

FKH- / VSE-Fachtagung
11. November 2008
Aula, HSR Hochschule für Technik Rapperswil

Überspannungen und Isolationskoordination im Hochspannungsnetz

Veranstalter:

Fachkommission für Hochspannungsfragen, FKH
Voltastrasse 9
8044 Zürich



Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, VSE
Hintere Bahnhofstrasse 10
5001 Aarau



VSE-Druckschrift 8.03 d

FKH- / VSE-Fachtagung
11. November 2008
Aula, HSR Hochschule für Technik Rapperswil

Vorwort zur Tagung

Die Betriebsmittel der Hochspannungsnetze sind durch die Folgen von Blitzschlägen, von Schalthandlungen und auch von fehlerhaften Betriebszuständen einer Vielfalt von Beanspruchungen durch Überspannungen ausgesetzt. Mit einer durchdachten Isolationsauslegung und durch vielfältige Schutzmassnahmen muss erreicht werden, dass die Hochspannungsbetriebsmittel diese Überspannungen schadlos überstehen. Alle dazu notwendigen Festlegungen und Massnahmen werden unter dem Begriff der Isolationskoordination zusammengefasst. Das grundlegende Sachgebiet der Isolationskoordination stellt sich in der Praxis als eine facettenreiche und anspruchsvolle Ingenieur-aufgabe heraus, in welcher die Auslegung der Betriebsmittel insbesondere diejenige ganzer Schaltanlagen und Hochspannungsübertragungsleitungen definiert wird. Aus den Überlegungen und Konzepten der Isolationskoordination leiten sich denn auch zahlreiche Hersteller- und Prüfnormen ab, welche für die Qualität und Verfügbarkeit der Hochspannungsnetze entscheidend sind.

Nach einer Einführung in die physikalischen Grundlagen und die Regeln der Isolationskoordination werden die wichtigsten Teilaspekte in Referaten vorgestellt und diskutiert. Dabei kommen Ursachen und Arten der erhöhten Kurzzeitbeanspruchungen zur Sprache, und es wird auch auf Methoden zur Vermeidung von Blitz- und Schaltüberspannungen eingegangen. Ein weiterer Schwerpunkt der Tagung betrifft die Kriterien zur Auslegung der Isolation in modernen Schaltanlagen bis zu einer Höchstspannung von 1100 kV. Hierzu werden auch die Isolationsprüfverfahren miteinbezogen. Weitere behandelte Themen betreffen die Ausbreitung transienter Überspannungen in Netzen und den Stand der Technik beim Design und Einsatz von Überspannungsableitern.

Die Tagung schliesst mit einer Diskussionsrunde ab, in welcher auf Fragen zu den behandelten aber auch zu weitergehenden Aspekten der Isolationskoordination eingegangen wird.

Dr. Karl-Heinz Weck
Tagungsleiter

Dr. Reinhold Bräunlich
Geschäftsleiter der FKH

Tagungsprogramm

Datum: Dienstag, 11. November 2008, Beginn 09⁰⁰

Ort: Aula, HSR Hochschule für Technik, Rapperswil

Titel: **Überspannungen und Isolationskoordination im Hochspannungsnetz**

Tagungsleitung: Dr. Karl-Heinz Weck, FGH Mannheim

	Titel / Inhalt	Referent
09 ⁰⁰ -09 ¹⁵	Begrüssung durch den Präsidenten der FKH	Dr. Thomas Aschwanden, KWO, Innertkirchen
09 ¹⁵ -09 ⁴⁵	Einführung: Entstehung von Überspannungen, Arten und Höhe der Überspannungen, Schutzvorkehrungen	Dr. Karl-Heinz Weck, FGH, Mannheim
09 ⁴⁵ -10 ¹⁵	Grundsätze der Isolationskoordination - Übersicht über die Normung	Dr. Karl-Heinz Weck, FGH, Mannheim
10 ¹⁵ -10 ⁴⁵	Design und Test einer gasisolierten Schaltanlage für 1100 kV	Dr. Urs Krüsi und Dr. Uwe Riechert ABB Schweiz AG, Gasisolierte Schaltsysteme, Zürich
10 ⁴⁵ -11 ¹⁵	Kaffeepause	
11 ¹⁵ -11 ⁴⁵	Berechnung von Netztransienten, Wanderwellenvorgänge im Netz	Georg Köppl, Koepl Power Experts, Wettingen
11 ⁴⁵ -12 ¹⁵	Blitzschutz von Schaltanlagen und Freileitungen	Dr. David Orzan, The Energy Consulting Group Ltd, Zürich
12 ¹⁵ -12 ⁴⁵	Begrenzung von transienten Überspannungen und Inrush-Strömen durch kontrolliertes Schalten von Leistungstransformatoren	Andreas Ebner, ETH, Fachgruppe Hochspannungstechnologie, Zürich
12 ⁵⁰ -14 ¹⁵	Mittagessen	
14 ¹⁵ -14 ⁴⁵	Design und Dimensionierung von Überspannungsableitern	Bernhard Doser, ABB Schweiz AG, Hochspannungsprodukte, Wettingen
14 ⁴⁵ -15 ¹⁵	Auswirkung des Schaltprinzips auf Überspannungen in MS-Verteilstationen	Hansruedi Luternauer, ewz, Zürich Dr. Reinhold Bräunlich, FKH, Zürich
15 ¹⁵ -15 ⁴⁵	Diskussion	Dr. Karl-Heinz Weck, FGH, Mannheim
16 ⁰⁰	Apéro	

Ende der Veranstaltung ca. 17⁰⁰

Zusammenfassung der Referate

Inhaltsverzeichnis

	Seite
Einführung: Entstehung von Überspannungen, Arten und Höhe der Überspannungen, Schutzvorkehrungen	1
Dr. Karl-Heinz Weck, Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V.	
Grundsätze der Isolationskoordination – Übersicht über die Normung	17
Dr. Karl-Heinz Weck, Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V.	
Design und Test einer gasisolierten Schaltanlage für 1100 kV	33
Dr. Urs Krüsi, ABB Schweiz AG, Zürich	
Dr. Uwe Riechert, ABB Schweiz AG, Zürich	
Berechnung von Netztransienten, Wanderwellenvorgänge im Netz	51
Georg Köppl, Koepl Power Experts, Wettingen	
Blitzschutz von Schaltanlagen und Freileitungen	65
Dr. David Orzan, The Energy Consulting Group Ltd., Zürich	
Begrenzung von transienten Überspannungen und Inrush-Strömen durch kontrolliertes Schalten von Leistungstransformatoren	85
Andreas Ebner, ETH, Fachgruppe Hochspannungstechnologie, Zürich	
Design und Dimensionierung von Überspannungsableitern	107
Bernhard Doser, ABB Schweiz AG, Hochspannungsprodukte, Wettingen	
Auswirkung des Schaltprinzips auf Überspannungen in MS-Verteilstationen	129
Hansruedi Luternauer, ewz, Zürich	
Dr. Reinhold Bräunlich, FKH Fachkommission für Hochspannungsfragen, Zürich	
Diskussionsbeitrag "Koordination zwischen Lasttrenner und HH-Sicherungen	143
Hansruedi Luternauer, ewz, Zürich	
Teilnehmerverzeichnis sortiert nach Namen	149
Teilnehmerverzeichnis sortiert nach Firmen	153
Referentenadressen	157
Internetseite zur Fachtagung	159
Notizen	161

