammenhang mit weiteren Einflussfaktoren wie z.B.:
 - Verminderte dielektrische Eigenschaften der Isoliertmittel (z.B.: Reduzierten Druck vom Isoliergas, Feuchtigkeit,...)
 - Überschreitung der vorgesehen Mindestabstände (z.B.: Mittelstellung bei AIS-Trenner)
 - Partikel / Verschmutzungen in GIS-Anlagen & Überspannungen aufgrund von Schaltvorgängen (VFT = Very Fast Transients)
 - > Neue GIS-Anlagen sind dielektrisch bis ans Limit optimiert (wenig Sicherheitsmarge)
- In Einzelfällen treten Störungen / Probleme auf, welche auf reine dielektrische Überbeanspruchungen zurückzuführen sind:
 - Temporäre Überspannungen von Netzelementen aufgrund Betriebsfall



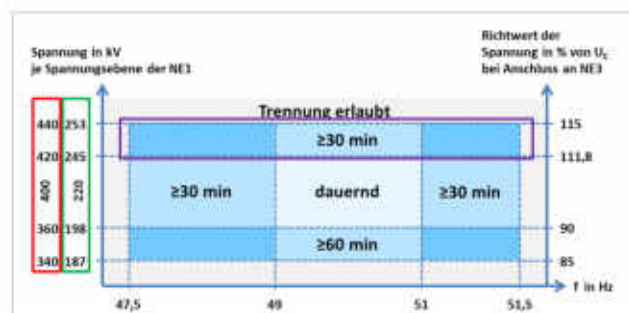
7 22. November 2022 | Jonas Baumann | Isolationskoordination in der Praxis | Öffentlich

swissgrid

Temporäre Überspannungen

Betriebsspannungen des Netzes

- Nennspannungen des Netzes U_n (EN 60071):
Ein geeigneter, gerundeter Spannungswert zur Bezeichnung oder Identifizierung eines Netzes
380 kV, 220 kV
- Höchste Betriebsspannung des Netzes U_s (EN 60071):
Höchster Wert der Betriebsspannung an einem beliebigen Punkt des Netzes bei Normalbetrieb
420 kV, 245 kV
- Überspannungen (EN 60071):
Spannungen die den Scheitelwert der höchsten Betriebsspannung des Netzes überschreiten z.B. sind temporäre Überspannungen ($t \geq 30\text{min}$) gemäss Transmission Code abzudecken
440 kV, 253 kV



8 22. November 2022 | Jonas Baumann | Isolationskoordination in der Praxis | Öffentlich

swissgrid

Temporäre Überspannungen

Betriebsspannungen des Betriebsmittel

- Höchste Spannung für Betriebsmittel U_m (EN 60071):
Effektivwert der höchsten Aussenleiterspannung, für die Betriebsmittel im Hinblick auf ihre Isolation bemessen sind und dauernd betrieben werden dürfen, z.B.:
 - GIS-Anlagen, AIS-Komponenten, HS-Kabel: 245kV / 420kV
 - Durchführungen Transformatoren: 300kV
- Bemessungsspannung U_r (EN 62271-1):
Effektivwert der größten Aussenleiterspannung, der der höchsten Netzspannung entspricht, für die ein Betriebsmittel bemessen ist. Sie gibt den Höchstwert der „höchsten Netzspannung“ eines Netzes an, bei der das Betriebsmittel betrieben werden darf. **Ein dauernder Betrieb eines Betriebsmittels oberhalb der Bemessungsspannung ist nicht zulässig.**

ABB		ABB Suisse SA
Type	ELR-14/200	
Numéro de commande ABB	18284	
Nom	EC 62271-03	
Année de fabrication	2016	
Tension nominale U_n	220 kV	
Tension assignée U_r	245 kV	
Tension de choc assignée aux chocs de foudre U_{oc}	525 kV	
Tension de choc assignée aux chocs de manœuvre U_{oc}	350 kV	
Tension de choc assignée à fréquence industrielle U_{oc}	450 kV	
Courant assigné en service continu I_n (sans de bornes/grades)	1310/3150 A	
Courant de court-circuit admissible assigné I_{cc}	80 kA	
Durée de court-circuit assignée t_{cc}	1 s	
Valeur de l'effet du courant admissible assigné I_{eff}	705 kA	
Préférence bornes I_n	80 HS	
Catégorie de température	-40...+40 °C	

18. 22. November 2022 | Jonas Baumann | Isolationskoordination in der Praxis | Öffentlich

swissgrid

Temporäre Überspannungen

Zeitweilige netzfrequente Überspannungen treten auf, z.B. als Folge von fehlender Blindleistungskompensationen, schwach belastete Leitungen (z.B. während Corona-Zeit), Netzwiederaufbau (-Übungen)

Die Auswirkungen auf Betriebsmittel hinsichtlich Funktionseinschränkung und Alterungsverhalten sind in den Normen nicht abgedeckt, sind aber zu betrachten

Eine Studie des Forums Netztechnik/Netzbetrieb im VDE¹⁾ hat dies untersucht:

- Prüftechnischer Nachweis erfolgt mittels Prüfung (Langzeit- bzw. Kurzzeit-Stehwechselspannung)
- Angenommene Beanspruchung: $U = 1.05 \cdot U_m$ zweimal pro Woche für jeweils 30 Minuten
- Auswirkung auf angenommene Lebensdauer von 40 Jahren durch erhöhter Alterung ist gering
- Besondere Beachtung ist beim Leistungsschalter gefragt für bestimmte Fälle:
 - Tatsächliche Kurzschlussströme liegt im Bereich vom Bemessungs-Kurzschlussstrom des Leistungsschalters liegen können gewisse Schaltfälle (insb. Klemmenkurzschluss) kritisch werden
 - Abschaltung leerlaufende, nicht kompensierte Leitungen mit erhöhter Spannung ($1.05 \cdot U_m$) können vermehrt zu Rückzündungen führen -> Abhilfe durch gesteuertes Schalten
 - Schalten von kleinen induktiven Strömen bei einer Spannung von $1.05 \cdot U_m$ kann vermehrt Wiederzündungen verursachen -> Abhilfe durch gesteuertes Schalten

1.) Analyse und Bewertung der Anforderungen an das Leistungsvermögen der Betriebsmittel im Falle von temporären Netzzuständen mit Spannungen oberhalb U_m , VDE/FNN Studie, Prof. Dr.-Ing. C. Neumann, Prof. Dr.-Ing. V. Hinrichsen, Oktober 2013

18. 22. November 2022 | Jonas Baumann | Isolationskoordination in der Praxis | Öffentlich

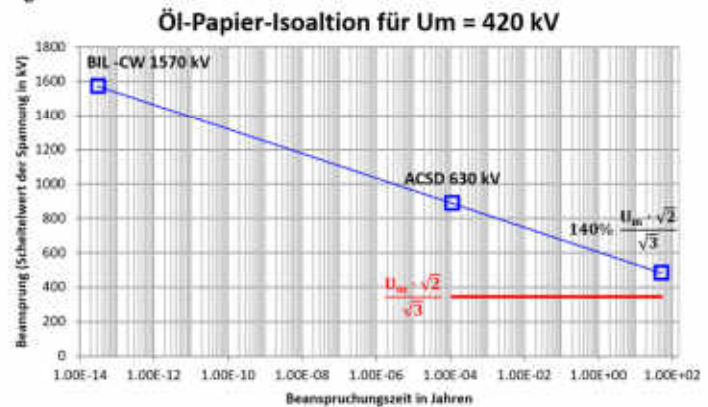
swissgrid

Temporäre Überspannungen

Swissgrid hat im Frühjahr 2020 ähnliche Überlegungen gemacht. Damals wurde für bestimmte Netzknoten eine Überspannung von 102% * Um für maximal 360h pro Jahr akzeptiert

Unter Berücksichtigung der verschiedenen Prüfspannungen wurde an Abschätzung der verbleibenden dielektrischen Festigkeit am Ende des theoretischen Lebensende gemacht

Hier am Beispiel der Öl-Papier-Isolation:



11 22. November 2022 | Jonas Baumann | Isolationskoordination in der Praxis | Öffentlich

swissgrid

Ü-Ableiter

Auslegung Ü-Ableiter

★ Elektrische Parameter, welche vorgegeben werden

★ Mechanische Parameter, welche vorgegeben werden

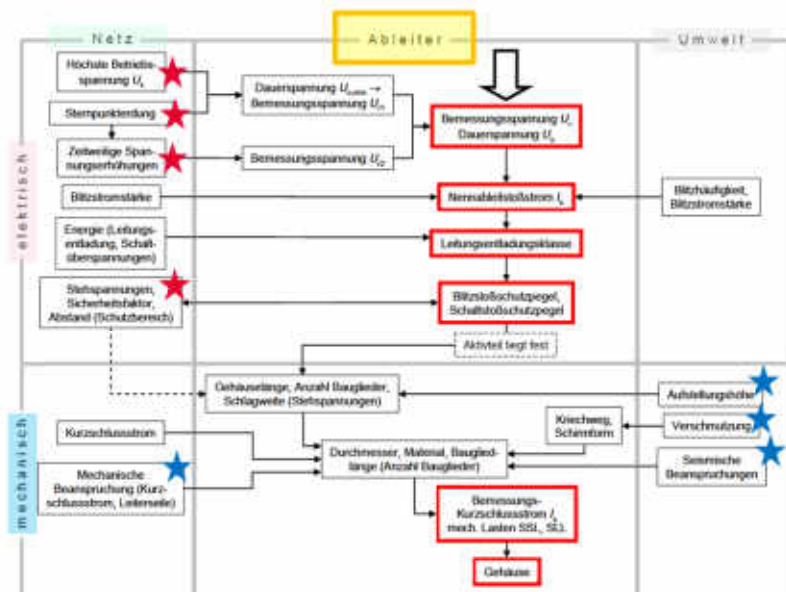


Abbildung: Siemens, MO-Ableiter in Hochspannungsnetz, Grundlagen, V. Hirschsen

12 22. November 2022 | Jonas Baumann | Isolationskoordination in der Praxis | Öffentlich

swissgrid

Ü-Ableiter

Auslegung Ü-Ableiter

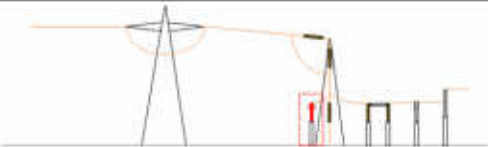
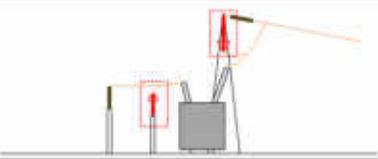
Netzbedingungen				Bemerkung
Nennspannung U_n [kV]		220	380	
Höchste Betriebsspannung U_s [kV]		245	420	
Maximale Betriebsspannung $U_{s,m}$ [kV]		253	440	
Max. Phase-Erdspannung U_e [kV]	$U_{s,m} / \sqrt{3}$	146	254	
Max. Phase-Erdspannung $U_{e,p}$ [kV]	$\sqrt{2} \cdot U_e$	207	359	
Netzbetriebsmittel				
Bemessung-Betriebsmittelspannung U_r		245	420	Trasfo, Wandler, Kabel
Kurzzeitstehwechselspannung U_d		460	950	
Bemessungs-Schaltstossspannung U_s		n.A.	1050	
Bemessungs-Blitzstossspannung U_p		1050	1425	
Kenngrößen Ableiter				
Sicherheit U_c gegen U_e	min. 5%	10%	5%	Beim 220kV-Netz besteht Gefahr für höhere temporärer Überspannungen
Dauerspannung U_c [kV]	$\geq$	161	267	U_c darf dauernd am Ableiter anliegen
Bemessungsspannung U_{r1} [kV]	$1.25 \cdot U_c$	201	333	$U_{r1} = 1.25 \cdot U_c$ (fixer Zusammenhang)
Bemessungsspannung U_{r2} [kV]	U_{tov}/k_{tov}	189	329	$U_{r2} = U_{tov}/k_{tov}$ ($U_{tov}=U_e \cdot 1.4$ bei geerdetem Stempunkt, $k_{tov}=U_{tov}$ bei 10s)
Bemessungsspannung U_r [kV]	$\max(U_{r1}, U_{r2})$	201	333	U_r darf max. 10s oder teilweise 100s am Ableiter anliegen
Blitzstrom I_k [kA]		20	20	
Blitzstoss-Schutzpegel U_{pl} [kV] bei I_k		585	880	bei I_k (z.B. 20kA)
Blitzstoss-Schutzpegel U_{pl2} [kV] bei $2 \cdot I_k$	$110\% \cdot U_{pl}$	643.5	968	bei $2 \cdot I_k$ (z.B. 40kA), Normalerweise 5-15% höher als U_{pl}
Faktor U_{pl} zu U_p	$\geq \text{ca. } 1.4^*$	1.8	1.6	Verhältnis zwischen U_{pl2} (Ableiter) zu Blitzstossspannung vom Betriebsmittel bei I_k
Faktor U_{pl2} zu U_p	$\geq \text{ca. } 1.4^*$	1.6	1.5	Verhältnis zwischen U_{pl2} (Ableiter) zu Blitzstossspannung vom Betriebsmittel bei $2 \cdot I_k$

13. 22. November 2022 | Jonas Baumann | Isolationskoordination in der Praxis | Öffentlich

swissgrid

Ü-Ableiter

Grundsatz Einbauort Ü-Ableiter

Einbausituation		Ü-Ableiter
Eingehende Freileitung: Übergang Freileitung auf AIS-Anlage		Ü-Ableiter bei Abspannportal im UMW-Areal
Transformatoren		Ü-Ableiter immer OS und US, Unabhängig von Anschluss (AIS, GIS).

14. 22. November 2022 | Jonas Baumann | Isolationskoordination in der Praxis | Öffentlich

swissgrid

Ü-Ableiter

Grundsatz Einbauort Ü-Ableiter

Einbausituation		Ü-Ableiter
Kabelleitungen: Einführung Freileitung zu AIS		Ü-Ableiter (AIS) beidseitig von Kabelstrecke
Kabelleitungen: Einführung Freileitung zu GIS		Ü-Ableiter (AIS) beim Abspannportal AIS
Kabelleitungen GIS-GIS		Bei direkten Kabelverbindungen GIS – GIS wird immer eine Studie durchgeführt. Normalerweise Ü-Ableiter beidseitig Kabel (GIS)

19. 22. November 2022 | Jonas Baumann | Isolationskoordination in der Praxis | Öffentlich

swissgrid

Ü-Ableiter

Grundsatz Einbauort Ü-Ableiter

- Einbau vom Ableiter so nahe wie möglich am zu schützenden Objekt (im Normalfall 3-10m)
- Verhindern von Folgeschäden beachten (z.B. Position Ausblasöffnung)
- Maximal zulässiger Ableiter-Schutzbereich gemäss nebenstehender Abbildung
- Im Zweifelsfall wird Notwendigkeit Ableiter durch Studie (Expertise Dritter) festgelegt
- AIS-Ableiter: Besser ein Ableiter zu viel als einer zu wenig
- GIS-Ableiter: Einbau nur wenn durch Studie gefordert

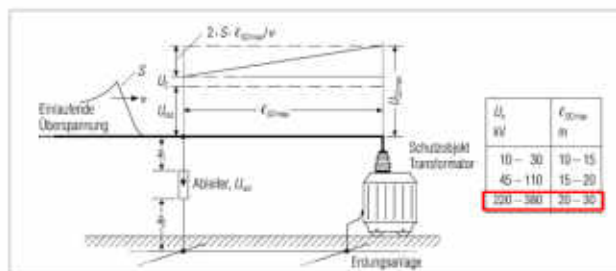


Abbildung: Elektrische Kraftwerke und Netze. [D. Oeding, B. Oswald, Springer 2011]

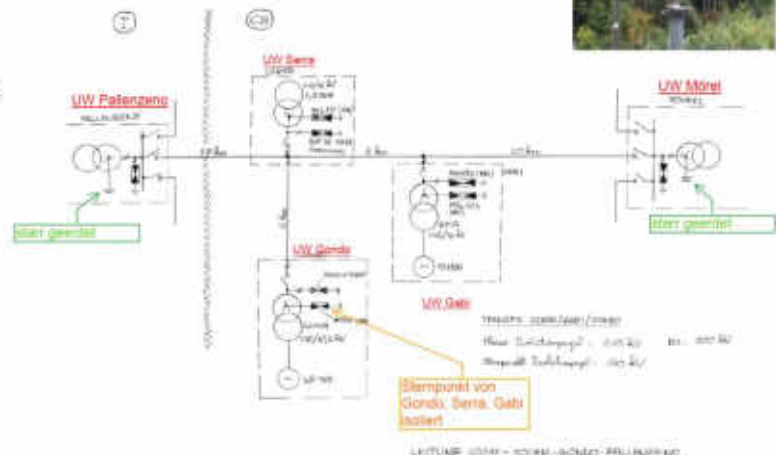
19. 22. November 2022 | Jonas Baumann | Isolationskoordination in der Praxis | Öffentlich

swissgrid

Ü-Ableiter

Besondere Anforderungen an Ableiter

- An der Simplon-Leitung gibt es aufgrund Sternpunktbehandlung besondere Anforderungen an Ü-Ableiter
- Isolierte Sternpunkte in Serra/Gondo/Gabi führen bei Schutzabschaltungen zu temporären Überspannungen
-> isoliertes Netz -> $1.73 \cdot U_n$
-> Worst-Case $2.0 \cdot U_n$ (verzögerte Spannungsregelung Kraftwerk)
- Spezielle Anforderung an Ableiter, um thermische Überlast (Zerstörung) zu verhindern
- Dauer der Überspannung durch Schutzkonzept minimieren



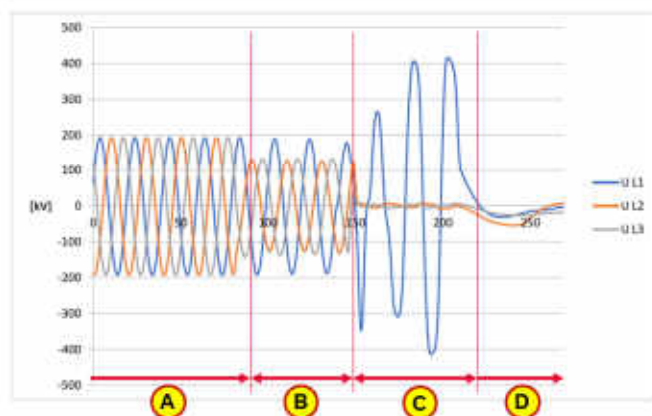
17. 22. November 2022 | Jonas Baumann | Isolationskoordination in der Praxis | Öffentlich

swissgrid

Ü-Ableiter

Besondere Anforderungen an Ableiter

- A:** Ungestörter Normalbetrieb
 $U_{L1} = U_{L2} = U_{L3} = 137 \text{ kV}$
- B:** Fehler zwischen L2-L3-Erde auf Freileitung (Blitzeinschlag)
 $U_{L1} = 135 \text{ kV}; U_{L2} = 90 \text{ kV}; U_{L3} = 96 \text{ kV}$
- C:** Schalter in Mörel & Pallanzeno geöffnet
Schalter in Gondo / Serra noch geschlossen
-> Wechsel von geerdetem auf isoliertes Netz
-> $U_{L1} = 268 \text{ kV}; U_{L2, \text{peak}} = 416 \text{ kV}; t_c = 55 \text{ ms}$
- D:** Schalter in Gondo / Serra geöffnet