FKH- / VSE-Fachtagung

11. November 2008

Überspannungen und Isolationskoordination im Hochspannungsnetz

Einführung: Entstehung von Überspannungen, Arten und Höhe der Überspannungen, Schutzvorkehrungen

Dr. Ing. Karl-Heinz Weck

Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V., Mannheim

Karl-Heinz Weck studierte Elektrotechnik an der TU Darmstadt und trat nach dem Studium 1964 die Stelle eines wissenschaftlichen Assistenten an. Nach seiner Promotion auf dem Gebiet der Mess- und Regelungstechnik wechselte er 1971 zur Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. (FGH) in Mannheim und war bis 2003 verantwortlich für alle die Komponenten des Energieversorgungsnetzes betreffenden Fragen.

Bis 2002 leitete er die Prüflaboratorien der FGH Engineering & Test GmbH als Geschäftsführer. Er ist heute freiberuflich als beratender Ingenieur und öffentlich bestellter und vereidigter Sachverständiger tätig.

Karl-Heinz Weck arbeitete in leitender Position in mehreren nationalen und internationalen Gremien des Verbands deutscher Elektrotechniker (VDE), der Internationalen Hochspannungskonferenz (CIGRE) und der Internationalen Elektrotechnischen Kommission (IEC) und ist heute noch Vorsitzender des Technischen Komitees TC 28 der weltweit zuständigen Normungsorganisation IEC. Er ist „Distinguished Member“ und Träger des „Technical Committee Awards“ der CIGRE.

Die Schwerpunkte seiner Tätigkeiten liegen auf dem Gebiet der Isolationskoordination, der Zustandsbewertung von Netzkomponenten, den Verfahren des Assetmanagements für Verteilungs- und Übertragungsnetze und der Ursachenklärung von Komponentenschäden. Er hat in dieser Zeit zahlreiche Veröffentlichungen publiziert und Vorträge gehalten.

Dr. Karl-Heinz Weck ist Wissenschaftlicher Berater der Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (FGH) e.V.

Einführung: Entstehung von Überspannungen, Arten und Höhe der Überspannungen, Schutzvorkehrungen

Karl-Heinz Weck

Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V., Mannheim

Basierend auf den Normen der Isolationskoordination IEC 60071-1 und IEC 60071-2 wird die Entstehung von Überspannungen in Drehstromnetzen behandelt. Dabei wird insbesondere Wert auf die Unterscheidung der Überspannungen hinsichtlich ihrer Entstehung, ihren unterschiedlichen Spannungsverläufen und ihren Auswirkungen auf die verschiedenen Isolieranordnungen im Netz gelegt. Anhaltswerte für die zu erwartenden Spannungshöhen werden berichtet und Näherungsverfahren für die Bestimmung dieser Werte angegeben.

FKH/VSE-Fachtagung Überspannungen und Isolationskoordination im Hochspannungsnetz

Entstehung von Überspannungen, Arten und Höhe der Überspannungen, Schutzvorkehrungen

Dr.-Ing. Karl-Heinz Weck

FGH e.V. Mannheim

Prinzipien der Isolationskoordination
Betriebsfrequente Dauerspannung
Überspannungen der Kategorien
 zeitweilige Überspannungen
 langsam ansteigende Überspannungen
 schnell ansteigende Überspannungen
Zusammenfassung

Prinzipien der Isolationskoordination Definitionen



- **Isolationskoordination IEC 60071-1: 2006:**
 - ⇒ **Isolationskoordination Teil 1:** Begriffe, Grundsätze und Anforderungen
- **Isolationskoordination IEC60071-2: 1996:**
 - ⇒ **Isolationskoordination Teil 2:** Anwendungsrichtlinie
- **Definition der Isolationskoordination**
 - ⇒ **IEC 60071-1, Abschnitt 3.1:**

**Auswahl der dielektrischen Festigkeit
in Abhängigkeit der im Netz auftretenden Spannungen
und der betrieblichen Umgebungsbedingungen
unter Berücksichtigung der
Überspannungs-Schutzeinrichtungen**

2

FKH/VSE-Fachtagung, 11. 11. 2008, Rapperswil

Prinzipien der Isolationskoordination Überspannungen und dielektrische Festigkeit



- **Überspannungen**
 - ⇒ **Spannungen, die den Scheitelwert der höchsten Betriebsspannung des Netzes überschreiten**
 - ⇒ **Amplituden und zeitliche Verläufe unterschiedlich abhängig von**
 - ★ Netzkonfiguration (Größe, Vermaschung usw.)
 - ★ Ursprung der Überspannung (Fehler, Schalthandlung, Blitzeinschlag usw.)
- **Dielektrische Festigkeit der Isolation**
 - ⇒ **Nachgewiesen durch Typprüfungen im Labor mit**
 - ★ genormten Prüfspannungen (Verlauf, Amplitude)
 - ★ festgelegten Prüfanordnungen
 - ★ festgelegten Umgebungsbedingungen
- **Isolationskoordination**
 - ⇒ Ermittlung der Zusammenhänge zwischen **Spannungen und Überspannungen des Netzes** und notwendigen **Prüfspannungen des Betriebsmittels im Labor**

3

FKH/VSE-Fachtagung, 11. 11. 2008, Rapperswil

Prinzipien der Isolationskoordination Einteilung der Spannungen in Kategorien

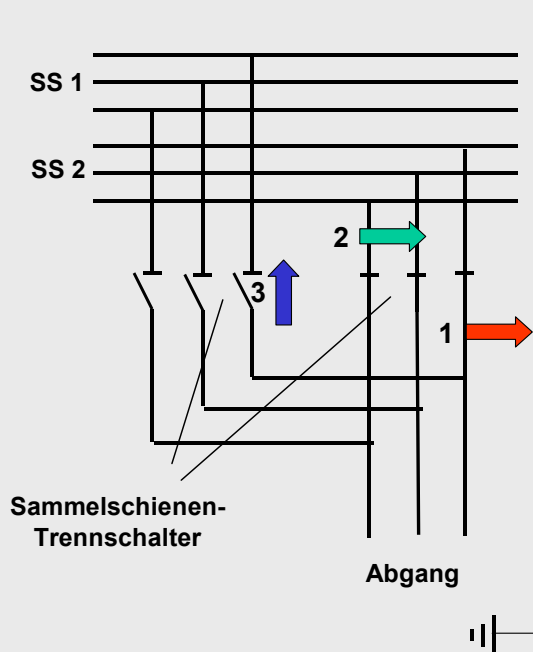


Netz	niederfrequente Spannung/Überspannung		transiente Überspannung		
	dauernd	zeitweilig	langsamer Anstieg	schneller Anstieg	sehr schneller Anstieg
	$f = 50 \text{ Hz oder } 60 \text{ Hz}$ $T_1 \geq 3600 \text{ s}$	$10 \text{ Hz} < f < 500 \text{ Hz}$ $3600 \text{ s} \geq T_1 \geq 0,03 \text{ s}$	$5000 \mu\text{s} \geq T_1 > 20 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 20 \text{ ms}$	$20 \mu\text{s} > T_1 > 0,1 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 300 \mu\text{s}$	$100 \text{ ns} > T_1 > 3 \text{ ns}$ $0,3 \text{ MHz} < f_1 < 100 \text{ MHz}$ $30 \text{ kHz} < f_2 < 300 \text{ kHz}$ $T_2 \leq 3 \text{ ms}$
Prüfung					
	$f = 50 \text{ Hz oder } 60 \text{ Hz}$	$48 \text{ Hz} \leq f \leq 62 \text{ Hz}$ $T_1 = 60 \text{ s}$	$T_1 = 250 \mu\text{s}$ $T_2 = 2500 \mu\text{s}$	$T_1 = 1,2 \mu\text{s}$ $T_2 = 50 \mu\text{s}$	
	Langzeit-Wechselspannung	Kurzzeit-Wechselspannung	Schaltstoßspannung	Blitzstoßspannung	

4

FKH/VSE-Fachtagung, 11. 11. 2008, Rapperswil

Überspannungen im Netz Isolieranordnungen



Isolation Leiter - Erde
beansprucht durch Spannungen
zwischen Außenleiter und Erde

1 →

Isolation Leiter - Leiter
beansprucht durch Spannungen
zwischen zwei Außenleitern

2 →

Längsisolation
beansprucht durch Spannungen zwischen
gleichen Außenleitern unterschiedlicher
Systeme

3 ↑

5

FKH/VSE-Fachtagung, 11. 11. 2008, Rapperswil

Repräsentative Überspannungen

- **Repräsentative Überspannung beinhaltet:**

- ⇒ **Für alle Isolieranordnungen**

- ★ Leiter-Erde-Anordnung
- ★ Leiter-Leiter-Anordnung
- ★ Längsanordnung

Übergang von Zeitverläufen der Überspannungen im Netz zu genormten Prüfspannungsverläufen

- ⇒ **Für Isolieranordnungen mit zwei spannungsführenden Leitern zusätzlich genormte Aufteilung der Überspannungen in Komponenten**

- ★ Genormte Schaltstoßspannungen gleicher Amplitude und entgegengesetzter Polarität auf den beiden Leitern für die Leiter-Leiter-Anordnung
- ★ Genormte Schalt- oder Blitzstoßspannung auf einem Leiter und Wechselspannung auf dem zweiten Leiter für die Längsisolation
Stoßspannung zum Zeitpunkt des Scheitels der Wechselspannung entgegengesetzter Polarität

Repräsentative Überspannungen

- **Repräsentative Überspannung ist alternativ für jede Kategorie angegeben als**

- ⇒ **Angenommenes Maximum**

- ★ Höchste Amplitude der ermittelten repräsentativen Überspannungen aus verschiedenen Ursprüngen

- ⇒ **Serie von Scheitelwerten**

- ★ zeitliche Folge von repräsentativen Überspannungen
- ★ Z.B. bei thermisch beeinflussbaren Betriebsmitteln wie Öl-Papier-Isolation
- ★ Verwendung selten

- ⇒ **Statistische Verteilung von Scheitelwerten**

- ★ Wahrscheinlichkeitsverteilung von Amplituden in % bei Schalthandlungen
- ★ Rate von Amplituden pro Zeiteinheit bei Blitzüberspannungen

Zeitweilige Überspannungen



- **Ursprung**

- ⇒ Erdschluss oder Erdkurzschluss im Netz
- ⇒ Lastabwurf
- ⇒ Resonanzvorgänge
- ⇒ Ferroresonanz
- ⇒ Kombinationen von Ursprüngen

- **Resonanzvorgänge**

- ⇒ z.B. leerlaufende Freileitung mit Ladestromspule mit auf Doppel-System-Freileitung

Zu vermeiden durch Dämpfung oder Verstimmen

- **Ferroresonanz**

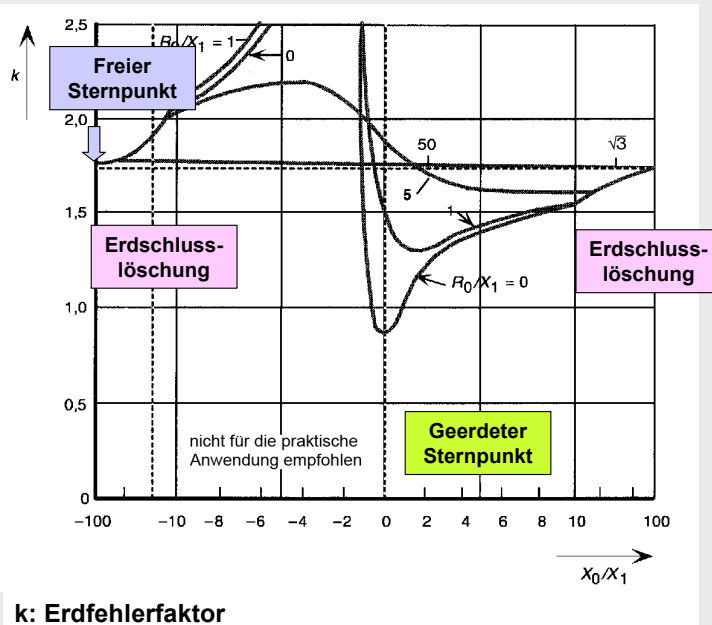
- ⇒ z.B. Spannungswandler mit Leitungsabschnitt

Zu vermeiden durch Dämpfung oder Verstimmen

8

FKH/VSE-Fachtagung, 11. 11. 2008, Rapperswil

Zeitweilige Überspannung bei Erdschluss



Zeitweilige Erdschluss-Überspannungen Leiter-Erde

Netze mit geerdetem Sternpunkt
 X_0/X_1 zwischen 1 und 5, selten höher
 Erdfehlerfaktor in der Regel $< 1,4$
 Dauer 0,1 bis 1 s

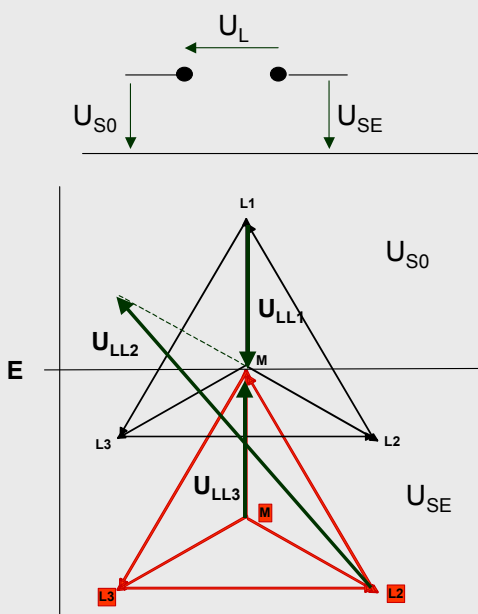
Netze mit freiem Sternpunkt
 X_0/X_1 negativ mit hohem Wert
 Erdfehlerfaktor = $1,73 = \sqrt{3}$
 Dauer bis Stunden