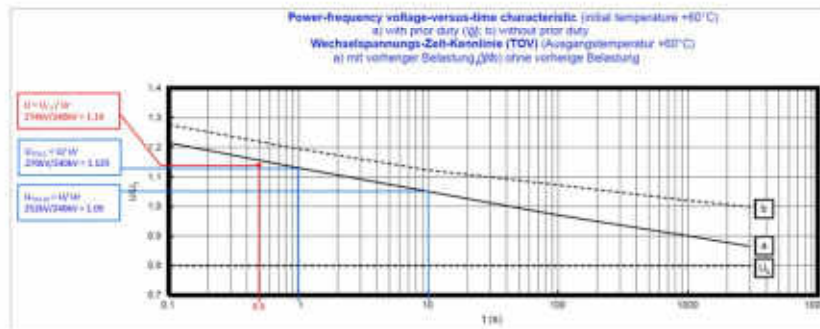


18. 22. November 2022 | Jonas Baumann | Isolationskoordination in der Praxis | Öffentlich

swissgrid

Ü-Ableiter

- Annahme (worst Case)
Überspannung $U_{LE} = 274 \text{ kV}$, 0.5 s
- Standard-Ableiter
 $U_c = 161 \text{ kV}$, $U_r = 201 \text{ kV}$, $U_{TOV,10k} = 211 \text{ kV}$; $U_{TOV,1s} = 227 \text{ kV}$ -> Ü-Ableiter ist nicht geeignet; thermische Überlast
- Standard-Ableiter
 $U_c = 192 \text{ kV}$, $U_r = 240 \text{ kV}$, $U_{TOV,10k} = 252 \text{ kV}$; $U_{TOV,1s} = 270 \text{ kV}$; -> Ü-Ableiter ist geeignet



18. 22. November 2022 | Jonas Bachmann | Isolationskoordination in der Praxis | Öffentlich

swissgrid

Danke für Ihr Interesse

Swissgrid AG
Bleichemattstrasse 31
Postfach
5001 Aarau
Schweiz

swissgrid

FKH - Fachtagung

22. November 2022

Isolationskoordination

Technischer Hintergrund der FKH-Prüfempfehlungen für GIS-Anlagen

Dr. sc. techn. Stefan Neuhold
Fachkommission für Hochspannungsfragen FKH

Funktion und beruflicher Werdegang

Stefan Neuhold beschäftigt sich seit 1993 hauptsächlich mit der Prüfung und Fehlersuche an gasisolierten Schaltanlagen (GIS) vor Ort und in der Fabrik, sowie mit der Entwicklung von Prüfmethoden und Prüfequipment zur dielektrischen Diagnose von GIS.

Er publiziert zu diesen Themen und ist Mitglied in drei aktiven und vier abgeschlossenen CIGRE Arbeitsgruppen, welche sich mit GIS und neuen Prüfverfahren beschäftigen. Im Weiteren ist er Mitglied der CIGRE Advisory Group D1.04 „insulating gases“.

Seit 2006	FKH Däniken	Prüfingenieur; wissenschaftl. Ingenieur; Experte GIS Prüfungen
2001 – 2006	ETH Zürich	Institut für Hochspannungstechnik; Assistent ETG Innovationspreis 2005; Promotion 2007
1998 - 2001	FKH Zürich	Prüfingenieur; wissenschaftl. Ingenieur
1993 – 1998	ABB Hochspannungstechnik Oerlikon	Prüfingenieur ab 1994 Leiter HS-Prüfung von GIS vor Ort und im Werk Entwicklung überschlagsfester Vorverstärker für UHF-TE- Messungen an GIS zusammen mit dem IFH der ETH Zürich
1985 – 1993	ETH Zürich	Diplom im Fachbereich Elektrotechnik

Technischer Hintergrund der FKH-Prüfempfehlungen für GIS-Anlagen

Stefan Neuhold

Fachkommission für Hochspannungsfragen FKH

1 Kurzfassung

Durch Transport und Montage können bei einer gasisolierten Schaltanlage (GIS) Mängel entstehen, welche die in der Fabrik-Endprüfung erreichten Spannungsfestigkeitswerte erheblich unterschreiten und kurz- oder langfristig zu Überschlügen im Betrieb führen.

Gemäss einer CIGRE Studie von 2012 wurden 50% der Fehler, die zu einem Funktionsausfall im Betrieb im dielektrischen Bereich geführt haben vor der Inbetriebnahme verursacht. Es wurde festgestellt, dass die meisten Überschlüge in der Anfangsphase des GIS-Betriebes durch aussagekräftige dielektrische Prüfungen in der Fabrik und vor Ort hätten vermieden werden können.

Es wird folglich eine sehr sorgfältige Abnahmeprüfung vor Ort empfohlen, um einen möglichst fehlerfreien Betrieb für eine aktuell angestrebte Betriebsdauer von 40 – 60 Jahren zu erreichen. Zu beachten ist dabei, dass typische Garantiezeiten des Herstellers deutlich weniger als ein Zehntel der angestrebten Betriebsdauer betragen.

Die FKH-Prüfempfehlungen fassen die Anforderungen für die dielektrischen Prüfungen von GIS-Anlagen vor Ort zusammen, basierend auf den aktuellen Normen, Erkenntnissen aus der Forschung – insbesondere CIGRE Publikationen – sowie eigenen Prüferfahrungen und den Bedürfnissen der Betreiber. Sie beinhalten nebst den empfohlenen Prüfwerten auch Themen wie Vorbereitung und Durchführung der Prüfungen, Vorgehen im Fehlerfall, Nachprüfung nach Reparaturen, Revisionen oder Erweiterungen, Kabelprüfungen via die GIS-Anlage, UHF-TE-Messmethode und deren Empfindlichkeitsnachweis sowie technische Hintergründe zu den Empfehlungen.

Im vorliegenden Beitrag wird auf die verschiedenen Fehlertypen eingegangen, welche die Isolationsfestigkeit herabsetzen. Das Hauptaugenmerk wird auf eine empfindliche UHF-Teilentladungsmessung bei ausreichend hoher TE-Messspannung gelegt, um wichtige kritische Fehler zu detektieren, welche die transiente Spannungsfestigkeit massiv herabsetzen können. Dabei wird auch dargelegt, dass der TE-Pegel nicht mit der Betriebsgefährdung eines Befundes korreliert. Partikel auf Isolierstoff und Spitze auf Hochspannung sind zwei Beispiele von kritischen Defekten, welche häufig kleine TE-Pegel erzeugen, und hohe TE-Einsatzspannungen aufweisen. Sie sind entsprechend nur bei hoher TE-Messspannung in Kombination mit einer sehr sensitiven Messung nachweisbar.

Eine ausreichend lange TE-Messzeit berücksichtigt TE-Defekte mit Zündverzug oder temporärem Aussatz. Für Nachprüfungen nach Havarien, Revisionen oder bei Erweiterungen werden dieselben Prüfwerte empfohlen wie bei der Abnahme-Prüfung.

Die FKH-Prüfempfehlungen werden von vielen Schweizer Versorgungsunternehmen seit etlichen Jahren eingefordert und haben sich in der Praxis bewährt.

Sammlung Präsentationsseiten



Isolations-Auslegung – ein Versprechen

Bemessungs-Spannung	U_i	kV	145
Bemessungs-Stehblitzstoßspannung	U_p	kV	650
Bemessungs-Stehwechselspannung	U_e	kV	275
Bemessungs-Frequenz	f_i	Hz	50

Typenschild 145-kV-GIS (Ausschnitt)

- Grundlage für Funktionstüchtigkeit des Gesamtsystems
- Erwartung: Einwandfreie Funktion Primärisolation GIS: **40 Jahre +**
- **Muss überprüft werden**

Motivation

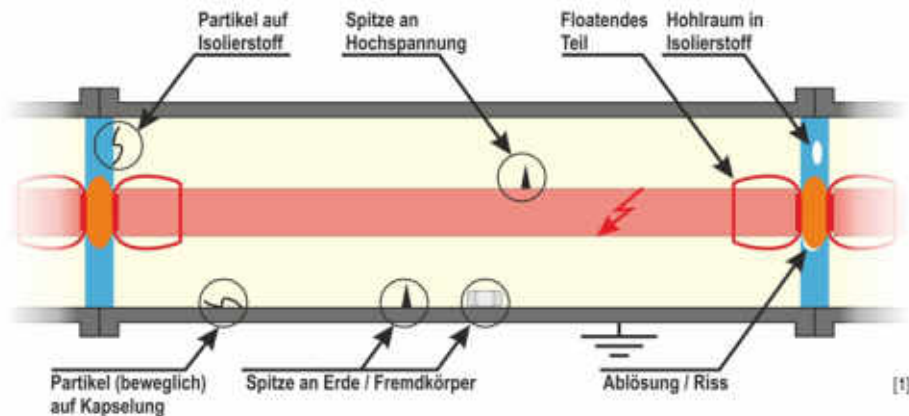
- **Konsequenzen bei Ausfall**
 - Personengefährdung
 - Hohe Kosten & Zeitaufwand
 - Reputations-Verlust (Kunden ohne Strom)
 - **Bedürfnisse Betreiber**
 - Sichere Anlage
 - Sehr hohe Anlagenverfügbarkeit
 - Hohe Prüfqualität bei Abnahme «sauberer Start»
 - Wiederherstellung dielektrischer Integrität nach Havarien
 - Lange Nutzungsdauer
 - Geringe Lebenszyklus-Kosten
 - **Trend-Bedingte Faktoren**
 - Verkleinerung GIS & erhöhte Ausnutzung Isolation
 - Kürzere Produkt-Lebenszyklen => mehr «Kinderkrankheiten»
 - Personal-Outsourcing
 - Standort-Verlagerungen
 - Verteilte Fertigung / Zukauf
 - Kosten & Zeitdruck
 - Neue umweltfreundliche Technologien
 - Eingebaute Messmöglichkeiten (UHF)
 - Verbesserte Prüf- & Messmethoden
- ➔ Viele Veränderungen

© 2022 FKH & Neuhoff

FKH - Fachtagung 2022

3

GIS-Isolation – reduzierende Faktoren



[1] Neuhoff S., Brügger T., Brunlich P., Behrmann G., Schenker H.D., Rocher U., Müller P., Leimer M., Schneider E., Sigrat P., Return of experience: The CIGRE UHF PD sensitivity verification and on-site detection of critical defects, CIGRE Paris, 25 – 31.08.2018

© 2022 FKH & Neuhoff

FKH - Fachtagung 2022

4

Nach der Fabrikprüfung können

- Partikel von unkritischen zu kritischen Stellen bewegt werden
 - Durch Gasströmungen beim Evakuieren / Füllen
 - Durch Bewegungen beim Transport
 - Durch Drehen in die Montageposition
- Neue Fehlstellen entstehen bei der Montage vor Ort
 - Eindringen von Partikel
 - Verschmutzung / Metall-Abrieb an Isolation
 - Ungenügende Kontaktierung
 - Mechanische Überlastung von Metall-Isolations-Verbundteilen
 - Vergessene Montagehilfen / nicht korrekte Montage
 - ...

Erkenntnisse aus CIGRE Umfragen [2]:

- 50% der gravierenden Fehler im Betrieb (dielektrisch) vor Inbetriebnahme verursacht.
- Die meisten Überschlüsse in der Anfangsphase des GIS Betriebes hätten durch effektive dielektrische Prüfungen in Fabrik & vor Ort vermieden werden können.

**Letzte Gelegenheit der Fehlstellen-Elimination:****Vor-Ort-Prüfung**

Sehr sorgfältige Durchführung bildet die Basis für einen zuverlässigen Betrieb von 40 – 60 Jahren

Prüfverfahren GIS vor Ort

Empfehlung IEC 62271-203 [3]

	Proc. A	Proc. B	Proc. C
U _r [kV]	AC	AC + TE	AC + LI
420		X	X
245		X	X
170	X		
145	X		
123	X		
72.5	X		

U_r: Bemessungs-Spannung
 AC: 1-Minuten-Stehwechselspannungsprüfung
 TE: Teilentladungsmessung
 LI: Blitzstossprüfung

Praxis CH & diverse Industrieländer

U _r [kV]	AC	AC + TE	LI
420		X	
245		X	
170		X	
145		X	
123		X	
72.5		X	

[3] International Standard IEC 62271-203, High-voltage switchgear and controlgear – part 203 AC gas-insulated metal-enclosed switchgear for rated voltages above 52 kV, Edition 3.0, 2022-05
 © 2022 FKH & Nussli

FKH – Fachtagung 2022

7

Prüfverfahren GIS vor Ort – TE-Messung

	IEC 62271-203 [3]			CIGRE [4]		
	Werk		vor Ort	TE-Messspannung		
U _r	U _p	U _d	U _{ds}	U _{pd-test}	U _{pd-test}	U _{pd-test}
	BIL	1 min	1 min	Erdung starr & 1 phasig [1.2 U _r / √3]	Erdung nicht starr / 3 phasig [1.2 U _r]	Für alle Konfigurationen [highest value of (0.8 x 0.8 U _d), (0.8 x 0.36 U _r)]
420	1425	650	515	291	504	416
245	1050	460	380	170	294	302
170	750	325	270	118	204	216
145	650	275	235	100	174	187
123	550	230	200	85	148	158
72.5	325	140	120	50	87	94

Gewisse kritische Fehler
detektierbar machen:

[4] Empfehlung CIGRE Joint Working Group 33/23.12

Insulation Co-ordination of GIS:

Return of experience, on site tests and diagnostic techniques, ELECTRA No. 176 February 1998

© 2022 FKH & Nussli

FKH – Fachtagung 2022

8

FKH Prüfempfehlung – wichtigste Punkte

- Empfindliche TE-Messung
 - Begleitend zur AC-Prüfung, bei allen Spannungsebenen
 - Bei hoher TE-Messspannung um gewisse kritische Fehler überhaupt zu messen
 - Deutlich länger als 1 Minute (Berücksichtigung Zündverzug / temporärer Aussatz)
 - UHF-Messmethode um hohe Empfindlichkeit vor Ort zu erreichen
 - TE-Pegel: Keine phasenkorrelierte TE bei TE-Messspannung
 - Grundsatz:
Ohne wissenschaftlich fundierten Nachweis der Unbedenklichkeit für den Betrieb soll kein TE-Befund in der GIS verbleiben
- Prüfung in Betrieb gestandener GIS (Erweiterung, nach Havarien, ...)
 - Gleiche Prüfanforderung / AC Pegel wie bei Abnahme
=> Wiederherstellung der Werte gemäss Isolationskoordination

Defekte – Detektierbarkeit – TE-Messspannung

TABLE 3. Relative effectiveness of on-site tests on GIS defects (● : effective; Δ : less effective).



Defect	High AC	Low AC with PD	High AC with PD	LI	SI
Sharp protrusions fixed on live parts			Δ	●	
Round protrusions fixed on live parts (assembly faults)	Δ		●	●	●
Particles on spacers			Δ	●	Δ
Cracks in spacers	Δ	Δ	●	Δ	Δ
Free particles	●	●	●		Δ
Parts floating	Δ	●	●		
Left foreign bodies	●	Δ	●	●	Δ

Zur Detektion von Defekten welche bei Transienten (LI, ...) überschlagen können:
Hohe Mess-Empfindlichkeit bei hoher TE-Messspannung notwendig!

[4] CIGRE Joint Working Group 33/23.12. Insulation co-ordination of GIS: Return of experience, on site tests and diagnostic techniques, ELECTRA No. 176, February 1998

Defekte – Kritikalität – TE-Pegel

Forderung IEC (62271-203): **< 5pC** (< 10 pC für spez. Komp.)

Kritische Partikel-Längen gemäss CIGRE:

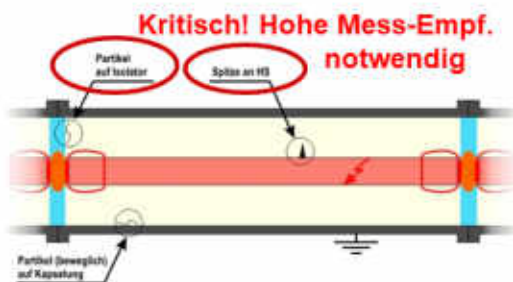


TABLE 5.

defect type (rounded tips)	critical length app. charge according to IEC 270
free metallic moving particle	2 ... 5 mm for AC testing voltage 2 ... 10 pC for lift-off voltage
protrusion on HV conductor	around 1 mm for LI testing voltage 1 ... 2 pC for 0.8 AC testing voltage
particle on surface of solid insulating material	around 2 mm for LI testing voltage about 0.5 pC for 0.8 AC testing voltage

Fazit: Betriebsgefährdung abhängig vom Fehlertyp - NICHT vom TE-Pegel
0.5 – 1 pC kann bereits kritisch sein (fällt durch bei Blitzstoss)

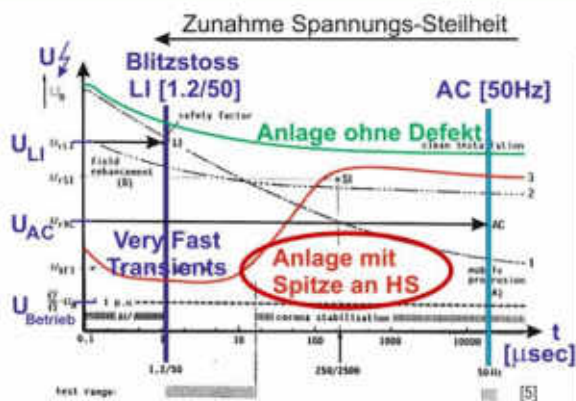
[4] CIGRE Joint Working Group 33/23-12, Insulation co-ordination of GIS: Return of experience, on site tests and diagnostic techniques, ELECTRA No. 176, February 1998

© 2022 FKH & Nivalis

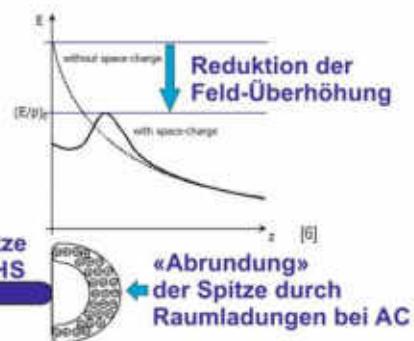
FKH - Fachtagung 2022

11

Detektion via Spannungsfestigkeit – Unterschiede AC ⇔ LI



Physikalischer Effekt



Spitze: 100% AC gehalten; Durchschlag ab 30% LI [5]
2mm Partikel auf Isolierstoff: Reduktion LI-Festigkeit um bis zu 50% ! [7]