Netze mit Erdschlusslöschung
 X_0/X_1 abhängig vom Kompensationsgrad hoch negativ oder positiv
 Erdfehlerfaktor normal $1,73 = \sqrt{3}$, bei ungünstiger Kompensation bis 2,3 gemessen
 Dauer bis Stunden

9

FKH/VSE-Fachtagung, 11. 11. 2008, Rapperswil

Zeitweilige Überspannung bei Edschluss Längsisolation



- Erdschluss im gelöschten Netz
- Längsisolation

$$\Rightarrow U_L = U_{SE} - U_{S0}$$

$$\text{Phase L1: } U_{LL1} = -U_{L1} = \frac{U_s}{\sqrt{3}}$$

$$\text{Phase L3: } U_{LL3} = U_{L1} = \frac{U_s}{\sqrt{3}}$$

$$\text{Phase L2: } U_{LL2} = \sqrt{\frac{7}{3}} \cdot U_s \approx 1,5 \cdot U_s$$

10

FKH/VSE-Fachtagung, 11. 11. 2008, Rapperswil

Repräsentative zeitweilige Überspannungen



- **Erschluss-Überspannungen**
 - ⇒ **Leiter-Erde: wie durch Erdfehlerfaktor bestimmt**
 - ⇒ **Leiter-Leiter: Keine Überspannungen**
 - ⇒ **Längsisolation**
 - ★ In Netzen mit freiem Sternpunkt oder mit Erdschlusslöschung gleich der 1,5fachen Betriebsspannung = $1,5 \cdot U_s$
 - ★ In Netzen mit freiem Sternpunkt etwa $U_s/\sqrt{3}$
- **Repräsentative zeitweilige Überspannung Leiter-Erde**
 - ⇒ **Amplitude entsprechend Erdfehlerfaktor**
 - ⇒ **Dauer in der Regel gleich 1 min**
 - ★ In einigen Anwendungen für Öl-Papier-Isolation Berücksichtigung der Dauer diskutiert
 - ★ Für verschmutzte Isolatoren evtl. längere Zeiten zu berücksichtigen
 - ★ Für Metalloxidableiter Berücksichtigung der Dauer erforderlich
 - In Netzen mit geerdetem Sternpunkt max. 10 s
 - In Netzen mit freiem Sternpunkt oder Erdschlusslöschung dauernd

11

FKH/VSE-Fachtagung, 11. 11. 2008, Rapperswil

Repräsentative zeitweilige Überspannungen

• Lastabwurf

- ⇒ **Im Netz durch Abschalten von Leitungen**
 - ★ bis 1,05fach Betriebsspannung, Leiter-Erde und Leiter-Leiter
 - ★ Keine Überspannungen an Längsisolation
- ⇒ **An Synchrongeneratoren Abschaltung bei Vollast**
 - ★ **Anstieg der Spannung kurzzeitig auf Polradspannung bis Spannungsregelung eingreift**
 - ★ bis 1,5fach Betriebsspannung, Leiter-Erde und Leiter-Leiter
 - ★ Dauer ca. 1 s

• Repräsentative zeitweilige Überspannung

- ⇒ **Amplitude entsprechend Lastabwurf**
- ⇒ **Dauer in der Regel gleich 1 min**
 - ★ Ausnahmen wie für Erdschluss-Überspannungen

Repräsentative zeitweilige Überspannungen in der Regel als angenommenes Maximum angegeben

Langsam ansteigende Überspannungen

• Ursprung

- ⇒ **Einschalten von Leitungen**
- ⇒ **Automatisches Wiedereinschalten von Leitungen AWE**
- ⇒ **Eintreten oder Abschalten von Fehlern im Netz**
- ⇒ **Ferne Blitzeinschläge**

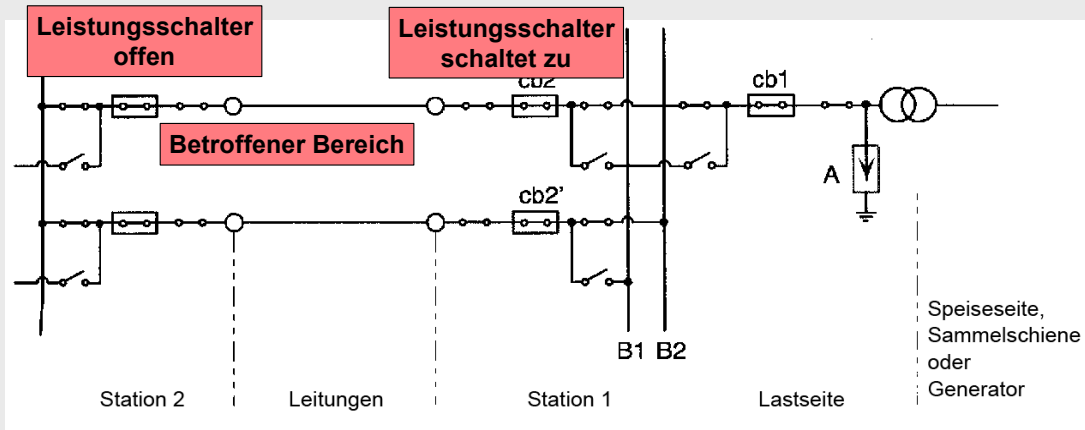
• Spannungsform der repräsentativen Überspannung

- ⇒ **Genormte Schaltstoßspannung 250/2500**
 - ★ Wenn erforderlich Umrechnung der tatsächlichen Überspannung auf genormte Schaltstoßspannung
 - ★ In der Regel nicht erforderlich, nur bei großen Luftabständen von 5 m oder mehr durchgeführt

• Amplituden der repräsentativen Überspannungen

- ⇒ **Vollständige statistische Beschreibung**
- ⇒ **Angenommenes Maximum der Überspannung**

Langsam ansteigende Überspannungen Schaltüberspannungen



- **Einschalten von Leitungen**

⇒ **Betroffen sind**

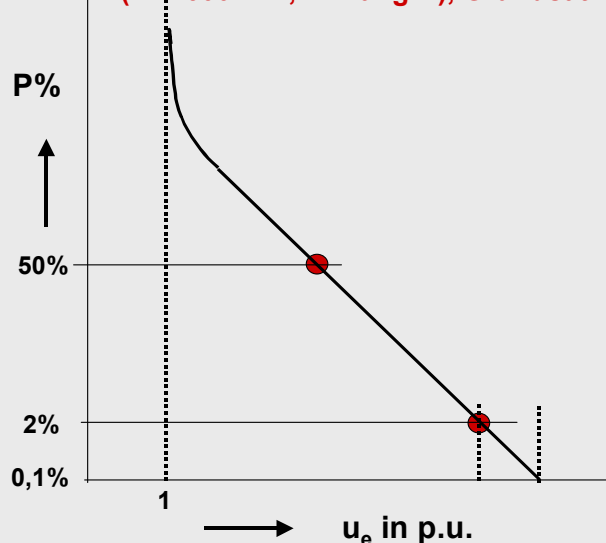
- ★ In Anlage der Bereich bis zum offenen Leistungsschalter
- ★ In der Anlage mit zuschaltendem Leistungsschalter
 - Überspannungen deutlich kleiner, wenn andere Leitungen angeschlossen sind
 - Überspannungen gleich, wenn nur geschaltete Leitung angeschlossen ist

14

FKH/VSE-Fachtagung, 11. 11. 2008, Rapperswil

Repräsentative langsam ansteigende Überspannung

Vollständige statistische Verteilung der Schaltüberspannung Leiter-Erde (IEC 60071-2, Anhang D), Grundsätze



Alle Überspannungen sind höher als der Scheitelwert der Leiter-Erde-Spannung

$$1 p.u. = \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cdot U_s$$

Überspannungen sind gekennzeichnet durch den 2%-Wert u_{e2}

Zwischen dem Mindestwert 1 p.u. und dem 2%-Wert liegen 4 Standardabweichungen

$$\sigma_e = 0,25 \cdot (u_{e2} - 1)$$

Der 50%-Wert ist gegeben durch

$$u_{e50} = u_{e2} - 2 \cdot \sigma_e$$

Der Höchstwert ist gegeben durch

$$u_{et} = u_{e2} + \sigma_e$$

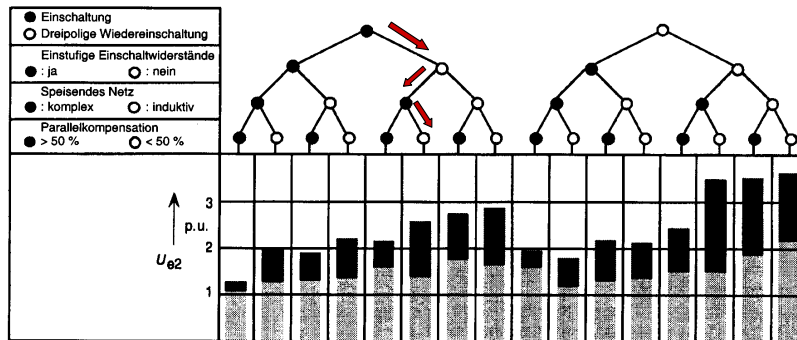
entsprechend $P = 0,1\%$

15

FKH/VSE-Fachtagung, 11. 11. 2008, Rapperswil

Repräsentative Überspannungen

Repräsentative langsam ansteigende Überspannung



Richtwerte für
2%-Schaltüber-
spannungen
Leiter-Erde

Beispiel 420 kV

1,4 bis 2,5 p.u.

Richtwert:
2,1 bis 2,3 p.u.

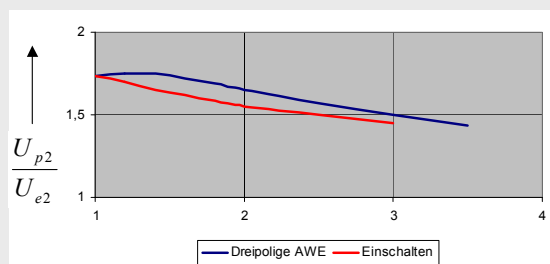
1 p.u. = 343 kV
720 bis 789 kV

- **Schaltüberspannungen Leiter-Erde, Prinzipien**
 - ⇒ 2%-Werte abhängig von Netzkonfiguration und Schaltgerät
 - ⇒ 2%-Werte bei 3poliger AWE stets höher als bei Einschaltung wegen verbleibender Ladung auf den Leitungen nach Abschaltung
 - ⇒ 2%-Werte bei 1poliger AWE stets kleiner als bei Einschaltung
 - * Keine verbleibende Ladung
 - * Keine Kopplung zwischen den Leitungen

16

FKH/VSE-Fachtagung, 11. 11. 2008, Rapperswil

Repräsentative langsam ansteigende Überspannung



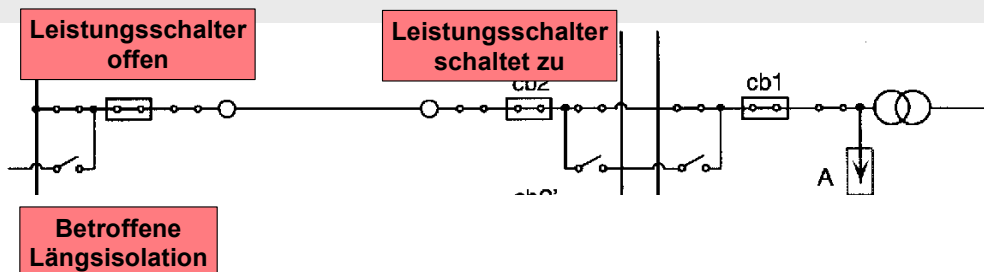
Verhältnis der 2%-Werte der Schaltüber-
spannungen Leiter-Leiter und Leiter-Erde

- **Exakte Behandlung der Schaltüberspannungen Leiter-Leiter komplex**
 - ⇒ Wenn unterschiedliche Aufteilung der Leiter-Erde-Komponenten für Isolation maßgebend
 - ⇒ Betroffen können sein große Luftstrecken (≥ 400 kV), dreiphasige GIS-Abgänge
- **Näherungsweise Behandlung durch Vernachlässigung der Komponenten-Aufteilung**
 - ⇒ Bestimmung des 2%-Werts Leiter-Leiter aus dem 2%-Wert Leiter-Erde nach Bild
 - ⇒ Bestimmung der statistischen Verteilung und des Abbruchwerts wie bei Leiter-Erde
 - ⇒ Ableiterschutz erst wirksam, wenn Schaltstoß-Schutzpegel $< 1/2$ Abbruchwert
 - ⇒ Repräsentative Überspannung statistische Verteilung
 - ⇒ angenommenes Maximum der Überspannungen Leiter-Leiter

17

FKH/VSE-Fachtagung, 11. 11. 2008, Rapperswil

Repräsentative langsam ansteigende Überspannung



Beanspruchung der Längsisolation durch Schaltüberspannungen

Im Normalbetrieb Betriebsspannung in rechter und linker Station synchron

Bei Synchronisierung Betriebsspannungen in rechter und linker Station nicht synchron

Repräsentative langsam ansteigende Überspannung der Längsisolation
Repräsentative Einschalt-Überspannung an einem Anschluss

Scheitelwert der höchsten Betriebsspannung Leiter-Erde entgegengesetzter Polarität am anderen Anschluss