[5] CIGRE Brochure 525, Risk assessment on defects in GIS based on PD diagnostics, Working Group D1.01, February 2013

[6] Hinnerholzer T., Bock W., Breakdown in SF6 influenced by corona-dilatation, Conference on electric insulation and dielectric phenomena, 413-416, Vienna, British Columbia, Oct. 15-16, 2000

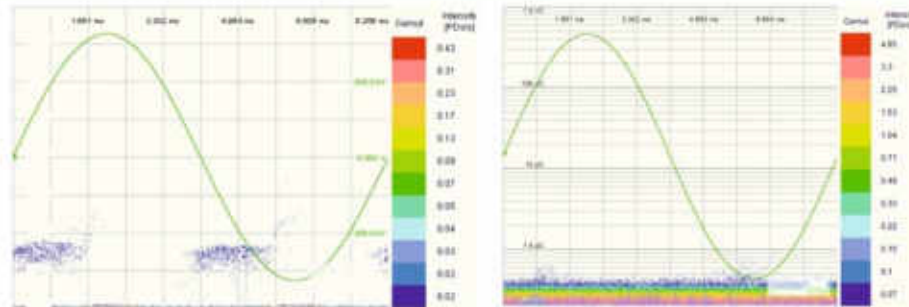
[7] Schurer R., Der Einfluss von Störstellen auf Stützoberflächen auf die elektrische Festigkeit von Isolationsanordnungen in SF6-isolierten Anlagen, Dissertation, Uni Stuttgart, 1999

© 2022 FKH & Nivalis

FKH Fachtagung 2022

12

Beispiel Messempfindlichkeit UHF-Bereich ⇔ IEC



UHF-Methode @ 1333 MHz
mit 50-dB Vorverstärker

IEC Methode, 0.5 pC Signal
ca. 0.4 pC Grundstöörpegel

Simultane TE-Messung **Partikel auf Isolierstoff**: Vergleich UHF Schmalband Methode vs. IEC 60270 Methode
(Beispiel: 2mm Partikel auf Isolator von Spannungswandler, gemessen bei 230 kV (100% ACVV) [1])

➔ **Höhere Mess-Empfindlichkeit im UHF-Bereich erreichbar**
UHF-TE-Messung: Nicht kalibrierbar [8], dafür Möglichkeit Signal-Ortung [9]

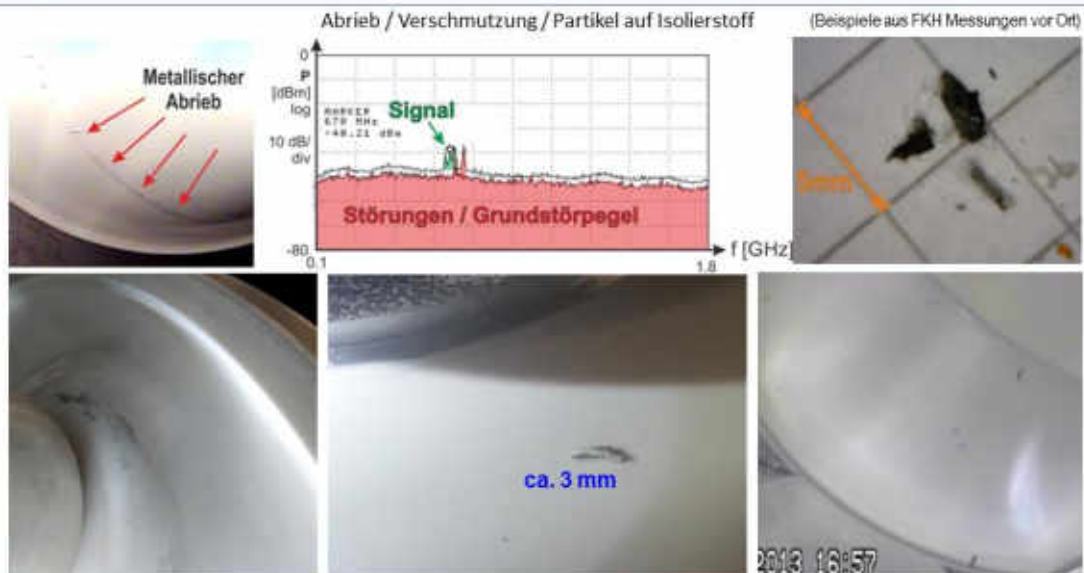
[1] Neuhold S., Brügger T., Bräunlich R., Behrmann G., Schlemmer H. O., Fischer U., Müller P., Lehner M., Schreier E., Sigrist P., Return of experience: The CIGRE UHF PD sensibility verification and on-site detection of critical defects, CIGRE Paris, 28.–31.08.2018
[8] Behrmann G. J., Gross D., Neuhold S., Limitations of Alternating Calibration of Partial Discharge Measurements in VHF and UHF Ranges IEEE Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena (CEIDP), East Rutherford, USA, 2020
[9] Behrmann G., Wyss R., Weiss J., Schwab M., Neuhold S., Smajic J., Signal delay effects of solid dielectrics on time-of-flight measurements in QG: IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 23, No. 3, June 2016

© 2022 FKH S. Neuhold

FKH - Fachtagung 2022

13

Beispiele für Befunde I

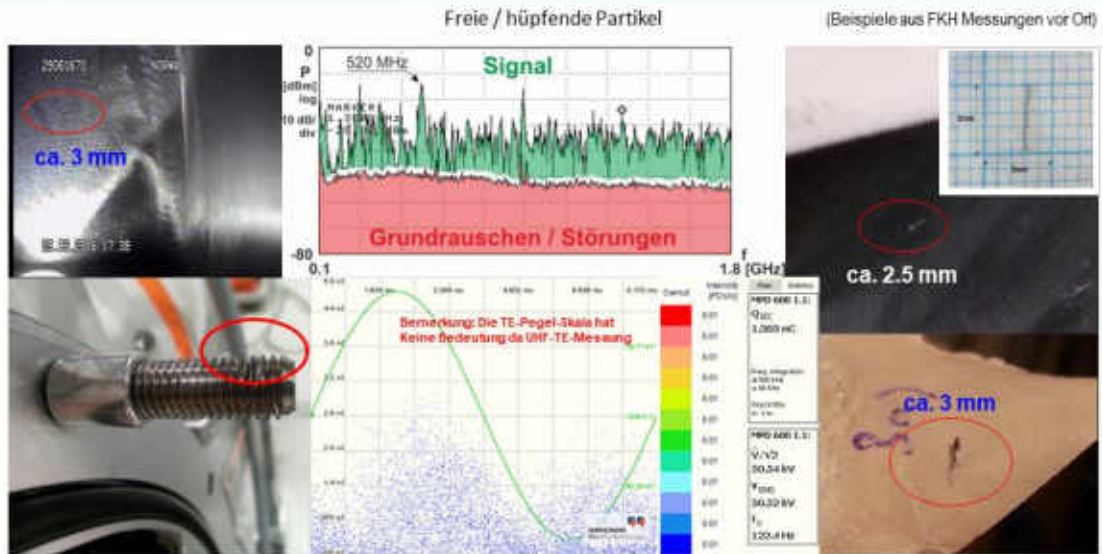


© 2022 FKH S. Neuhold

FKH - Fachtagung 2022

14

Beispiele für Befunde II



© 2022 FKH & Nautsch

FKH - Fachtagung 2022

13

Empfohlene TE-Messspannungen

	IEC 62271-203 [3]					CIGRE [4]
	Werk		vor Ort	TE-Messspannung		
U_i	U_p	U_d	U_{ds}	$U_{pd-test}$	$U_{pd-test}$	$U_{pd-test}$
	BIL	1 min	1 min	Erdung starr & 1 phasig [1.2 U _r / $\sqrt{3}$]	Erdung nicht starr / 3 phasig [1.2 U _r]	Für alle Konfigurationen [highest value of (0.8 x 0.8 U _d), (0.8 x 0.36 U _i)]
420	1425	650	515	291	504	← +21.1% 416
245	1050	460	380	170	294	← -2.6% 302
170	750	325	270	118	204	← -5.6% 216
145	650	275	235	100	174	← -6.9% 187
123	550	230	200	85	148	← -6.3% 158
72.5	325	140	120	50	87	← -7.4% 94

Rot: Von der FKH empfohlene TE-Messspannung für Vor-Ort-Prüfungen
Ziel: TE-Einsatzspannung für gewisse kritische Defekte zu erreichen

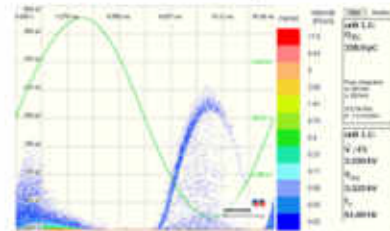
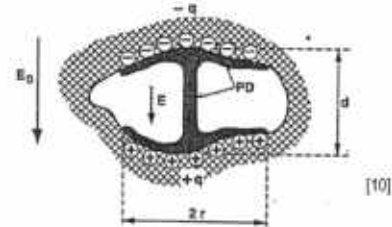
© 2022 FKH & Nautsch

FKH Fachtagung 2022

14

Zündverzug Hohlraum

- Entstehung: Lufteinschluss beim Giessprozess, Ablösungen von Elektroden, Risse durch falsche mechanische Belastung, in Grenzschichten...
- Statistischer Zündverzug von > 15 Minuten möglich ^[10] (0.7mm Lunker gilt als gross)
- Stückprüfung z.T. mit gepulster Röntgenstrahlung ^[11]
- => TE-Messung über genügende Zeitdauer (30 min.)



Temporärer Aussatz (Bsp. Partikel auf Isolierstoff)

- Veränderung Oberflächenladung / Leitfähigkeit über Zeit beeinflusst TE-Verhalten

^[10] Niemeyer L., Füll B., Guffelach F., Simulation of partial discharges in insulation systems, 7th ISH TU Dresden, Germany, 25 – 30 August 1991

^[11] Schmitz C., Niemeyer L., Pancheshnyi S., Adli S., Franck G., X-ray-triggered PD measurements in small sized spherical voids at the detection limit, CIGRE 2014, Des Moines, Iowa, USA, October 15-22, 2014

© 2022 FKH S. Nauck

FKH Fachtagung 2022

17

Untersuchung 20 Betreiber (deutschsprachiger Raum; 123 – 420-kV-GIS) ^[12]:

- „The various parts of the insulation system that have been considered which are manufactured in sound condition according to the quality requirements **do not reveal any ageing mechanisms which cause critical ageing**. Therefore, overall the **entire sound installation system should not exhibit an increase of failure rate with time**“
- „The **lifetime** can be estimated to be **much higher than 30 years**.“
- => **Keine Alterung bei ursprünglich intakter Isolation!**
- Empfehlungen:
 - Check Gasräume von Schaltelementen (Partikel) nach 20 ... 25 Jahren
 - Check horizontale Isolatoren (Partikel); TE-Messung
 - Überwachung der Isolation mit TE-Messung; z.B. periodische Checks, Monitoring (abhängig von der Wichtigkeit der Anlage)

=> **Betrieb von 60 + Jahre realistisch (Hauptisolation)**

=> **Faktisch keine Alterung: Nachprüfen mit Abnahmeprüfspannungen unkritisch & empfohlen!**
(Empfehlung u.A. von CIGRE ^[2] und IEC ^[3])

^[12] CIGRE Task Force 15.03.07 of WG 15.03, Long-term performance of SF6 insulated systems, CIGRE Paris, session 2002

^[2] CIGRE Final Report of the 2004 – 2007 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment, Part 1, page 42 - 45, October 2012

^[3] International Standard IEC 62271-203, High-voltage switchgear and controlgear – part 203: AC gas-insulated metal-enclosed switchgear for rated voltages above 52 kV, Edition 3.0, 2022-05

© 2022 FKH S. Nauck

FKH Fachtagung 2022

18

Keine Alterung durch Prüfspannung

GIS ist TE-frei konstruiert (anders als z.B. Generator-Isolation)

- Die 1-Minuten-Prüfspannung & die > 30 Minuten TE-Messspannung reichen nicht aus um die GIS signifikant zu altern [12]
- Praxis-Erfahrung: Isolatoren an Prüfdocks für die Fabrikprüfung werden über Jahre ohne Schaden mehrmals täglich mit Prüfspannung belastet
- Auslegung GIS: TE frei bei 100% Prüfspannung (Typen-Prüfung)
- Fabrikprüfung: Bei Auslieferung TE-frei – üblicherweise sogar bei 100% Prüfspannung & Minimaldruck
- Vor-Ort Prüfung: Übliche Vorbelastung: 80% Prüfspannung; Beurteilung bei TE-Messspannung (inkl. Zusatz-Reserve da Prüfung bei Nenndruck)

[12] CIGRE Task Force 15.03.07 of WG 15.03; Long-term performance of SF6 insulated systems; CIGRE Paris; session 2002

© 2022 FKH, S. Neuhöf

FKH Fachtagung 2022

19

Zusammenfassung

- Zur Detektion der wichtigsten kritischen Defekte:
 - **Hohe Messempfindlichkeit (UHF)**
(vorzugsweise klassische, schmalbandige UHF-Methode mit visueller Selektion Messfrequenz [1])
 - **Hohe TE-Messspannung** (TE-Einsatz ist Voraussetzung für Detektion)
(Entwicklungs-Tendenz GIS: Höhere Gasdrücke bei GIS => höhere TE-Einsatzspannungen)
- TE-Defekte mit Zündverzug / temporärem Aussatz: **Genügend lange TE-Messzeiten**
- **Korrekt installierte GIS-Isolation altert praktisch nicht ➡ Nachprüfung mit Abnahme-Prüfspannung**

Prüferfahrung:

- Empfindliche TE-Messung: Viele betriebskritische Fehlstellen können detektiert & eliminiert werden
- Prüfempfehlung hat sich in der Praxis bewährt

FKH-Prüfempfehlungen basieren auf:

- Aktuellen Normen
- Erkenntnissen aus der Forschung, insbesondere CIGRE Publikationen
- Eigener Prüferfahrung
- Bedürfnissen der Betreiber

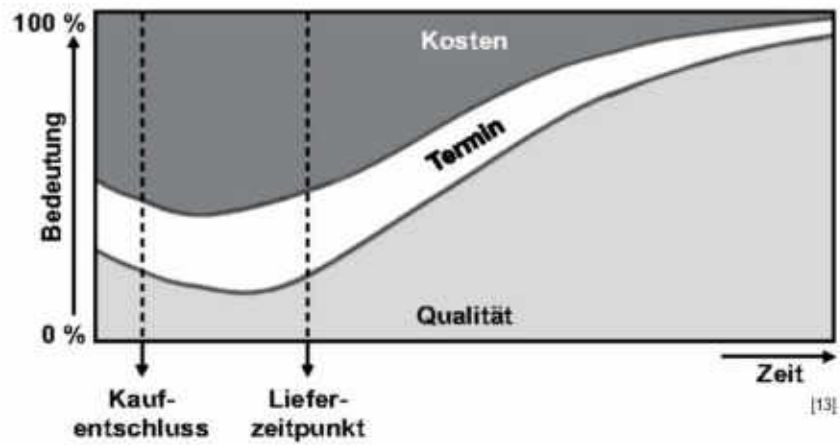
© 2022 FKH, S. Neuhöf

FKH Fachtagung 2022

20

Schluss-Gedanke

Bedeutung von Kosten, Termintreue und Qualität über die Zeit:



[13] Gelger W., Kott W., Grundlagen und Elemente des Qualitätsmanagements. Systeme – Perspektiven, Abb. 3.2, S. Auflage 2008.

© 2022 FKH S. Nautsch

FKH Fachtagung 2022

21

FKH - Fachtagung

22. November 2022

Isolationskoordination

Überspannungsschutz im Zusammenhang mit Kabelstrecken für HVDC

Dr.-Ing. Volker Vahrenholt
50Hertz Transmission GmbH, Berlin

Funktion und beruflicher Werdegang

- Geboren 1981
- 2005, Diplom in Elektrotechnik, Technische Universität Hamburg-Harburg (Dipl. Ing.)
- 2005-2009, Wissenschaftlicher Mitarbeiter Institut für Theoretische Elektrotechnik
- 2009, Promotion Dr.-Ing., Technische Universität Hamburg-Harburg
- 2010 - 2012, Wissenschaftlicher Mitarbeiter Institut für Grundlagen der Elektrotechnik, OVGU, Magdeburg
- 2012 - heute, Mitarbeiter 50Hertz Transmission GmbH, Assetmanagement, Isolationskoordination, Überspannungsableiter, HVDC-Systemtechnik

Überspannungsschutz im Zusammenhang mit Kabelstrecken für HVDC

Volker Vahrenholt

50Hertz Transmission GmbH, Berlin

1 Kurzfassung

In Europa und Deutschland haben HGÜ-Verbindungen im Übertragungsnetz in den letzten 10 Jahren erheblich an Bedeutung gewonnen. Zunächst wurden Offshore-Windparks in der Nordsee mittels HGÜ-Verbindungen angeschlossen. Es wurden auch bereits HGÜ-Verbindungen zwischen nicht-synchronen Regelzonen installiert: Beispiele sind die „Kon-tek“ zwischen Deutschland und Dänemark (nicht in UCPTe), das „Baltic Cable“ zwischen Deutschland und Schweden oder die „Skagerrak-Links“ zwischen Dänemark (UCPTe) und Norwegen. Diese HGÜ-Verbindungen sind Kabelverbindungen mit Ölkabeln und/oder masseimprägnierten Kabeln.

Anschließend wurden erste Transportverbindungen innerhalb einer synchronen Zone realisiert (z. B. „INELFE“ zwischen Spanien und Frankreich). Seit der Veröffentlichung des deutschen Netzentwicklungsplanes 2012 sind weitere HGÜ-Transportverbindungen innerhalb einer synchronen Zone (hier UCPTe) in Planung bzw. in der Realisierungsphase.

Insbesondere die beiden innerdeutschen Interkonnektoren „SüdLink“ und „SüdOstLink“ sollen künftig Strom aus in Norddeutschland installierten Windkraftanlagen in südliche Ballungszentren transportieren. Diese Projekte sind zum überwiegenden Teil reine Kabelprojekte, deren Kabel mit Isolation aus vernetztem Polyethylen in der Spannungsebene +/- 525 kV (sogenannte VPE-Isolation) aufgebaut sind.

Da das Kabel den größten Teil der Investition ausmacht, ist der Schutz der Kabel vor unzulässigen Überspannungen im Vergleich zu OHL-Verbindungen von überragender Bedeutung. Dies erfordert detaillierte Untersuchungen, um die Überspannungen genau zu bestimmen. Dies gilt insbesondere für den „SüdOstLink“, bei dem neben der Kabelverbindung auch Freileitungsanteile und sogenannte AC-DC-Hybridanteile vorgesehen sind. Bei AC-DC-Hybridanteilen werden zwei Drehstromsysteme parallel zum DC-System auf einem Mastkopf wenige Kilometer mitgeführt. Der Mast schafft die Trennung zwischen den Systemen dar (also beispielsweise „links“ das DC-System und „rechts“ die beiden Drehstromsysteme).

2 Grundsätzliche Zusammenhänge und Schlussfolgerungen

Bei der Isolationskoordination für die HGÜ-Verbindung ergeben sich folgende wesentliche Aufgaben:

- Isolationskoordination HGÜ-Konverter (AC-Schaltfeld, Transformator, Konverter und DC-Schaltanlage bis zum Portal/Kabelendverschluss)
- Isolationskoordination Freileitungsabschnitte
- Isolationskoordination Kabelanlagen und Kabel

Dieser Beitrag nimmt Bezug auf die Punkte „Isolationskoordination Kabelanlagen und Kabel“. Dabei geht es um die Einhaltung der Bemessungsisolationsspannungen der Kabel und die Auslegung der Kabelübergangs- bzw. Kabelabschnittstationen (kurz: KAS und KÜS).

Die +/- 525 kV Kabel werden in den Typentests mit den folgenden Prüfpegeln getestet:

- Bemessungs-Schaltstoßspannung: 1105 kV (gleiche Polarität), 250 / 2500 μ s
- Bemessungs-Blitzstoßspannung: 1105 kV (beide Polaritäten), 1,2 / 50 μ s

Ziel ist es, durch Ableiterkoordination an den Endverschlüssen ausreichend Sicherheitsabstand zu den Bemessungspegeln der Kabel vorzusehen. Für die KAS und KÜS sind die Mindestluftstrecken als Basis für die Konstruktionsbeschreibung zu ermitteln.

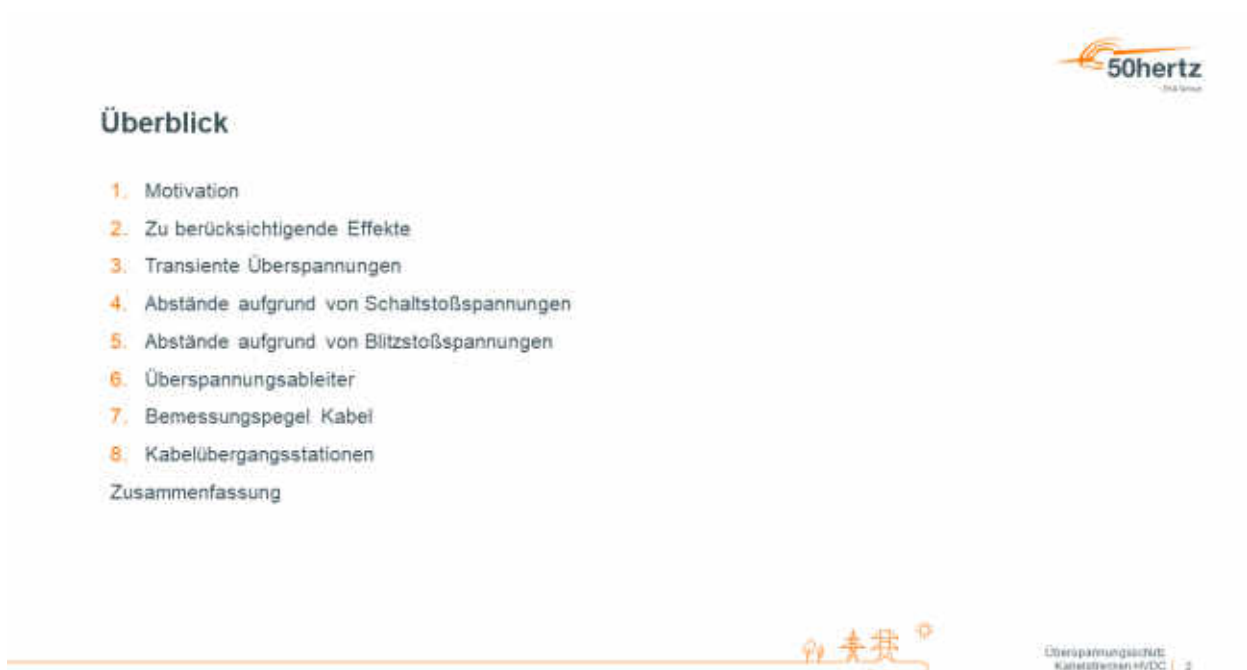
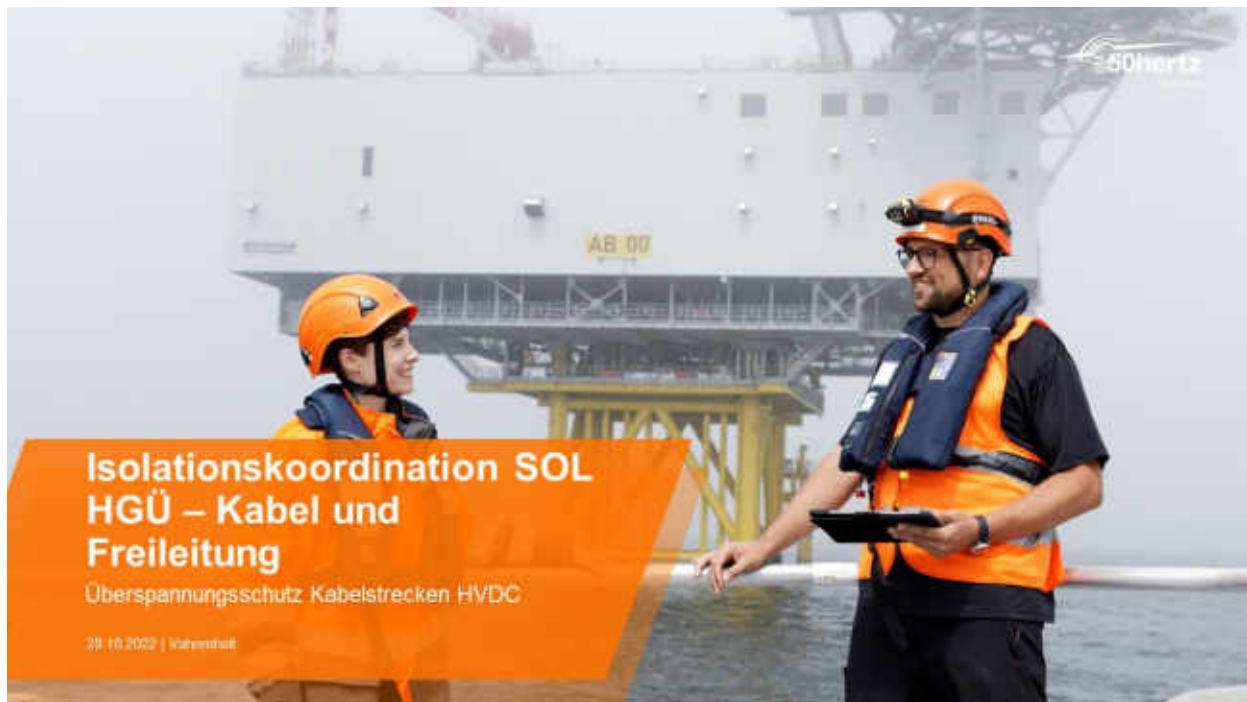
Grundlage für die Berechnung der maximalen Spannungen sind Fehlerfälle im HGÜ-System und Annahmen zu maximalen Blitzströmen.

3 Schlussfolgerung

Mittels Simulationen von Pol-zu-Erdfehlern, Pol-zu-Polfehlern und AC-DC-Intersystemfehlern werden Schaltüberspannungen ermittelt, um diese auf die zulässigen Prüfspannungen der Kabel begrenzen zu können. Es wird außerdem gezeigt, dass bei Annahme einer Blitzstromamplitude für Schirmfehler von 5 kA und einer Amplitude von 150 kA bei einem Blitzeinschlag in einen Freileitungsmast von 150 kA (Blitzschutzklasse 2) die Blitzüberspannungen ausreichend begrenzt werden können.

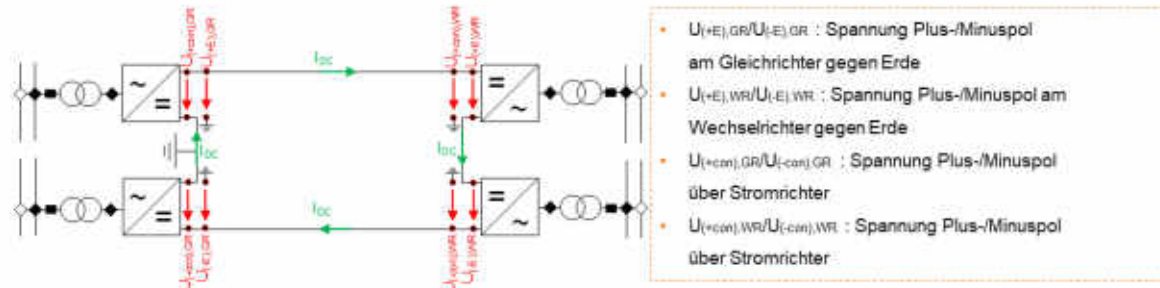
Die Mindestluftstrecken für die Auslegung der KAS und KÜS werden berechnet. Es wird ferner gezeigt, dass die Mindestluftstrecken deutlich unter den Abmessungen liegen, die konstruktionsbedingt berücksichtigt werden.

Sammlung Präsentationsseiten



1. Motivation

Gesamtüberblick Aufbau SOL



- Nennspannung: $\pm 525 \text{ kV}_{\text{peak}}$
- Bemessungsspannung: $\pm 550 \text{ kV}_{\text{peak}}$ DC (maximale Spannung inklusive Ripple)
- 2 GW Übertragungsleistung an der AC-Sammelschiene des Wechselrichters

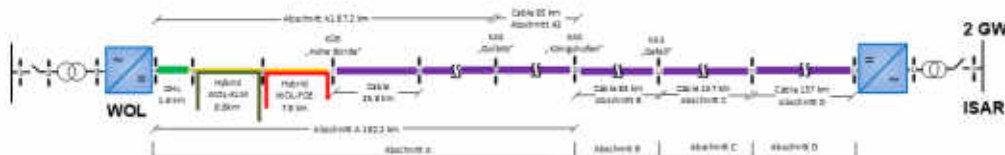
素我

Überspannungsschutz
Kabelstrecken HVDC

3

2. Zu berücksichtigende Effekte

SOL Zusammensetzung und physikalische Effekte



- SOL besteht aus Kabel- und Freileitungsabschnitten
 - Unterschiedliche Wellenimpedanzen führen zu Reflexionen an den Übergangsstellen (insbesondere KÜS* „Hohe Börde“) bei transienten Vorgängen
 - Diese können zu konstruktiver Superposition führen $\rightarrow$ höhere Spannungsbelastung möglich
- Mitführung von zwei Drehstromsystemen auf einem Hybridmast:
 - Einkoppelung von 50Hz Spannungen- und Strömen in DC-System (sowohl stationär als auch transient)
 - Beeinflussung der Drehstromsysteme durch DC-Spannungen und Ströme im transienten Fall
- Blitzeinschläge in die Freileitung, DC-Schaltanlage oder die KAS und KÜS

*Kurz Kabelübergangsstellen = KÜS
Kurz Kabelabschnittstation = KAS

Überspannungsschutz
Kabelstrecken HVDC

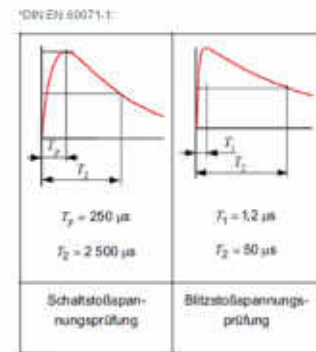
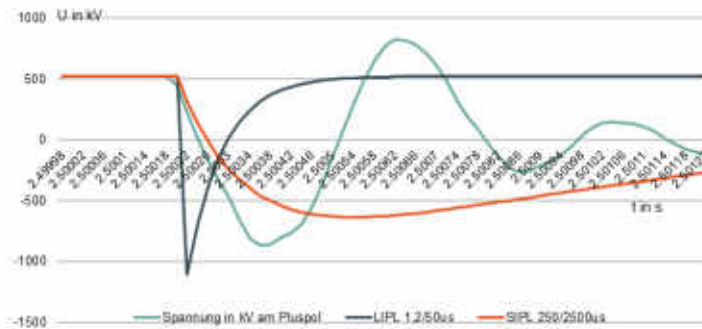
4

3. Transiente Überspannungen

Überspannungen durch Fehler auf dem HVDC-System

Bestimmung der maximalen transienten Spannung (Peak-Werte)

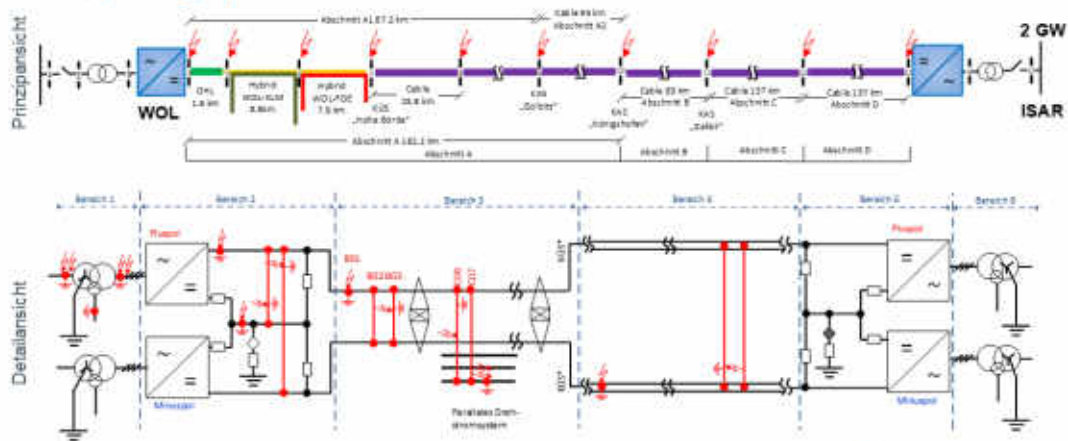
- Transiente durch Fehler werden dem Schaltstoß zugeordnet (langsam ansteigende Überspannungen)



Überspannungsschutz
Kabelschleifen-HÜÜÜ

3. Transiente Überspannungen

Überspannungen durch Fehler auf dem HVDC-System (langsam ansteigende Überspannungen)



Überspannungskathode
Kathodenstrahlröhre

3. Transiente Überspannungen

Überspannungen durch Fehler auf dem HVDC-System (langsam ansteigende Überspannungen)

Fehlerarten, die dimensionierend sind und betrachtet werden:

- Pol-zu-Erdfehler in den HVDC-Stromrichtern (im DC-Schaltfeld)
- Pol-zu-Erdfehler auf den Freileitungsabschnitten
- Pol-zu-Pol-Fehler auf den Freileitungsabschnitten
- Pol-zu-AC-Phase-Fehler auf den AC-DC-Hybridfreileitungsabschnitten (sogenannte AC-DC-Intersystemfehler)
- Pol-zu-Erdfehler auf der Kabelstrecke bzw. auf den KAS / KÜS
- Pol-zu-Polfehler auf den KAS / KÜS

-> Ergebnis ist die **repräsentative Überspannung** $U_{p,el}$ (Leiter-Erde) und $U_{p,pp}$ (Leiter-Leiter) aus Simulation:

- $U_{p,el \text{ peak}} = 822 \text{ kV}$ für Freileitung und Freiluft-DC-Anlagen
- $U_{p,pp \text{ peak}} = 1501 \text{ kV}$ für Freileitung und Freiluft-DC-Anlagen
- $U_{p,el \text{ peak}} = 787,6 \text{ kV}$ für Kabel
- $U_{p,pp \text{ peak}} = 1247 \text{ kV}$ für Kabel -> nur theoretischer Wert, der im Kabelsystem nicht abfallen kann



Überspannungsstudie
Kabelsysteme HVDC

3. Transiente Überspannungen

Überspannungen durch Fehler auf dem HVDC-System (langsam ansteigende Überspannungen)

-> Nächster Schritt: Koordinationsstehspannung U_{cw} :

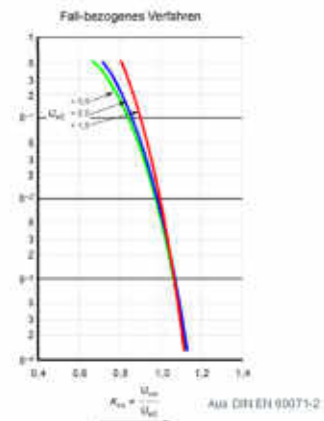
- $U_{cw,el \text{ peak}} = K_{cd} \cdot U_{p,el \text{ peak}}$
- $U_{cw,pp \text{ peak}} = K_{cd} \cdot U_{p,pp \text{ peak}}$

Mit K_{cd} ist Koordinationsfaktor für statistisches Verfahren mit gaussverteilter Durchschlagswahrscheinlichkeit Festigkeit $K_{cd} = 1,1$

Dieser berücksichtigt: statistische Ungenauigkeit, ungenaue Eingangsdaten

Rechenergebnis (Anhang) liefert:

- $U_{cw,el \text{ peak}} = 822 \text{ kV} \cdot 1,1 = 904 \text{ kV}$ für Freileitung und Freiluft-DC-Anlagen
- $U_{cw,pp \text{ peak}} = 1501 \text{ kV} \cdot 1,1 = 1651 \text{ kV}$ für Freileitung und Freiluft-DC-Anlagen
- $U_{cw,el \text{ peak}} = 787,6 \text{ kV} \cdot 1,1 = 866 \text{ kV}$ für Kabel



Überspannungsstudie
Kabelsysteme HVDC

3. Transiente Überspannungen

Überspannungen durch Fehler auf dem HVDC-System (langsam ansteigende Überspannungen)

-> Nächster Schritt: erforderliche Stehspannung U_{rw} :

- $U_{rw,el\ peak} = K_s \cdot (K_a \cdot U_{cw,el\ peak})$
- $U_{rw,pp\ peak} = K_s \cdot (K_a \cdot U_{cw,pp\ peak})$

$$K_a = e^{\frac{m \cdot H}{8150}} \quad (11)$$

Mit K_a ist atmosphärischer Korrekturfaktor und K_s ist allgemeiner Sicherheitsfaktor: $K_a = 1,0^*$ und $K_s = 1,15$

Diese berücksichtigen: Unterschiede zwischen Betriebsbedingungen (BB) und Standard-Test-Bedingungen (STC):

Rechenergebnis (Anhang) liefert:

- $U_{rw,el\ peak} = 904\text{ kV} \cdot 1,15 = 1040\text{ kV}$ für Freileitung und Freiluft-DC-Anlagen
- $U_{rw,pp\ peak} = 1651\text{ kV} \cdot 1,15 = 1899\text{ kV}$ für Freileitung und Freiluft-DC-Anlagen
- $U_{rw,el\ peak} = 866\text{ kV} \cdot 1,15 = 996\text{ kV}$ für Kabel