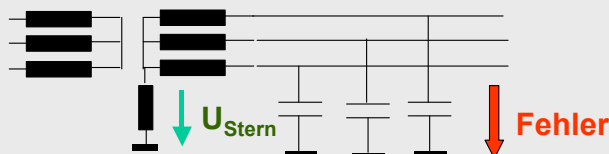
18

FKH/VSE-Fachtagung, 11. 11. 2008, Rapperswil

Langsam ansteigende Überspannung



Langsam ansteigende Überspannungen bei Fehlereintritt



Überspannungen nur bei einpoligen Fehlern gegen Erde und nur in nicht betroffenen Leitern

Verursacht durch Einschwingen auf zeitweilige Erdschluss-Überspannung

Überspannungen bestimmt durch Spannung am Sternpunkt

Auf beiden gesunden Phasen gleiche Überlagerung auf Betriebsspannung
Keine Überspannungen Leiter-Leiter

Repräsentative langsame ansteigende Überspannung in der Regel als angenommenes Maximum angegeben

Sie gilt für das gesamte am Transformator angeschlossene Netz

Keine Überspannungen Leiter-Leiter

An Längsisolation Überspannung gleich Spannung am Sternpunkt ermittelt aus Überspannung Leiter-Erde $U_{lt} = U_{et} + 1$ (Phasenopposition der Spannungen in einem Leiter)

19

FKH/VSE-Fachtagung, 11. 11. 2008, Rapperswil

Repräsentative langsam ansteigende Überspannung



Langsam ansteigende Überspannungen bei Fehlereintritt

- **Netze mit geerdetem Sternpunkt**
 - ⇒ Maximum der Überspannung Leiter-Erde $U_{et} = 2k - 1$ p.u.
 - **Bei Netzen mit freiem Sternpunkt**
 - ⇒ Ausgleichsschwingung hochfrequent und wenig gedämpft
 - ⇒ **Maximum der Überspannung Leiter-Erde $U_{et} = 3,7$ p.u.**
 - **Bei Netzen mit Erdschlusslöschung**
 - ⇒ **Ausgleichsschwingung abhängig von Kompensationsgrad**
 - ⇒ Bei Kompensationsgrad $> 0,8$ maximale Überspannung Leiter-Erde bis zu 2,7 p.u. gemessen, an Ausläufern U_{et} bis zu 3,4 p.u.
 - * Zeitweilige Erdschluss-Überspannung dann gleich $\sqrt{3}$
 - * Bei kleinem Kompensationsgrad höhere Überspannungen Leiter-Erde gemessen, zeitweilige Überspannungen dann auch höher.
 - ⇒ **Abschätzung des Maximums der repräsentativen Überspannung $U_{et} = 2 \cdot k$ p.u.**
- k: Erdfehlerfaktor**

20

FKH/VSE-Fachtagung, 11. 11. 2008, Rapperswil

Schnell ansteigende Überspannungen



- **Trennerschaltungen in Freiluftanlagen**
 - ⇒ **Trennerschaltungen verursachen insbesondere beim Auschalten durch Rückzündungen Überspannungen**
 - * Frequenz der Ausgleichsschwingung mehrere hundert kHz
 - ⇒ **Maximum der repräsentativen Überspannung 3 p.u.**
- **Blitzüberspannungen**
 - ⇒ **Blitzüberspannungen in Anlagen durch Ableiterschutz bestimmt**
 - ⇒ **Angabe der repräsentativen Überspannungen als angenommenes Maximum nicht möglich**
 - ⇒ **Statistische Abschätzung immer erforderlich**
 - * Abschätzung eines Blitzeinschlags mit vorgegebenem Blitzstrom abgeschätzter Wahrscheinlichkeit
 - * Abschätzung der Häufigkeit bestimmter Blitzvorgänge
 - * **Genaue Bestimmung der statistischen Verteilung**

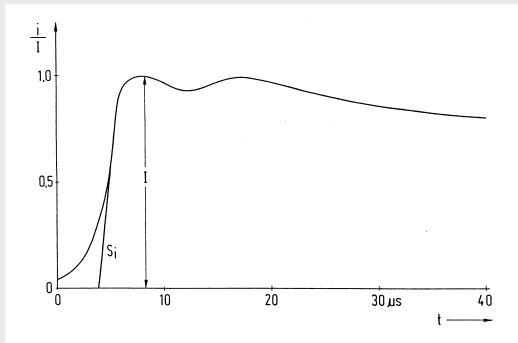
21

FKH/VSE-Fachtagung, 11. 11. 2008, Rapperswil

Schnell ansteigende Überspannungen Blitzüberspannungen



Mittlerer Stromverlauf des ersten Teilblitzes



Wichtige Daten des Blitzes

- ⇒ Erdblitzdichte: 3,6/km²a
- ⇒ Polarität 90% negativ

⇒ Mehrfachblitze

- ★ 60% 2 Teilblitze oder mehr
- ★ 30% 4 Teilblitze oder mehr
- ★ 10% 9 Teilblitze oder mehr

- ★ Zeit zwischen Teilblitzen zwischen 1 und 400 ms, im Mittel 25 ms

⇒ Folgeblitze im Mittel 30% der Amplitude und 1,7fache Steilheit des 1. Teilblitzes

22

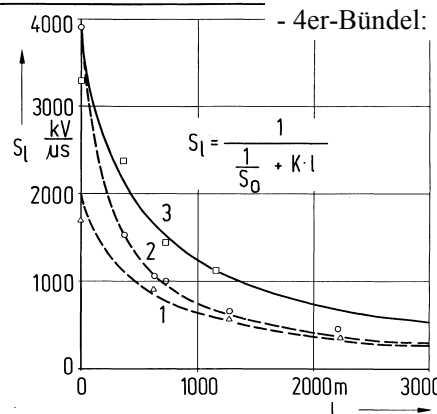
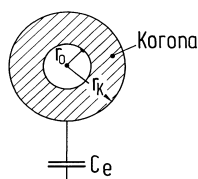
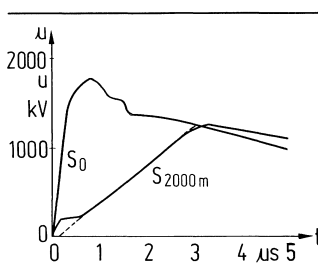
FKH/VSE-Fachtagung, 11. 11. 2008, Rapperswil

Repräsentative schnell ansteigende Überspannungen Steilheitsdämpfung durch Korona



Richtwerte:

- Einfachseil: $K = 1,5 \cdot 10^{-6} \mu\text{s/kVm}$
- 2er-Bündel: $K = 1,0 \cdot 10^{-6} \mu\text{s/kVm}$
- 4er-Bündel: $K = 0,6 \cdot 10^{-6} \mu\text{s/kVm}$



- 1: Einzelleiter 23,6 mm ϕ , $U = 850$ kV
- 2: Einzelleiter 23,6 mm ϕ , $U = 1700$ kV
- 3: Leiterbündel $4 \times 22,4$ mm ϕ , $U = 1500$ kV