In den weiteren Berechnungen werden diese Spannungen statistisch als 2 % Durchschlagsspannungen betrachtet

* Nur Höhe, keine Temperatur bzw. Luftfeuchtigkeit, $H = 1000\text{ m}$



Überspannungsschutz
Kabeltrassen HVDC

3. Transiente Überspannungen

Überspannungen durch Fehler auf dem HVDC-System (langsam ansteigende Überspannungen)

$$U_{50\%,st} = U_{2\%,st} / K_{z,st}$$

-> Zur Berechnung der Abstände sind die 50 % Durchschlagsspannungen zu bestimmen

-> Zur Umrechnung von 2 % auf 50 % Durchschlagsspannung wird Standardabweichung benötigt (L - E):

$$K_{z,st,el} = 1 - 2,055 \cdot (\sigma_{st,el} / U_{50\%}) = 1 - 2,055 \cdot 0,06 = 0,877$$

Gauss-Errorfunktion
(P = 98 %)

Verhältnis zwischen Standardabweichung
und 50% Durchschlagsspannung für
langsam ansteigende Überspannung

-> Für die L - L Spannung gilt:

$$K_{z,st,pp} = 1 - 2,055 \cdot (\sigma_{st,pp} / U_{50\%}) = 1 - 2,055 \cdot 0,035 = 0,928$$

Für Leiter-Leiter

Rechenergebnis (Anhang) liefert:

- $U_{50\%,el\ peak} = 1040\text{ kV} / 0,877 = 1186\text{ kV}$ für Freileitung und Freiluft-DC-Anlagen
- $U_{50\%,pp\ peak} = 1899\text{ kV} / 0,928 = 2045\text{ kV}$ für Freileitung und Freiluft-DC-Anlagen
- $U_{50\%,el\ peak} = 996\text{ kV} / 0,877 = 1136\text{ kV}$ für Kabel



Überspannungsschutz
Kabeltrassen HVDC

4. Abstände aufgrund Schaltstoßspannungen

Überspannungen durch Fehler auf dem HVDC-System (langsam ansteigende Überspannungen)

Berechnung des Mindestabstands durch Zurückrechnen auf Stab-Platte bzw. Stab-Stab Anordnung:

$$D_{el_sf} = \left(\frac{U_{50}}{500 \times K_{g_sf}} \right)^{1/0,6}$$

$K_{g_sf} = 1,30$ für Leiter-Platte

$$D_{pp_sf} = \left(\frac{U_{50}}{500 \times K_{g_sf}} \right)^{1/0,6}$$

$K_{g_sf} = 1,33 + 0,59 \cdot \alpha = 1,52$
mit $\alpha = 0,33$

Rechenergebnis (Anhang) liefert:

- $D_{el_sf} = 2723 \text{ mm} \approx 2800 \text{ mm}$ für Freileitung und Freiluft-DC-Anlagen
- $D_{pp_sf} = 5183 \text{ mm} \approx 5200 \text{ mm}$ für Freileitung und Freiluft-DC-Anlagen

Genormte Pegel für SIWL = 1175 kV L-E ergeben: 3100 mm

Genormter Pegel für SIWL = 2210 kV L-L ergibt: 6100 mm

Achtung: $1,5 \times 1175 \text{ kV} = 1763 \text{ kV L-L} \rightarrow 4200 \text{ mm}$ ist nicht ausreichend!

Table 9 Gap Factors for Phase-Phase Switching Impulse

Gap configuration	Alpha method			3"-4"-Method		
	α	K_g	m_{CPG}	A_0	K_{CP}	m_{CPG}
Ring ring or large air-insulated	0.55	1.70	0.95	0.78	1.51	0.05
Electrodes (II)	0.50	1.80	0.95	—	—	—
Closed conductors (II)	0.35	1.75	0.95	0.62	1.34	0.05
Open conductors (II)	0.50	1.45	0.95	—	—	—
Rad-rad (II)	0.35	1.52	0.95	0.67	1.35	0.05
Rad-rad (II)	0.35	1.45	0.95	—	—	—
Conductor-conductor, line length (I)	0.37	1.32	0.015	0.67	1.25	0.015
Conductor-conductor, 400 m length	0.35	1.42	0.015	0.68	1.36	0.02
400 m length	0.50	1.30	0.02	—	—	—
Supported insulator (strings) (I)	0.35	1.40	0.05	0.65	1.25	0.05
400 m length	0.50	1.30	0.05	—	—	—
Asymmetrical geometries, e.g., rod-conductor (II)	0.35	1.38	0.05	0.67	1.21	0.05
Insulator-rod and conductor-conductor (short length) (II)	0.35	1.57	0.04	0.66	1.30	0.04
Insulator-rod and conductor-conductor (short length) (II)	0.35	1.48	0.04	—	—	—
Conductor-conductor (line length) (I)	0.37	1.38	—	0.68	1.40	—
Conductor-conductor (line length) (I)	0.50	1.66	—	—	—	—
Conductor-conductor (line length) (I)	0.35	1.54	0.05	0.65	1.36	0.05
Conductor-conductor (line length) (I)	0.50	1.68	0.05	—	—	—

* Aus HILKEMAN

Überspannungsschutz
Kabelbecken HÜDQ 11

5. Abstände aufgrund Blitzstoßspannungen

Überspannungen durch Blitzeinschläge (schnell ansteigende Überspannungen)

Fehlerarten, die dimensionierend sind und betrachtet werden:

- Blitzeinschläge in die Freileitungen
- Blitzeinschläge in die KAS bzw. KÜS
- Blitzeinschläge in die DC-Schaltanlage der HVDC-Stromrichterstationen

Prüfung, ob Abstände für SIWL ausreichend Bemessung für Blitzstoß liefert (DIN EN 60071-2):

- Funkenstreckenfaktor für Blitzstoß für positive Polarität $K_{g_ff} = 0,74 + 0,26 \cdot K_{g_sf}$
- Funkenstreckenfaktor für Blitzstoß für negative Polarität $K_{g_ff} = 1,5 - 0,5 \cdot K_{g_sf}$
- Blitze mit negativer Polarität haben größere Mindestabstände als Blitze mit positiver Polarität:

Es gilt:

- Mindestabstand positiver Blitzstoß: $D_{el_ff+} = \frac{U_{50p}}{530 \times K_{g_ff+}}$
- Mindestabstand positiver Blitzstoß: $D_{el_ff-} = \left(\frac{U_{50n}}{950 \times K_{g_ff-}} \right)^{1/0,6}$
- Für die Leiter-Leiter-Abstände gilt: $D_{pp_ff} = \frac{U_{50}}{530 \times K_{g_ff}}$

Überspannungsschutz
Kabelbecken HÜDQ 12

5. Abstände aufgrund Blitzstoßspannungen

Überspannungen durch Blitzeinschläge (schnell ansteigende Überspannungen)

Für die berechneten repräsentativen Überspannungen gilt:

- Mindestabstand positiver Blitzstoß: $D_{el_ff} = 1930 \text{ mm} < 2800 \text{ mm} = D_{el_sf}$
- Mindestabstand negativer Blitzstoß: $D_{el_ff} = 1485 \text{ mm} < 2800 \text{ mm} = D_{el_sf}$
- Für die Leiter-Leiter-Abstände gilt: $D_{pp_ff} = 3359 \text{ mm} < 5200 \text{ mm} = D_{pp_ff}$

Die berechneten Mindestluftstrecken für den Schaltstoß sind daher größer als beim Blitzstoß und damit dimensionierend für KAS und KÜS

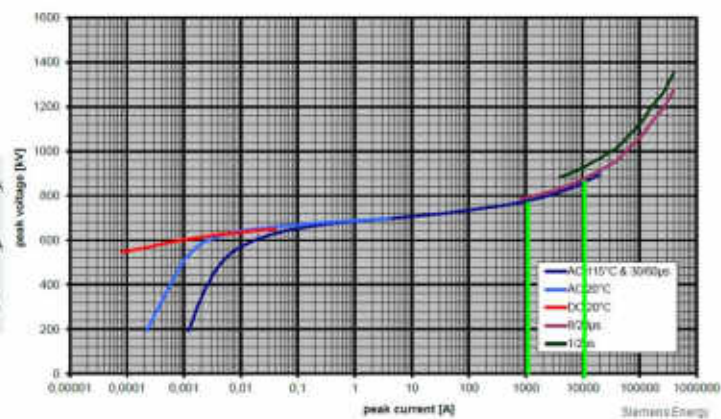


6. Überspannungsableiter

Verwendete Ableiter

LIPL	895	kV	@ 20 kA
	870	kV	@ 10 kA
SIPL	790	kV	@ 1 kA

Typical voltage-current characteristic
 SIEMENS MOV type 3EQ3 452-5D26 with total of 4 columns
 HVDC PLUS Sued-Ost Link KAS-KUS



7. Bemessungspegel Kabel

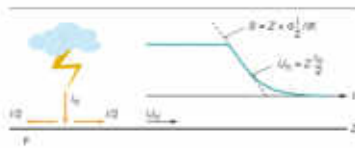
Prüfpegel für das Kabel

Prüfpegel für das 525 kV DC-Kabel:

- Bemessungsschaltstoß in gleicher Polarität (SIWL): **1102 kV peak**
- Bemessungsblitzstoß in entgegengesetzter Polarität (LIWL): **1102 kV peak**

Schaltstoß maximale am Kabelendverschluss aus Berechnungen: $= 787,6 \text{ kV} < 790 \text{ kV peak (SIPL)} < 1102 \text{ kV peak}/1,15$

Oder: Schutzpegel des Ableiters 1 kA: $790 \text{ kV} \rightarrow \text{RSIWL} = 1,15 \times 790 \text{ kV} = 909 \text{ kV} < 1102 \text{ kV peak}$



- F: Fokussierung
- Z: Wellenwiderstand der Fokussierung
- t: Zeit
- I_b: Typischer Blitzstrom in Funktion der Zeit
- U_b: Maximale Steilheit des Blitzstromes
- U_b(t): Blitzüberspannung in Funktion der Zeit
- S: Maximale Steilheit der Blitzüberspannung

- Blitzschutzklasse II: Maximaler Blitzstrom 5 bis 150 kA
- Angenommene Blitzamplitude: 5 kA (wie Schirmfehler, Quelle: Siemens Energy, SOL Blitzüberspannungen)
- Aufteilung der Stromwellen in 1/2 links und 1/2 rechts
- Bei 200 Ohm Freileitungswellenwiderstand und 5 kA Blitzstrom in Richtung KÜS:
- Steilheit $S = 500 \text{ kV} / \mu\text{s}$

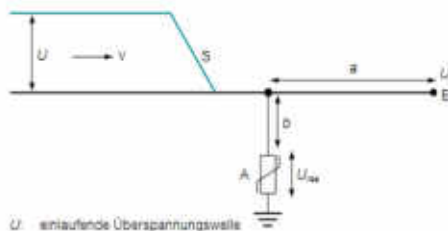


Überspannungsschutz
Kabelabschirmung HÜDQ 15

7. Bemessungspegel Kabel

Prüfpegel für das Kabel

Die Restspannung am Kabelendverschluss ist daher:



U: einlaufende Überspannungswelle

Für die KAS und KÜS gilt:

- Für die Restspannung am Kabelendverschluss gilt:
- Bei $x_s = 16,82 \text{ m}$
- LIPL bei 20 kA: 914 kV
- Restspannung Ableiter bei 10 kA: 870 kV
- Restspannung von 926 kV am Endverschluss $< 1105 \text{ kV LIWL}$ vom Kabel
- Bemessung der Geräte mit 1550 kV LIWL/ 1175 kV SIWL ausreichend



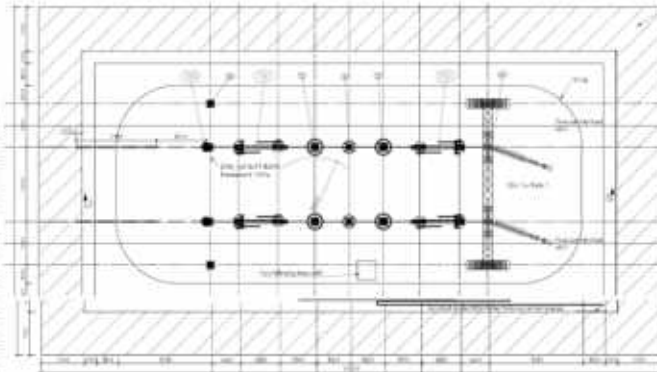
Überspannungsschutz
Kabelabschirmung HÜDQ 16

8. Kabelübergangsstation

Ausschnitt Kabelübergangsstation

In der Praxis deutlich größere Abstände, auch konstruktionsbedingt

	Mindestabstand
D_0 (ÜH 10 kV)	4,40 m
$D_0 - D_0 + 2D_0$	8,40 m
Höhe des aus Bereich des isolierten induktive Schweißhöhe über isolierten Fläche	3,75 m
Mindesthöhe über der isolierten Fläche über absteigende Teile ($D_0 + 2,75 \text{ m} + 0,3 \text{ m}$)	8,15 m
Mindesthöhe über der isolierten Fläche über absteigende Teile an der äußeren Umkleung ($D_0 + 0,3 \text{ m}$)	10,00 m
Transportabstand T ($D_0 + 0,3 \text{ m}$)	6,50 m
Abstand vom Zaun E ($D_0 + 1,3 \text{ m}$)	7,80 m
Abstand zwischen den Polen (+ und -) mit elektrisch	9,00 m
Abstand zwischen Pol und ZHD (+ N) der elektrisch	5,00 m
Mindestabstand zwischen isolierten in einem Pol (aktiver Abstand)	3,00 m
Abstand der Strom	3,50 m
Mindesthöhe der Fahrsperre	5,00 m
Abstand zwischen den Geräten	Nach Anlage AN dieser TRN
Abstand zwischen den Polen	1,2 m



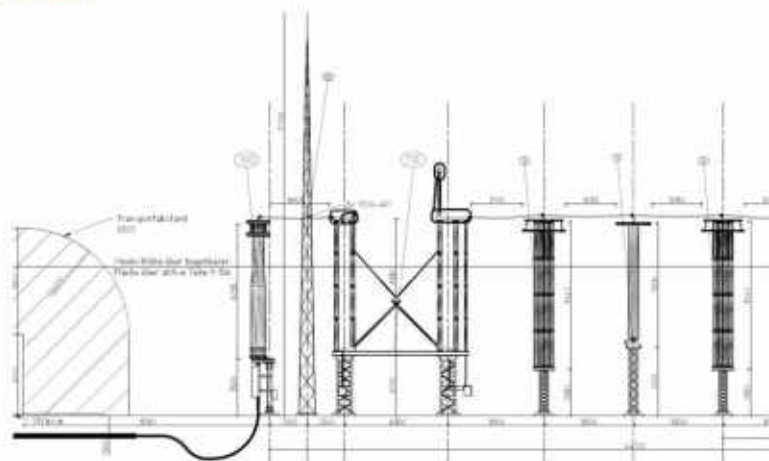
11 素我

Überspannungsschutz
Kabelbecken HÜ/GÜ 17

8. Kabelübergangsstation

Ausschnitt Kabelübergangsstation

Seitenansicht der KÜS:



11 素我

Überspannungsschutz
Kabelbecken HÜ/GÜ 18

Zusammenfassung

- Elektrische Mindestluftstrecken werden durch Schaltstoß bestimmt
- Konstruktive Vorgaben in KAS und KÜS aber größer als elektrische Mindestluftstrecken
- Schaltüberspannungen für die Kabel- bzw. Kabelendverschlüsse sind unkritisch
- Kabelendverschlüsse und Kabel werden durch Ableiter vor Blitzüberspannungen ausreichend geschützt

Zusatzmaterial

Anhang



Bemessungspegel Kabel

Blitzstoßpegel Kabel – alternative Berechnung

Prüfpegel für das 525 kV DC-Kabel:

- Bemessungsblitzstoß in entgegengesetzter Polarität (LIWL): 1102 kV peak

Dir repräsentative Überspannung:

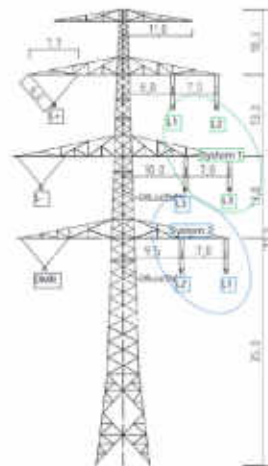
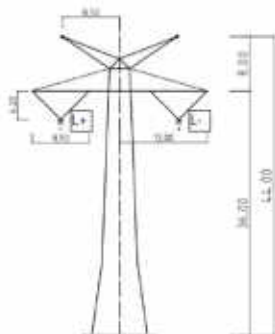
$$U_{ip,el\ peak} = 787,6 \text{ kV für Kabel} < 926 \text{ kV} = 1102/1,20 = 920 \text{ kV}$$

$$RLIWL = 1,20 \cdot 926 \approx 1105 \text{ kV} = LIWL \text{ von Kabel}$$



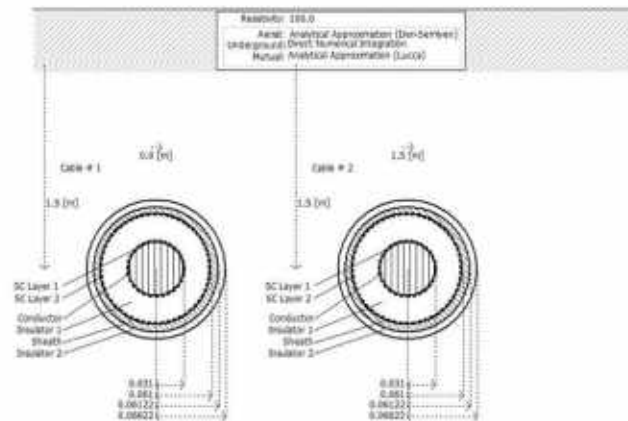
Überspannungschutz
Kabelbecken HÜDÜ 21

DC-Freileitung und Hybridleitung



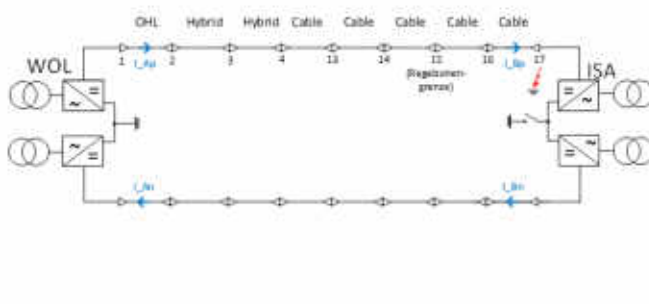
Beeinflussung von Rohstrukturen
durch HÜDÜ-Normen | 22

Modellierung Kabel


 Beeinflussung von Rohrstrukturen
 durch HGÜ-Kabel | 23

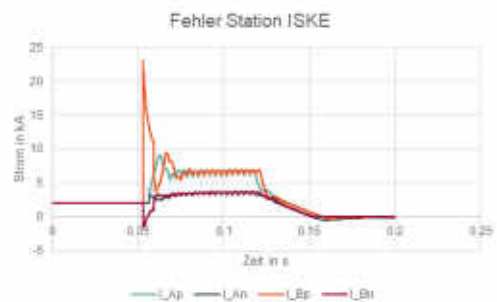
Induktive Beeinflussung im Fehlerfall (schnell veränderliche Felder)

Zeitlicher Stromverlauf im DC-Fehlerfall



Schnell veränderliche Felder (im Fehlerfall, statistisch weniger als einmal im Jahr)

Fehlerstrom auf DC-Leitung:



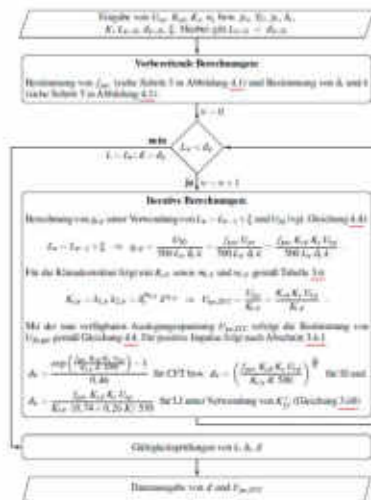
Führt zu Spannungseintrag auf Rohrstruktur


 Überspannungsschutz
 Kabelbecken HÜÜ | 24

Iterativer Algorithmus

Genaue Bestimmung des atmosphärischen Korrekturfaktors

- Temperatur
- Druck (bar. Höhe)
- Luftfeuchtigkeit



Aus Diss. C. Freye, 2020



Beeinflussung von Rohrdurchläufen
durch HGL-Kontakte | 25

Vielen Dank



FKH - Fachtagung

22. November 2022

Isolationskoordination

Messung und Modellierung von Überspannungen und Transienten an Transformatoren

Philippe Alff

FKH, Zürich

Funktion und beruflicher Werdegang

Philippe Alff hat 2020 das Masterstudium Elektrotechnik mit Schwerpunkt in Hochspannungstechnik und Leistungselektronik an der ETH Zürich abgeschlossen.

Anschliessend war er bei Alff Engineering als Entwicklungsingenieur beschäftigt.

Seit August 2021 arbeitet Philippe Alff als Ingenieur für Prüfungen und Studien bei der Fachkommission für Hochspannungsfragen (FKH) in Zürich.

Messung und Modellierung von Überspannungen und Transienten an Transformatoren

Philippe Alff

Fachkommission für Hochspannungsfragen, Zürich

1 Kurzfassung

Transformatoren weisen Strom-Spannungs-Kennlinien mit einem Knipunkt auf und lassen aufgrund von Sättigungsverhalten oberhalb dieses Knipunkts mit steigender Spannung den Strom überproportional ansteigen. Beim unkontrollierten Einschalten von Transformatoren können somit hohe Einschaltströme (Inrush-Currents) auftreten, welche nach einigen Sekunden wieder abklingen. Das Ausschalten leerlaufender Transformatoren kann, wie generell das Schalten kleiner induktiver Ströme, aufgrund des Stromabbrisses im Leistungsschalter (Current-Chopping) transiente Überspannungen erzeugen. Spricht ein Schutz aufgrund hoher Einschaltströme an und unterbricht den Transformator während der Sättigungsphase, können sich diese beiden Vorgänge überlagern, wie an einem Beispiel dargestellt.

Der vorliegende Beitrag zeigt auf, wie die oben beschriebenen transienten Ausgleichsvorgänge modelliert werden können und welche Daten der zu modellierenden Betriebsmittel dabei zur Verfügung stehen müssen. Zudem wird die Technik bei Transienten-Messungen an Transformatoren in Betrieb vorgestellt.

2 Einführung

Studienarbeiten zum Thema Schalttransienten an Transformatoren zur Isolationskoordination waren in den letzten Jahrzehnten sehr gefragt, wie eine Auswertung von Projektberichten [1] in der Schweiz zeigt (Abbildung 1).

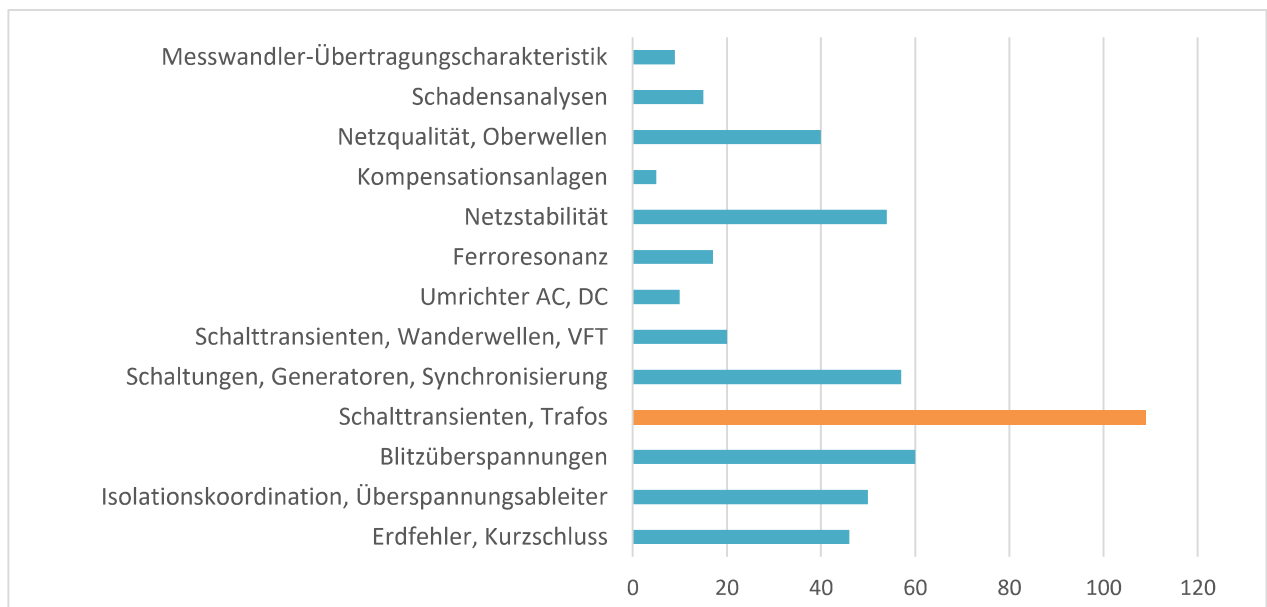


Abbildung 1 Anzahl Projektberichten pro Studiengbiet in den Jahren 1988 – 2021 [1]

3 Modellierung von transienten Vorgängen mit EMTP

Zur Berechnung von transienten Vorgängen im elektrischen Energieversorgungsnetz verwendet die FKH das kommerzielle Software-Tool EMTP (Electromagnetic-Transients-Program) der EMTP Alliance¹. Es finden sich Modelle für alle Netzkomponenten, wie sie auch im *Computational guide* [2] der Isolationskoordinations-Norm beschrieben sind.

Um ein präzises Modell eines Transformators anzufertigen, müssen folgende Daten zu Beginn einer Studie zu Schalttransienten eingeholt werden:

- Leerlauf- und Kurzschlussverluste (aus Prüfbericht)
- Nichtlineare Sättigungskurve (aus Prüfbericht / vom Hersteller)

Bei Studien zu Transienten müssen zudem die Windungskapazitäten ins Modell aufgenommen werden.

Ein Transformator ist durch eine Sättigungskurve charakterisiert. Im linearen Bereich steigt der magnetische Fluss im Kern und somit auch der Strom proportional mit der Spannung an. Bei Überschreiten eines Kniefpunkts führt eine zusätzliche Erhöhung der Spannung zur Sättigung des magnetischen Flusses im Kern. Die Folge ist ein starker Anstieg des Stroms. Die Sättigungskurve liegt meist in Form von Messwerten von Spannung gegenüber Strom vor, wie in Abbildung 2 dargestellt. Ein Kniefpunkt mit anschließendem Sättigungsverhalten ist bei 16 kV vorhanden. In der Strom-Spannungskennlinie eines realen Transformators ist ein Hystereseverhalten vorhanden. Für die nachfolgend berechneten Transienten wurde dieses Verhalten vernachlässigt.

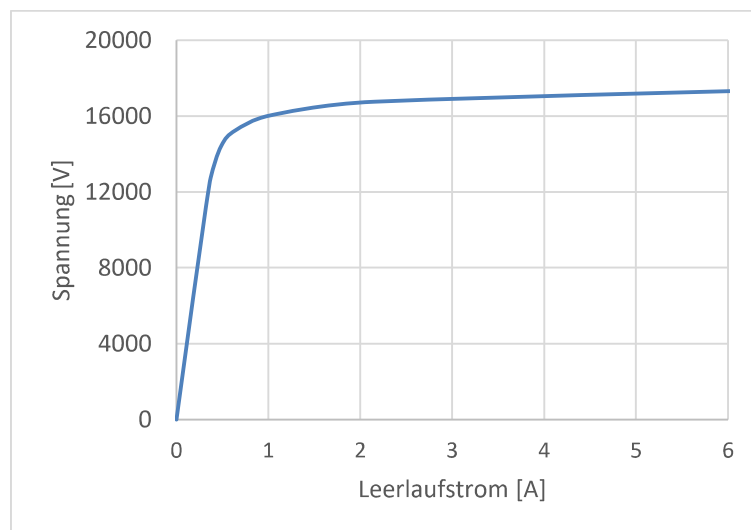


Abbildung 2 Typische Sättigungskurve eines 25-MVA-Transformators

Das nichtlineare Verhalten der Strom-Spannungskennlinie kann im Modell durch nichtlineare Elemente berücksichtigt werden. Mithilfe einer Subroutine im Simulationsprogramm kann zudem aus den Messdaten im Prüfbericht des Transformators die

¹ Verwaltet durch Électricité de France, Hydro-Québec und Réseau de Transport d'Électricité

Impedanz- bzw. Admittanzmatrix des Transformator-Modells berechnet werden. Abbildung 3 zeigt eine mögliche Modellierung eines Transformators (Stern-Dreieck) in EMTP.

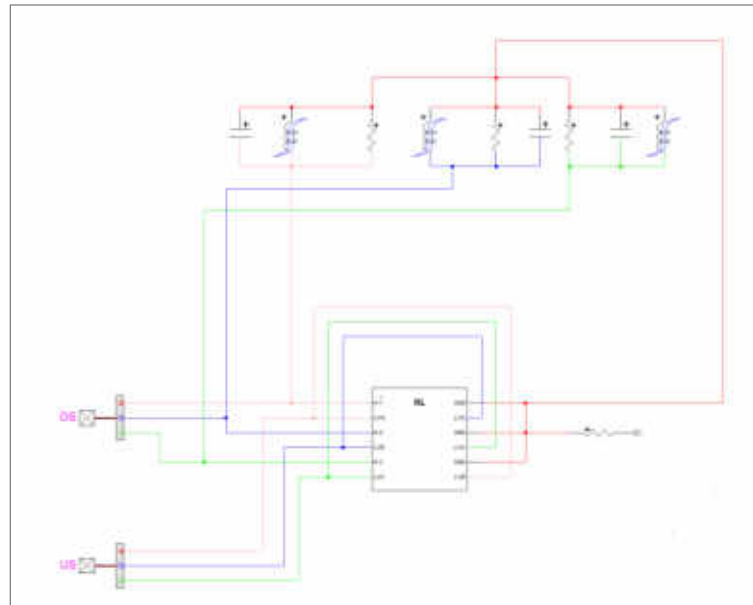


Abbildung 3 Transformator Modell in EMTP mit Admittanz-Matrix und nichtlinearen Induktivitäten

Der Transformator ist eingebettet in ein 3-phasiges Gesamtmodell, welches einen größeren Netzausschnitt abbildet (Abbildung 4). Der untersuchte Transformator mit zugehörigem Leistungsschalter und Ableiter ist eingekreist. Das Netz wurde überspannungsseitig mit geerdeten Transformatorsternpunkten modelliert.

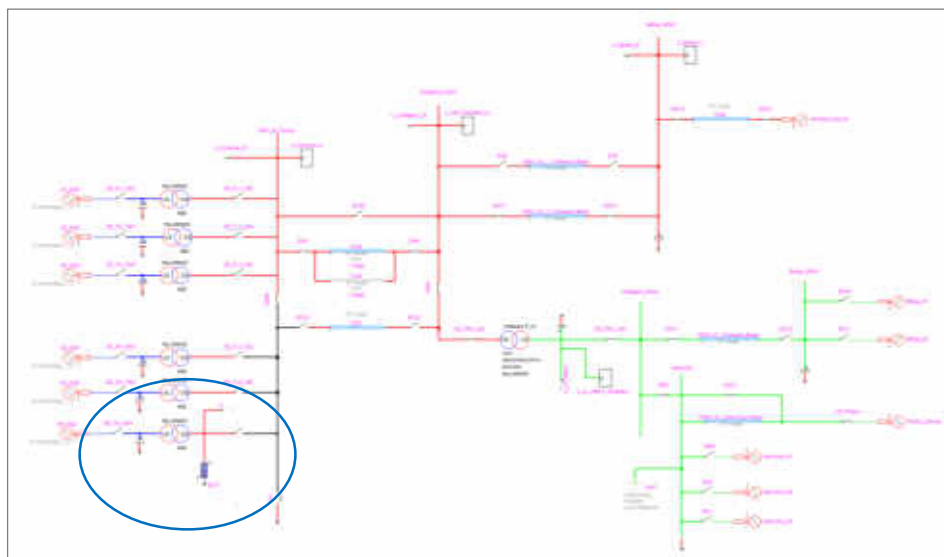


Abbildung 4 Gesamtmodell in EMTP

Der verwendete Metall-Oxid-Ableiter wurde ebenfalls mit einer nichtlinearen Strom-Spannungs-Kennlinie modelliert. Abbildung 5 zeigt die drei typischen Regionen des Ableiters. Region 1 stellt den sperrenden Zustand dar, in dem lediglich ein kleiner Leckstrom fließt. Region 2 stellt den leitenden Zustand dar, in welchem eine kleine Spannungserhöhung

zur Erhöhung der Leitfähigkeit des Ableiters um Zehnerpotenzen führt. In Region 3 geht der Ableiter in einen ohmschen Hochstrombereich über und bildet eine stromabhängige Restspannung aus.

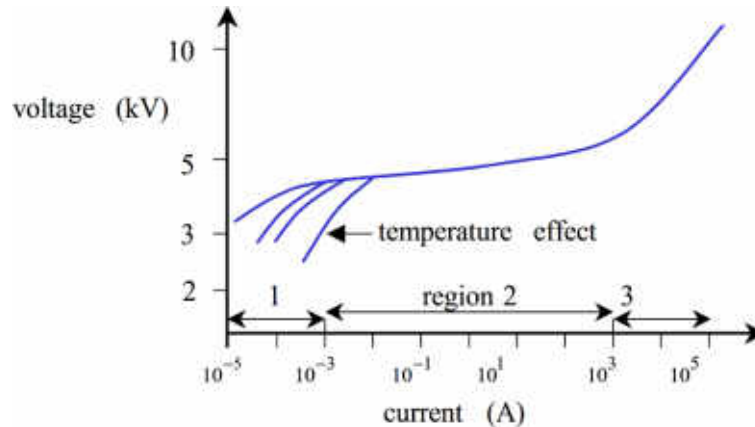


Abbildung 5 Charakteristik eines Metall-Oxid-Ableiter [3]

Das Stromabriss-Verhalten von Leistungsschaltern kann, in Abhängigkeit der zu untersuchenden Problemstellung, durch Lichtbogenmodelle gut nachgebildet werden. Dadurch wird es möglich, den Stromabriss aber auch mögliche Rückzündungen des Schaltgerätes aufgrund seiner dielektrischen Wiederverfestigungscharakteristik (RRDS¹) zu modellieren. Im konkreten Beispiel wurde der Leistungsschalter durch einen idealen Schalter nachgebildet. Zur Modellierung der Überspannungen aufgrund des Stromabrisse im Leistungsschalter konnte so die Abhängigkeit zwischen Abreisstrom und transients Überspannung einfacher analysiert werden. Parameterstudien ermöglichen es zudem hunderte oder tausende Rechnungen in multiplen Parameterkonfigurationen durchzuführen, um Abhängigkeiten im Modell zu identifizieren. Im konkreten Modell wurde ein Abreisstrom von 25 A gewählt. In Realität ist das Abreisverhalten des Leistungsschalters durch die Interaktion zwischen Schaltgerät und Netzsituation definiert, sodass die Höhe des Abreisstroms stark variieren kann.

¹ RRDS – Rate of rise of dielectric strength

5 Überspannungen beim Ausschalten eines Transformators

Im folgenden Beispiel werden transiente Überspannungen an einem Transformator gezeigt, die aus dem Abreißen des abklingenden Einschaltstroms resultieren. In diesem Szenario wird der Transformator innerhalb weniger Sekunden nach dem Zuschalten wieder vom Netz getrennt. Der Einschaltstrom ist noch nicht abgeklungen und hat einen Spitzenwert von einigen Hundert Ampere, siehe Abbildung 6 oben.

Durch den abrupten Stromunterbruch kommt es zu einem Ausgleichsvorgang zwischen Induktivitäten und angeschlossenen Kapazitäten, bestehend aus Windungs- und Zuleitungskapazitäten des Transformators, welcher eine Überspannung am Transformator und Leistungsschalter zur Folge hat. Im vorliegenden Beispiel, ohne Schutz durch Überspannungsableiter, erreicht die Überspannung einen Spitzenwert von bis zu 4.9 p.u., wie Abbildung 6 zeigt. Die grün dargestellte Phase löscht zuerst gefolgt von der blauen und der roten Phase. Im vorliegenden Fall tritt die höchste Überspannung auf der zuletzt löschenden roten Phase auf.