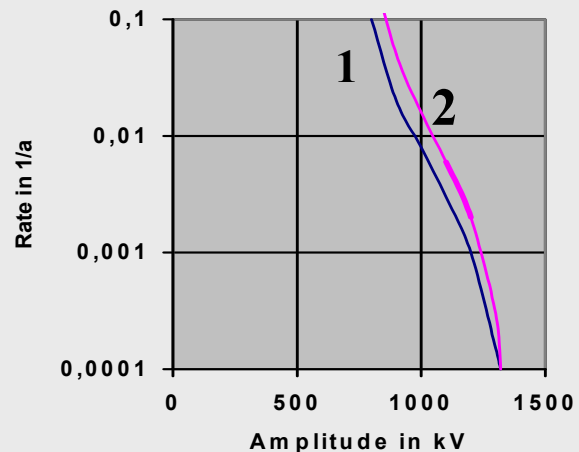
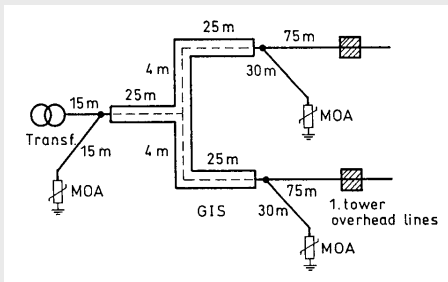
23

FKH/VSE-Fachtagung, 11. 11. 2008, Rapperswil

Repräsentative schnell ansteigende Überspannungen Häufigkeit von Blitzüberspannungen

Beispiel einer 380-kV-GIS-Anlage Blitzüberspannungs-Häufigkeit

1: Genaue Berechnung 2: Abschätzung



24

FKH/VSE-Fachtagung, 11. 11. 2008, Rapperswil

Repräsentative schnell ansteigende Überspannungen Blitzüberspannungen - Vereinfachtes statistisches Verfahren

- Festlegung der gewünschten Fehlerrate R_a

⇒ Aus der Blitzeinschlagrate der Freileitung pro Längeneinheit r_l ergibt sich Freileitungslänge mit Blitzeinschlagrate = Fehlerrate

$$L_{lg} = \frac{R_a}{r_l}$$

- Aus Koronadämpfung und der Überschlagspannung der Freileitung ergeben sich Steilheit und Amplitude der einlaufenden Überspannung
- Steilheit und Amplitude werden entsprechend der Zahl der angeschlossenen Freileitungen verringert
- Näherungsgleichung

$$U_{rp} = U_{pl} + 2S \frac{L}{v}$$

U_{pl} : Schutzpegel des Überspannungsableiters

S: Steilheit der Blitzüberspannung

L: Entfernung zum nächstgelegenen Ableiter

v: Wanderwellengeschwindigkeit

25

FKH/VSE-Fachtagung, 11. 11. 2008, Rapperswil

Repräsentative schnell ansteigende Überspannungen Blitzüberspannungen - Vereinfachtes statistisches Verfahren



- **Näherungsgleichung zur Berechnung der repräs. Überspannung**

$$U_{rp} = U_{pl} + \frac{A}{n} \bullet \frac{L}{L_{sp} + L_{lg}}$$

- A: Freileitungskonstante zur Berücksichtigung von Koronadämpfung und Überschlagspannung
 n: Anzahl der angeschlossenen Freileitungen
 L_{sp}: Spannfeldlänge, berücksichtigt nächstmöglichen Einschlagpunkt

- **Vorsicht: Formel eignet sich nur für repräsentative, nicht für tatsächliche Überspannung**
- **Anwendung:** Berechnung der repräsentativen Überspannung
 Berechnung des Schutzbereiches
 Berechnung der Freileitungslänge mit verbessertem Erdseilschutz und Masterdungswiderstand

26

FKH/VSE-Fachtagung, 11. 11. 2008, Rapperswil

Bestimmung der repräsentativen Überspannungen Zusammenfassung



- **Die Bestimmung der repräsentativen Spannungen und Überspannungen ist der schwierigste Teil der Isolationskoordination**
 - ⇒ Es sind drei Isolieranordnungen zu berücksichtigen
 - ⇒ In allen Spannungsebenen sind die Ursprünge für vier Spannungskategorien zu behandeln
 - ⇒ Unabhängig von Spannungsebene sind alle Isolieranordnungen und Kategorien mit quantitativen Ergebnissen zu belegen und deren Bedeutung zu bewerten
- **Bedeutung als Übergang vom elektrischen Versorgungssystem zum Betriebsmittel sehr hoch**
 - ⇒ Grundlage des Netzbetreibers für Erstellung von Spezifikationen
 - ⇒ Maßgebliches Hilfsmittel für Netzbetreiber bei der Bewertung von Netzstörungen und deren Folgen
 - ⇒ Für Hersteller und Berater unerlässliche Grundlage
 - * Sachgerechte Kundenbetreuung
 - * Netzgerechte Auslegung der Betriebsmittel

27

FKH/VSE-Fachtagung, 11. 11. 2008, Rapperswil

FKH- / VSE-Fachtagung

11. November 2008

Überspannungen und Isolationskoordination im Hochspannungsnetz

Grundsätze der Isolationskoordination - Übersicht über die
Normung

Dr. Ing. Karl-Heinz Weck

Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und
Stromwirtschaft e.V., Mannheim

Grundsätze der Isolationskoordination - Übersicht über die Normung

Karl-Heinz Weck

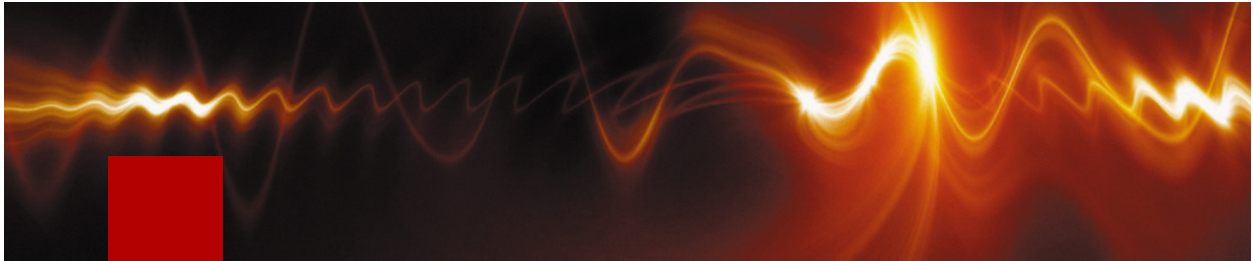
Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V., Mannheim

Einführend werden die heute anzuwendenden Verfahren zur Erarbeitung von Normen von den weltweit geltenden Normen der IEC zu den europäischen Normen der CENELEC (EN) und den nationalen Normen der einzelnen Länder und darin liegenden Herausforderungen erläutert.