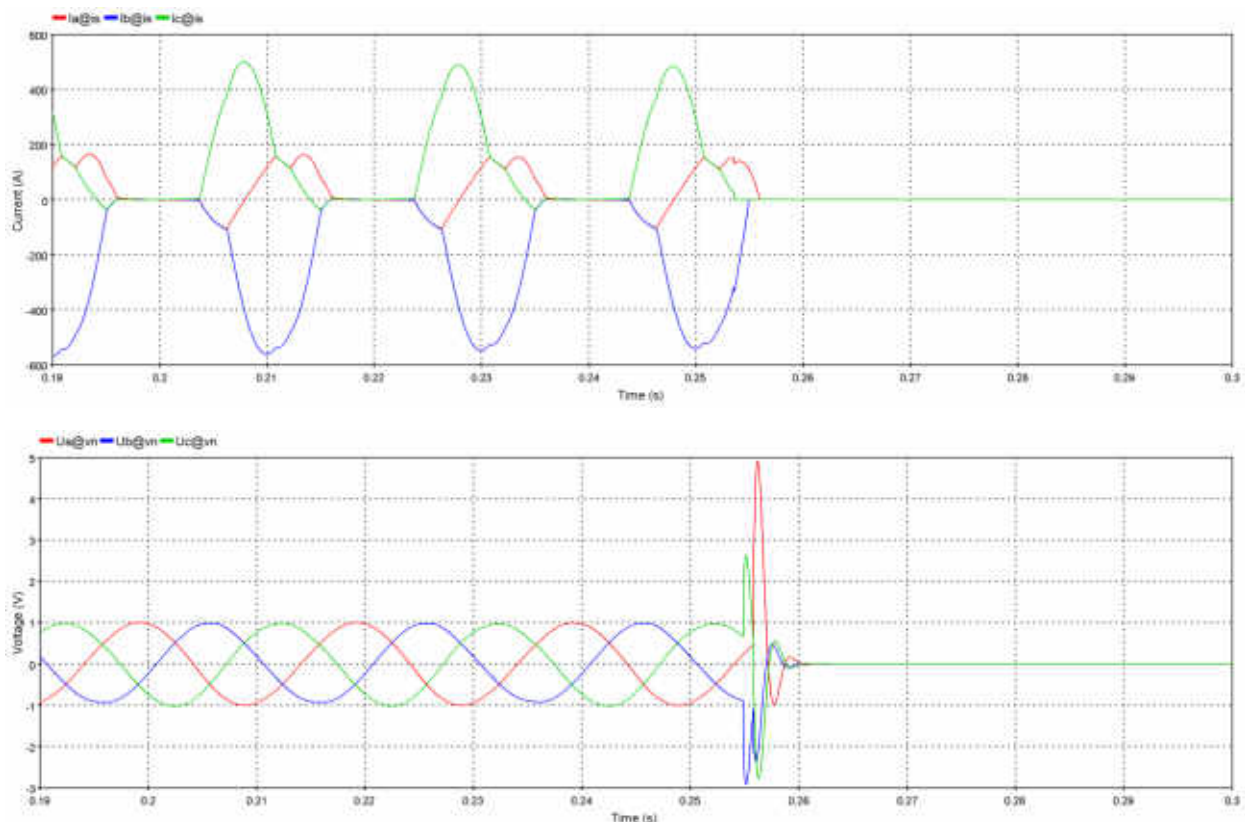


Abbildung 6 Noch nicht abgeklungene Einschaltströme und resultierende Überspannungen bei Stromabbruch ohne Einsatz von Überspannungsableiter.

Mit Metall-Oxid-Ableitern zwischen den Phasen und Erde wird die Überspannung auf 2.9 p.u. begrenzt, siehe Abbildung 7.

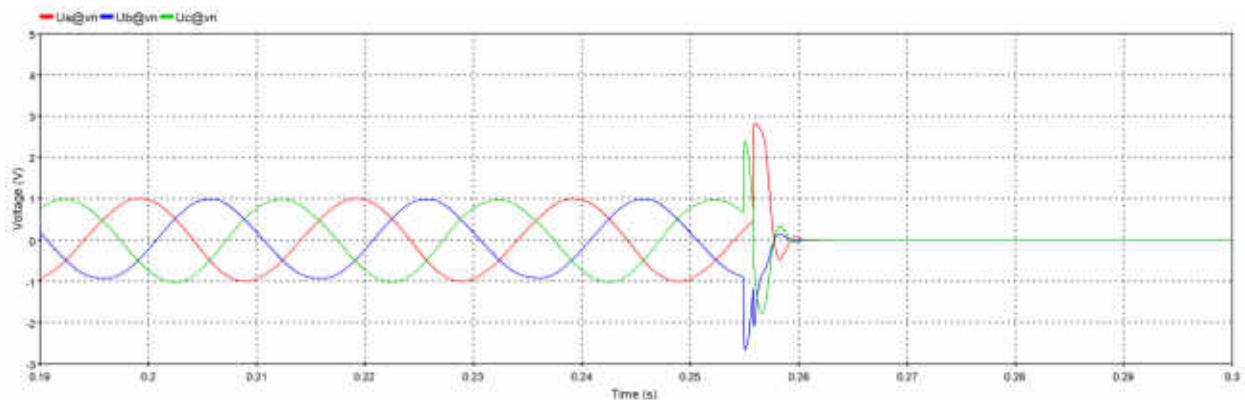


Abbildung 7 Resultierende Überspannungen bei Einsatz von Überspannungsableiter zwischen Phase und Erde.

6 Vor-Ort-Transienten-Messung

Die Vor-Ort-Messung von Schalttransienten kann neben der Überprüfung der Isolationskoordination auch Werte für die Schutzeinrichtungen liefern. Die dabei von der FKH eingesetzten Rogowskispulen können Ströme von mehreren tausend Ampere messen, Abbildung 8 zeigt Rogowskispulen an Transformator-Durchführungen. Die Bandbreite liegt im zweistelligen MHz-Bereich. Allerdings kann mit Rogowskispulen kein Gleichstrom gemessen werden.

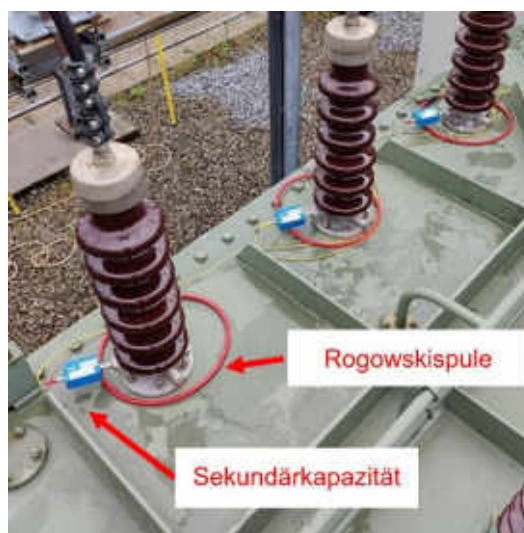


Abbildung 8 Messequipment an Transformator-Durchführungen

Für die Spannungsmessung wird eine Sekundärkapazität an die Durchführungskapazität angeschlossen. Der so gebildete kapazitive Spannungsteiler eignet sich auch für Schalttransienten. Abbildung 9 zeigt das einphasige Schema des Messaufbaus für Transienten am Transformator.

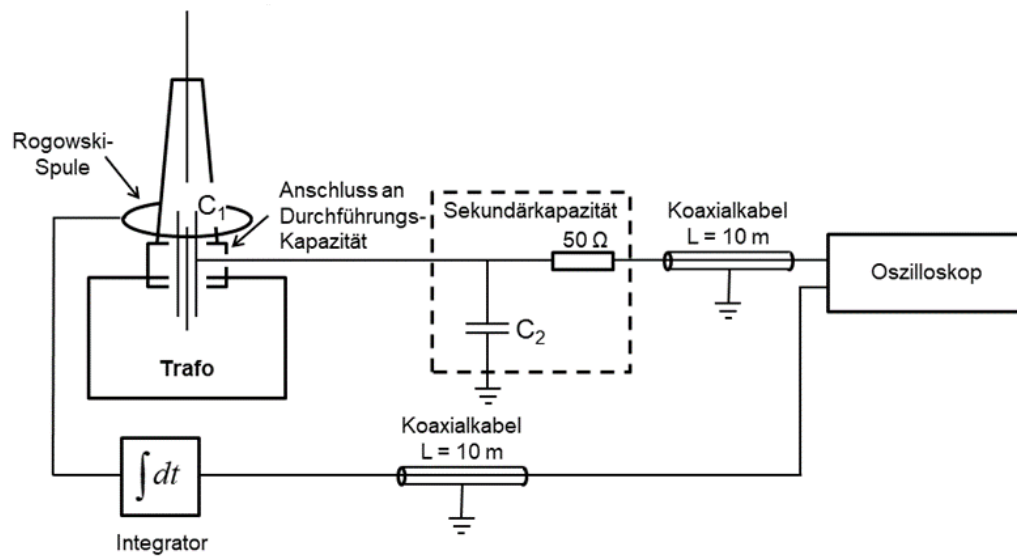


Abbildung 9 Schema des Messaufbaus

Mit einem solchen Aufbau wurden auch Messungen der Einschaltströme an einem Transformator im Netzbetrieb durchgeführt. Die Messung in Abbildung 10 ist vergleichbar zu der Simulation der Einschaltströme in Abbildung 6. Mit den Ergebnissen einer Vor-Ort-Transienten-Messung kann das Simulationsmodell in EMTP somit überprüft und präzisiert werden.

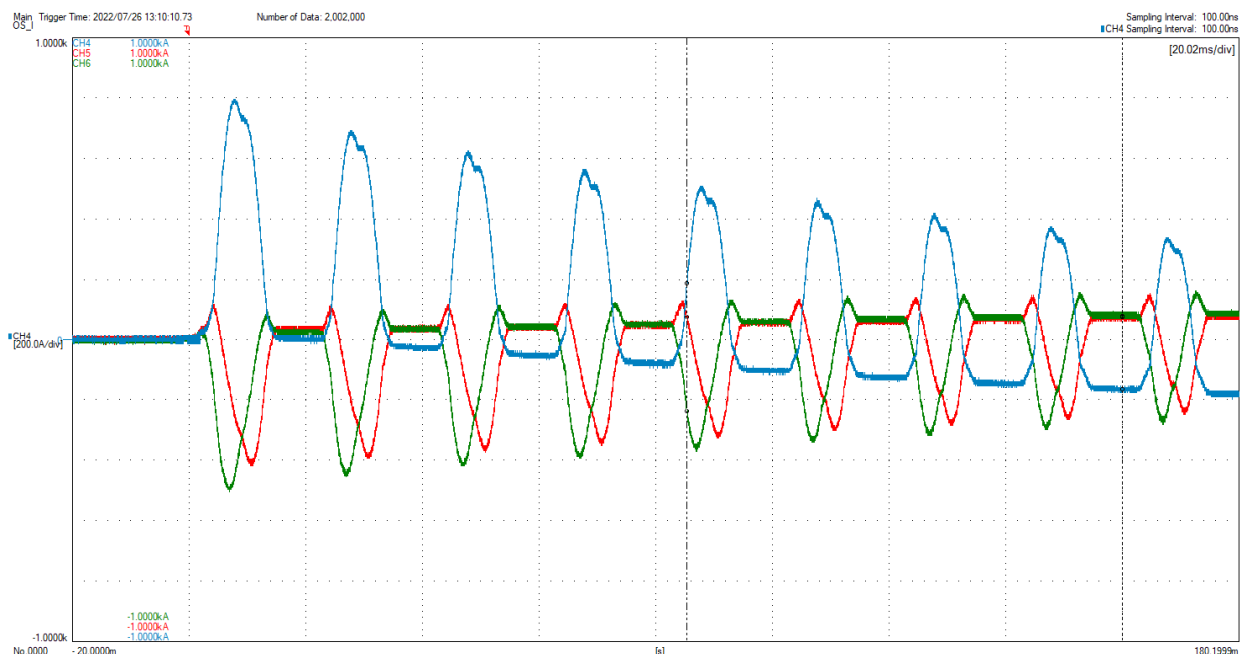


Abbildung 10 Messung der Einschaltströme an einem Transformator im Netzbetrieb

7 Schlussfolgerung

Bei unklaren Netzvorgängen und Fragestellungen der Isolationskoordination, können die Modellberechnungen in EMTP und Vor-Ort-Transienten-Messung nützliche Erkenntnisse liefern. Voraussetzung für eine gute Modellierung sind Kenntnisse der nichtlinearen Netzkomponenten. Empfehlungen zur Isolationskoordination, sowie Analysen von Fehlerursachen können anhand solcher Simulationen und Messung errechnet werden.

Literatur

[1] Koepl Power Experts. Gesammelte Berichte. 1988-2021.

[2] IEC/TR 60071-4:2004. Insulation co-ordination - Part 4. Bde. Computational guide to insulation co-ordination and modelling of electrical networks.

[3] EMTPWorks. ZnO arrester device. Helppage. 2013.

FKH - Fachtagung

22. November 2022

Isolationskoordination

Isolationskoordination bei Transformatoren

Hans-Peter Öftering
Siemens Energy, Nürnberg

Funktion und beruflicher Werdegang

- Abschluss Dipl.-Ing. (FH) Elektrotechnik an der Hochschule für angewandte Wissenschaften Würzburg-Schweinfurt (2013)
- Abschluss Master of Engineering an der Hochschule für angewandte Wissenschaften Würzburg-Schweinfurt (2014)
- Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Energie- und Hochspannungstechnik an der Hochschule für angewandte Wissenschaften Würzburg-Schweinfurt (bis 09/21)
- Ingenieur für Hochspannungstechnik im Bereich der HV-Isolation bei der ZF Friedrichshafen AG (bis 08/22)
- Fachexperte für die Dimensionierung von Hochspannungsisolationsystemen bei der Siemens Energy (seit 09/22)

Isolationskoordination bei Transformatoren

Hans-Peter Öftering
Siemens Energy, Nürnberg

1 Kurzfassung

Leistungstransformatoren sind ein Kernbestandteil der elektrischen Energieübertragung. Um die elektrische Energie möglichst verlustarm über lange Strecken zu transportieren, werden immer höhere Übertragungsspannungen benötigt. Diese stellen das Isoliersystem der Leistungstransformatoren vor stetig neue Herausforderungen. Um einen sicheren und vor allem zuverlässigen Betrieb der Transformatoren zu gewährleisten, bedarf es einer umfangreichen Isolationskoordination.

Das Isoliersystem von Leistungstransformatoren besteht im Allgemeinen aus einer Isolierflüssigkeit (z.B. Mineralöl) und damit imprägnierten festen Isolierstoffen (z.B. Pressspan, Kunstharzpressholz, Papier, etc.). Die Anordnung in sogenannten Barriersystemen gewährleistet sowohl die dielektrische und mechanische Festigkeit als auch den Abtransport von Verlustwärme.

Zahlreiche Einflussfaktoren wie beispielsweise der Aufstellort, die tatsächliche Spannungsbelastung, die Kühlungsart und nicht zuletzt die Prüfpegel, welche normativ gemäß den Kundenanforderungen geregelt sind, bestimmen letztendlich die Isolationsanordnung bzw. die Isolationskoordination. Mit Hilfe von elektrischen, thermischen und mechanischen Simulationen erfolgt dann die Auslegung des Isoliersystemes. Abschließend wird der Transformator dann im Prüffeld gemäß den Anforderungen untersucht, um einen sicheren und zuverlässigen Betrieb sicherzustellen. Die Überprüfung erfolgt nach Normen, Qualitätsregeln und Kundenanforderungen.

Um die Effizienz und Zuverlässigkeit weiter zu steigern, werden aus diesen erfolgreich geprüften Transformatoren Erkenntnisse abgeleitet, welche stetig in neue Designregeln integriert werden. Zu diesen Designregeln tragen ebenfalls fortlaufende Untersuchungen im Materiallabor und diversen Forschungsprojekten bei.

Sammlung Präsentationsseiten



Agenda



1	Vorstellung Siemens Energy Transformers	
2	Grundlagen	
3	Isoliersystem Transformator	
4	Isolationskoordination	
5	Zusammenfassung und Diskussion	

Siemens Energy Transformers



2022 - 11 - 22

[Home](#)

Hans-Peter Öttering | SEGT PR LPT EN FS 3
© Siemens Energy, 2021

Agenda



- 1 Vorstellung Siemens Energy Transformers
- 2 Grundlagen
- 3 Isoliersystem Transformator
- 4 Isolationskoordination
- 5 Zusammenfassung und Diskussion



2022 - 11 - 22

Hans-Peter Öttering | SEGT PR LPT EN FS 4
© Siemens Energy, 2021

Grundlagen – Einführung

Transformatoren sind ...

... wichtige Komponenten der elektrischen Energieübertragungsnetze

... passive elektrische Maschinen

... Energiewandler

- wandelt Energie unter Berücksichtigung technischer und wirtschaftlicher Aspekte in die erforderliche Form
- Zwei elektrische Kreise, die über einen magnetischen Kreis gekoppelt sind

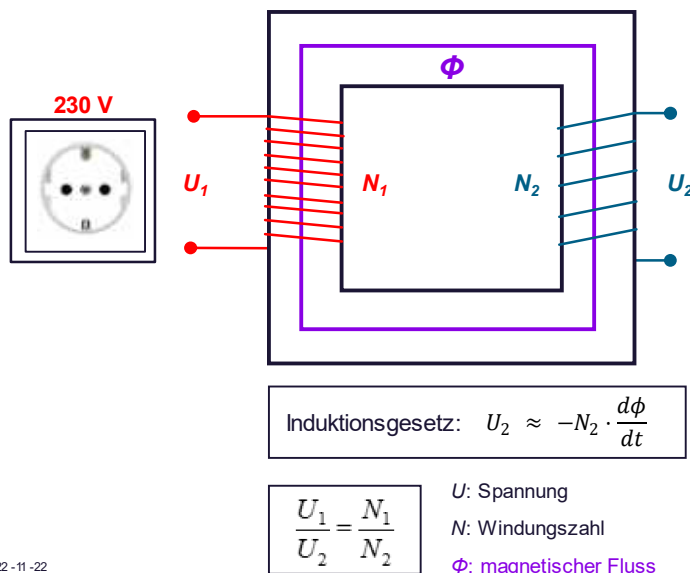


2022 - 11 - 22

Hans-Peter Öttering | SE GT PR LPT EN FS 5
© Siemens Energy, 2021

Grundlagen

Funktionsweise Idealer Transformator



Schutzkleinspannung im Haushalt:

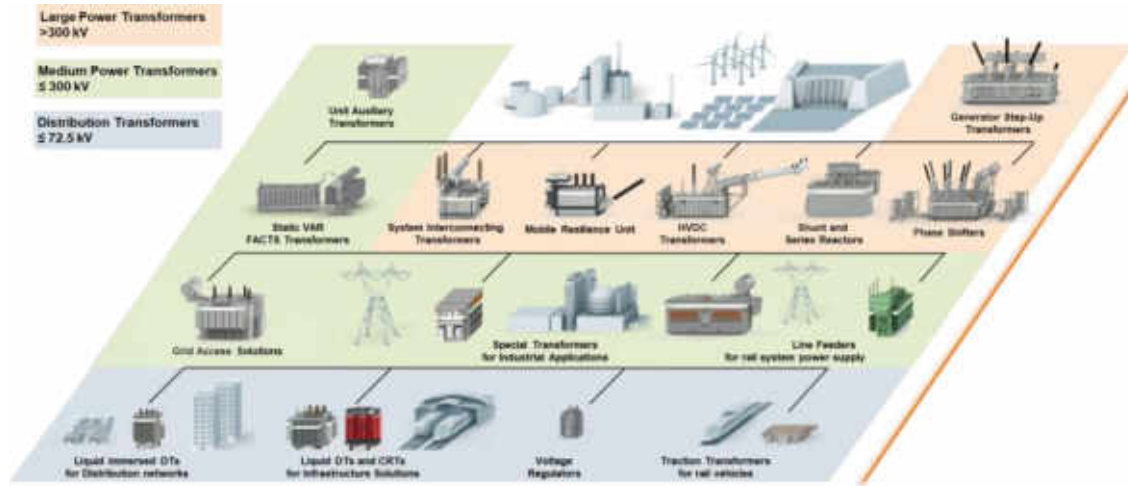
- Handyladegerät
- Modelleisenbahn
- Klingel
- Elektronik

2022 - 11 - 22

Hans-Peter Öttering | SE GT PR LPT EN FS 6
© Siemens Energy, 2021

Grundlagen

Einsatzgebiete von Transformatoren

SIEMENS
energy


2022 - 11 - 22

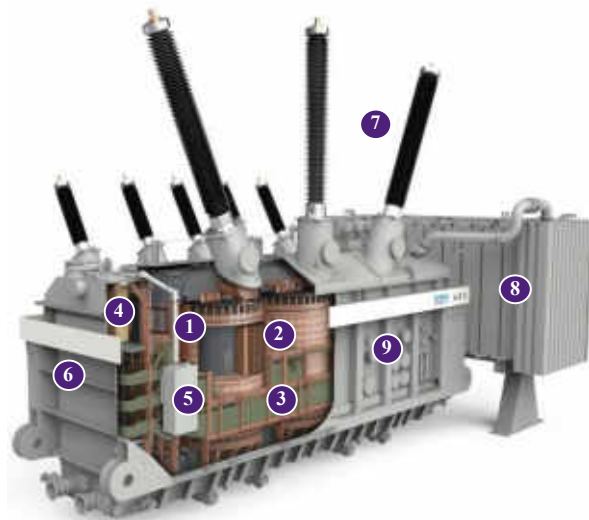
Hans-Peter Öttering | SE GT PR LPT EN FS 7
© Siemens Energy, 2021

Grundlagen

Aufbau von Leistungstransformatoren

SIEMENS
energy

- 1 Kern
- 2 Wicklungen
- 3 Ausleitungen
- 4 Stufenschalter
- 5 Antrieb
- 6 Kessel
- 7 Durchführungen
- 8 Kühlanlage
- 9 Schaltschrank



2022 - 11 - 22

Hans-Peter Öttering | SE GT PR LPT EN FS 8
© Siemens Energy, 2021

Agenda

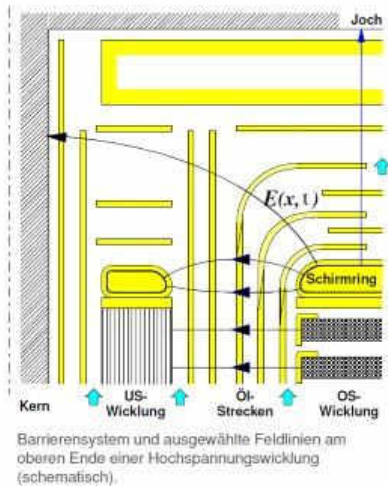
- 1 Vorstellung Siemens Energy Transformers
- 2 Grundlagen
- 3 **Isoliersystem Transformator**
- 4 Isolationskoordination
- 5 Zusammenfassung und Diskussion



Hans-Peter Öttering | SE GT PR LPT EN FS 9
© Siemens Energy, 2021

2022 - 11 - 22

Isoliersystem Transformator Aufbau



2022 - 11 - 22

- Das Isoliersystem von Leistungstransformatoren besteht vornehmlich aus einer Isolierflüssigkeit und damit imprägnierten Pressspan
- Die Anordnung in sogenannten Barriersystemen dient sowohl der elektrischen Isolierung als auch der Ausbildung der erforderlichen Kühlkanäle um die entstehende Verlustwärme abzutransportieren
- Die Barrieren werden vorzugsweise an den Verlauf der Äquipotentiallinien angepasst, damit die Feldlinien möglichst senkrecht zu den Barrieren stehen
- Die Feldstärke an den Wicklungen wird mit entsprechend dimensionierten Schirmelementen gesteuert
- Leiterkanten werden bei Bedarf mit Schutzringen abgedeckt, so dass die Feldstärke im Öl reduziert wird.

Hans-Peter Öttering | SE GT PR LPT EN FS 10
© Siemens Energy, 2021

Isoliersystem Transformator

Isoliermedium

Isolierstoffe in Leistungstransformatoren

Feste Isolierstoffe:

- **Natürliche Rohstoffe**
 - Kunstharzpressholz
 - Papier
 - Pressspan
- **Synthetische Isolierstoffe:**
 - Aramidfasern
 - Glasfasergewebe
 - Isolierlacke
 - Isolierfolien



Flüssige Isolierstoffe:

- **Mineralöl**
 - Inhibiert
 - Nicht inhibiert
- **Esterflüssigkeiten**
 - Synthetisch
 - Natürlich
- **Silikonöle**



2022 - 11 - 22

Hans-Peter Öttering | SEGT PR LPT EN FS 11
© Siemens Energy, 2021

Agenda

- 1 Vorstellung Siemens Energy Transformers
- 2 Grundlagen
- 3 Isoliersystem Transformator
- 4 **Isolationskoordination**
- 5 Zusammenfassung und Diskussion



2022 - 11 - 22

Hans-Peter Öttering | SEGT PR LPT EN FS 12
© Siemens Energy, 2021

Isolationskoordination Einflussfaktoren



2022 - 11 - 22

Hans-Peter Öttering | SE GT PR LPT EN FS 13
© Siemens Energy, 2021

Isolationskoordination Normen

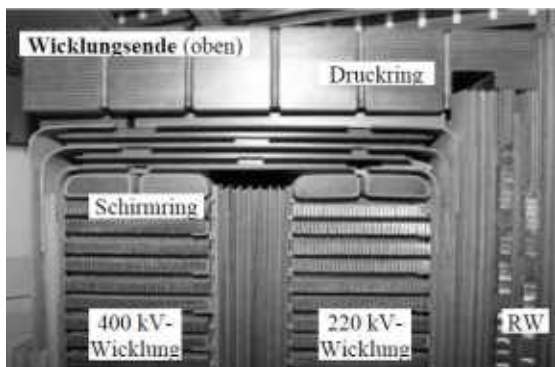
Lfd. Nr.	Titel	IEC/ EN IEC Publikation	DIN/DIN EN VDE	Lfd. Nr.	Titel	IEC/ EN IEC Publikation	DIN/DIN EN VDE
1	Allgemeines	EN IEC 60076-1	DIN EN 60076-1 VDE 0532 Teil 76-1	10	Belastbarkeit von Trockentransformatoren	-	Entwurf zur Verfügung DIN VDE 0532-12
2	Übertemperaturen	EN IEC 60076-2	DIN EN 60076-2 VDE 0532-102	11	Blitz- und Schaltstörspannungsprüfungen von Transformatoren und Drosselspulen	EN IEC 60076-4	DIN EN 60076-4 VDE 0532 Teil 76-4
3	Isolationspegel und Spannungsprüfung	EN IEC 60076-3	DIN EN 60076-3 VDE 0532 Teil 3	12	Mindestabstand in Luft Schutz-funktionsschichten an Durchführungen	-	DIN VDE 0532-14
4	Kurzschlussfestigkeit	EN IEC 60076-5	DIN EN 60076-5 VDE 0532-75-5	13	Drosselspulen	EN IEC 60076-6	DIN EN 60 76-6 VDE 0532 Teil 76-6
5	Trockentransformatoren	EN IEC 60076-11	DIN EN 60076-11 VDE 0532-76-11	14	Flüssigweinschalter Leistungstransformatoren mit Hochtemperaturkühlung	IEC 60076-14	-
6	Geräuschmessung	EN IEC 60076-10	DIN EN 60076-10 VDE 0532 Teil 76-10	15	Stationäre Transformatoren für Bahnversorgungsnetze	-	DIN EN 60329 VDE 0115 Teil 329
7	Anwendung von Transformatoren	EN IEC 60076-8	-	16	Anforderungen und Prüfverfahren von Stützenschalter	EN IEC 60 214-1	DIN EN 60 214-1 VDE 0532 Teil 214-1
8	Belastbarkeit von Öltransformatoren	EN IEC 60076-7	DIN EN 60076-7 VDE 0532 Teil 76-7 (Entwurf)	17	Anwendungsschritte zum Stützenschalter	EN IEC 60214-2	DIN VDE 0532/31 VDE 0532 Teil 31
				18	Oligozyklische Drehstrom-Verdichtungs- und Verteilungstransformatoren	EN 50464	DIN EN 50464 VDE 0532-221, 224
				19	Transformatoren für Windturbinen	IEC 60076-18	-

2022 - 11 - 22

Hans-Peter Öttering | SE GT PR LPT EN FS 14
© Siemens Energy, 2021

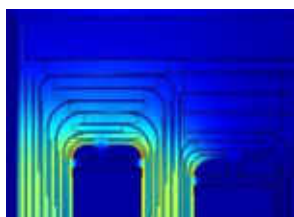
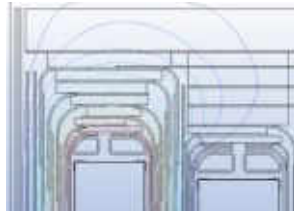
Isolationskoordination Simulation der Betriebsfälle

SIEMENS
energy

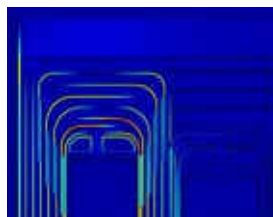
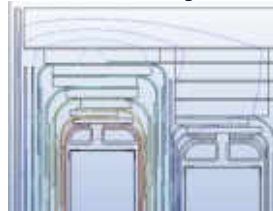


Quelle: Küchler, A- Hochspannungstechnik, 3. Auflage

AC-Feldberechnung :



DC-Feldberechnung :

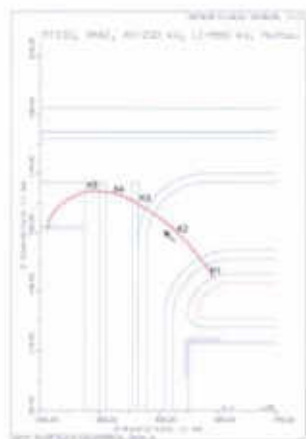


2022 - 11 - 22

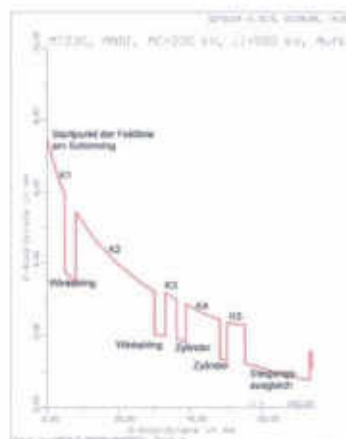
Hans-Peter Öttering | SE GT PR LPT EN FS 15
© Siemens Energy, 2021

Isolationskoordination Auswertung

SIEMENS
energy



Aus dem Feldbild errechnete Feldlinie



Feldstärkenverlauf entlang der Feldlinie

2022 - 11 - 22

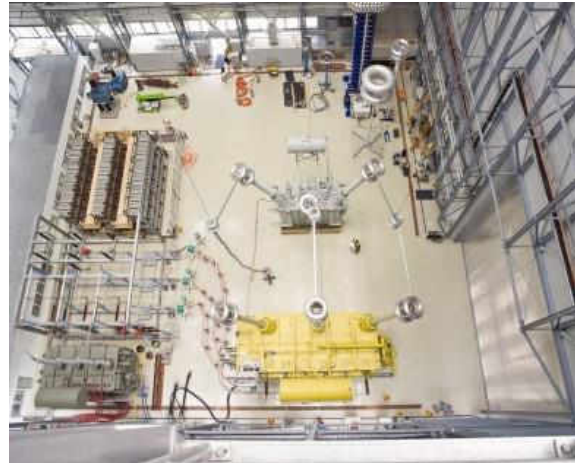
Hans-Peter Öttering | SE GT PR LPT EN FS 16
© Siemens Energy, 2021

Isolationskoordination

Prüfpegel – Überprüfung nach Normen, Qualitätsregeln und Kundenanforderungen

SIEMENS
energy

- Funktionsprüfungen
- Emissionsprüfung
- Ableitung von Erkenntnissen in Bezug auf die angestrebte Lebensdauer
- Messung der durch den Betrieb des Transformators entstehenden Verluste
- Fingerprints
- Prüfspannungen bis 2000 kV DC und 1200 kV AC möglich



Hans-Peter Öttering | SE GT PR LPT EN FS 17
© Siemens Energy, 2021

2022 - 11 - 22

Agenda

SIEMENS
energy

- 1 Vorstellung Siemens Energy Transformers
- 2 Grundlagen
- 3 Isoliersystem Transformator
- 4 Isolationskoordination
- 5 Zusammenfassung und Diskussion



Hans-Peter Öttering | SE GT PR LPT EN FS 18
© Siemens Energy, 2021

2022 - 11 - 22

Zusammenfassung

Am Beispiel: Erster 1100 kV HGÜ Transformator

SIEMENS
energy

- Aufstellort: **China**
- Übertragungsstrecke: **3284 km**
- Spannung: **1100 kV**
- Leistung (Strecke): **12 GW**
- Gewicht: **909 to**
- Transport: **Straße/Schiff**
- L x H x B: **37 m x 15 m x 12 m**



2022 - 11 - 22

Hans-Peter Öttering | SE GT PR LPT EN FS 19
© Siemens Energy, 2021

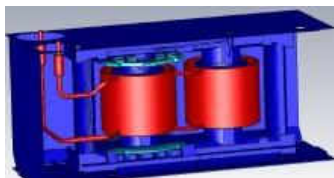
Zusammenfassung

Am Beispiel: Erster 1100 kV HGÜ Transformator

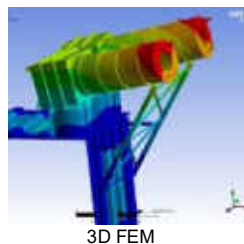
SIEMENS
energy



2D und 3D Feld
berechnung



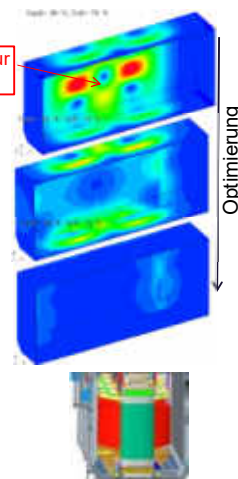
Mechanische Belastung



3D FEM

Oberflächentemperatur
> 90 ° C

Streuverluste



2022 - 11 - 22

Hans-Peter Öttering | SE GT PR LPT EN FS 20
© Siemens Energy, 2021

Zusammenfassung

Am Beispiel: Erster 1100 kV HGÜ Transformator

SIEMENS
energy

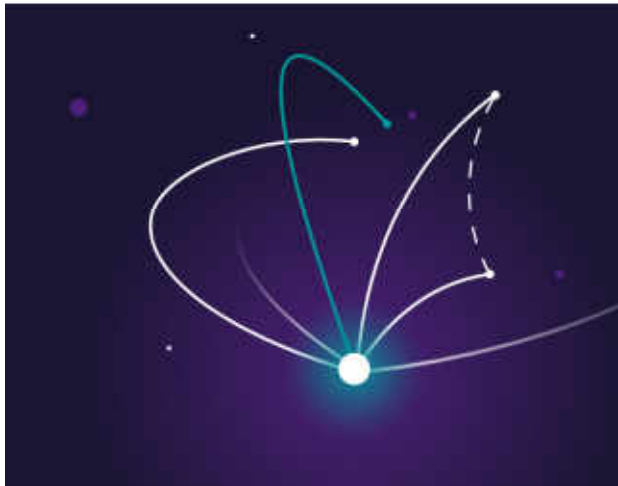


2022 - 11 - 22

Hans-Peter Öftering | SE GT PR LPT EN FS 21
© Siemens Energy, 2021

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

SIEMENS
energy



Hans-Peter Öftering

Fachexperte für Dimensionierung von
Hochspannungsisolationssystemen

SE GT PR LPT EN FS

Katzwanger Str. 150

90461 Nürnberg

Phone: +49 911 8379 2547

E-Mail: hans-peter.oeftering@siemens-energy.com

2022 - 11 - 22

Siemens Energy is a licensed trademark of Siemens AG.

Hans-Peter Öftering | SE GT PR LPT EN FS 22
© Siemens Energy, 2021

Referentenadressen

Alff	Philippe	FKH Hagenholzstrasse 81 8050 Zürich	alff@fkh.ch Tel. +41 44 253 62 64
Baumann	Jonas	Swissgrid AG Bleichemattstrasse 31 5001 Aarau	jonas.baumann@swissgrid.ch Tel.: +41 58 580 34 81
Hinrichsen, Prof. Dr.-Ing.	Volker	TU Darmstadt Fachgebiet Hochspannungstechnik Fraunhoferstr. 4 DE 64283 Darmstadt	volker.hinrichsen@tu-darmstadt.de Tel.: +49 6151 16 20 432
Neuhold, Dr.	Stefan	FKH Hagenholzstrasse 81 8050 Zürich	neuhold@fkh.ch Tel.: +41 62 288 77 93
Öftering	Hans- Peter	Siemens Energy AG Katzwanger Strasse 150 DE 90461 Nürnberg	hans-peter.oeftering@siemens-energy.com Tel.: +49 911 434 0
Perret	Maxime	GE Grid (Switzerland) GmbH Carl-Sprecher-Strasse 3 5036 Oberentfelden	maxime.perret@ge.com Tel.: +41 58 506 14 86
Schmidt, Prof. Dr.-Ing.	Uwe	Hochschule Zittau/Görlitz Fakultät Elektrotechnik und Informatik Theodor-Körner-Allee 16 DE 02763 Zittau	uwe.schmidt@hszg.de Tel.: +49 3583 612 43 07
Sotiropoulos	Ektor	Hitachi Energy Switzerland AG Jurastrasse 45 5430 Wettingen	ektor.sotiropoulos@hitachi-powergrids.com Tel.: +41 76 244 20 11
Straumann, Dr.	Ulrich	Hitachi Energy Switzerland AG Brown-Boveri-Strasse 5 8050 Zürich	ulrich.straumann@hitachienergy.com Tel.: +41 58 588 32 41
Vahrenholt	Volker	50Hertz Transmission GmbH Heidestraße 2 DE 10557 Berlin	volker.vahrenholt@50hertz.com Tel. +49 30 515 0 31 38
Walter, Dr.	Michael	FKH Hagenholzstrasse 81 8050 Zürich	walter@fkh.ch Tel.: +41 44 253 62 61

Internetseite für nachträgliche Informationen zur Fachtagung

Link: <https://fileserver.fkh.ch/s/ft22>

Die Gross-/Kleinschreibung muss bei der Eingabe des Links berücksichtigt werden.