Die Grundsätze der Isolationskoordination, wie sie heute in den Normen IEC 60071-1 und IEC 60071-2 festgelegt sind werden ausführlich behandelt und mit Beispielen hinterlegt. Dabei werden die notwendigen Anforderungen an die Ausführung der einzelnen Schritte

- Bestimmung der repräsentativen Spannungen und Überspannungen des Netzes
- Ermittlung der Koordinationsstehspannungen, die ein Betriebsmittel unter Netzbedingungen über die erwartete Lebensdauer aufweisen muss
- Festlegung der erforderlichen Stehspannung des Betriebsmittels für die Prüfung unter genormten Prüfbedingungen und
- Auswahl des Norm-Isolationspegels des Betriebsmittels

ausführlich behandelt.



FKH/VSE-Fachtagung Überspannungen und Isolationskoordination im Hochspannungsnetz



Grundsätze der Isolationskoordination – Übersicht über die Normung



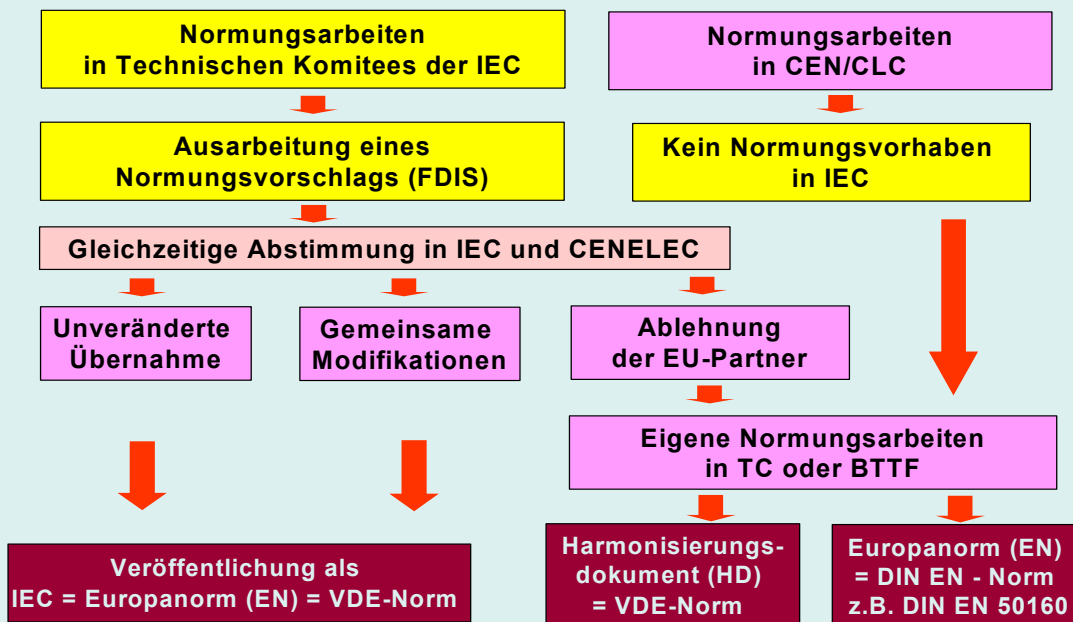
- Normung
 - Aufgabe der Isolationskoordination
 - Überspannungen des Netzes
 - Isolationskoordination
 - Bestimmung der erforderlichen Stehspannungen
 - Festlegung der Bemessungsspannungen
- Dr.-Ing. Karl-Heinz Weck



Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V.

FKH/VSE-Fachtagung, 11. 11. 2008, Rapperswil

Normungsarbeit heute
Regelverfahren



Isolationskoordination Normen für Drehstromnetze

- **Isolationskoordination IEC 60071-1: 2006:**
 - **Isolationskoordination Teil 1:** Begriffe, Grundsätze und Anforderungen
- **Isolationskoordination IEC 60071-2: 1996:**
 - **Isolationskoordination Teil 2:** Anwendungsrichtlinie
- **Definition der Isolationskoordination**
 - **VDE 0111 Teil 1, Abschnitt 3.1:**

Auswahl der **dielektrischen Festigkeit** in Abhängigkeit der im Netz **auf tretenden Spannungen** und der betrieblichen **Umgebungsbedingungen** unter Berücksichtigung der **Überspannungs-Schutzeinrichtungen**

2

FKH/VSE-Fachtagung, 11. 11. 2008, Rapperswil

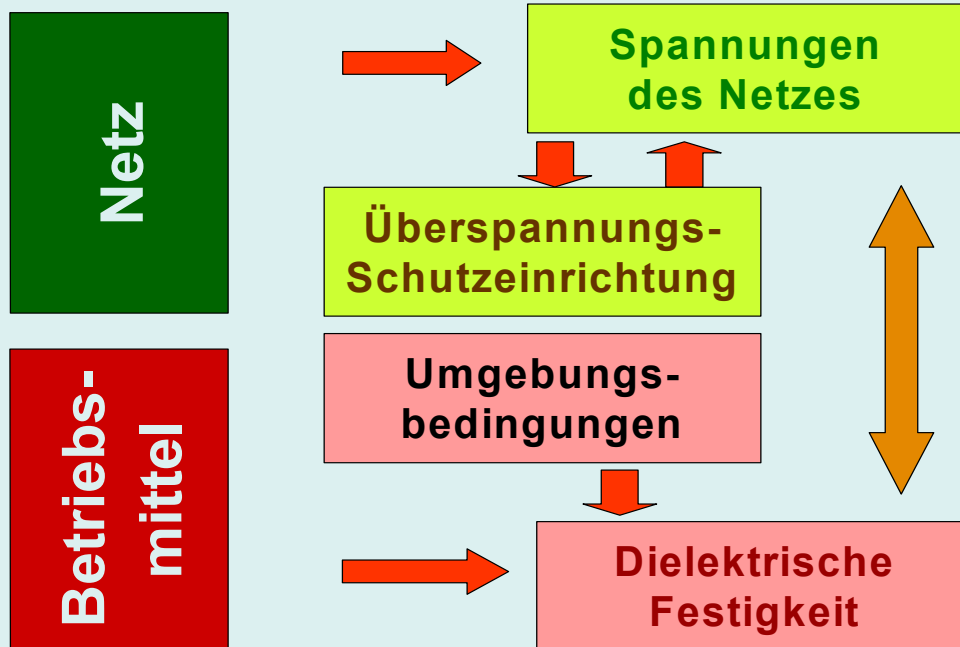
Isolationskoordination Zusätzliche Normen

- **Isolationskoordination IEC/TR 60071-4: 2004:**
 - **Isolationskoordination Teil 4:** Richtlinie für Rechenverfahren der Isolationskoordination
- **Isolationskoordination IEC/TS 60071-5: 2002:**
 - **Isolationskoordination Teil 5:** Verfahren für HVDC Umrichterstationen
 - **Umwandlung in Norm im Überprüfungsstadium**
- **Alle IEC-Normen der Isolationskoordination sind horizontale Normen**
- **Alle IEC-Normen der Isolationskoordination sind europäisch harmonisiert, d.h, auch wortgleiche nationale Normen**

3

FKH/VSE-Fachtagung, 11. 11. 2008, Rapperswil

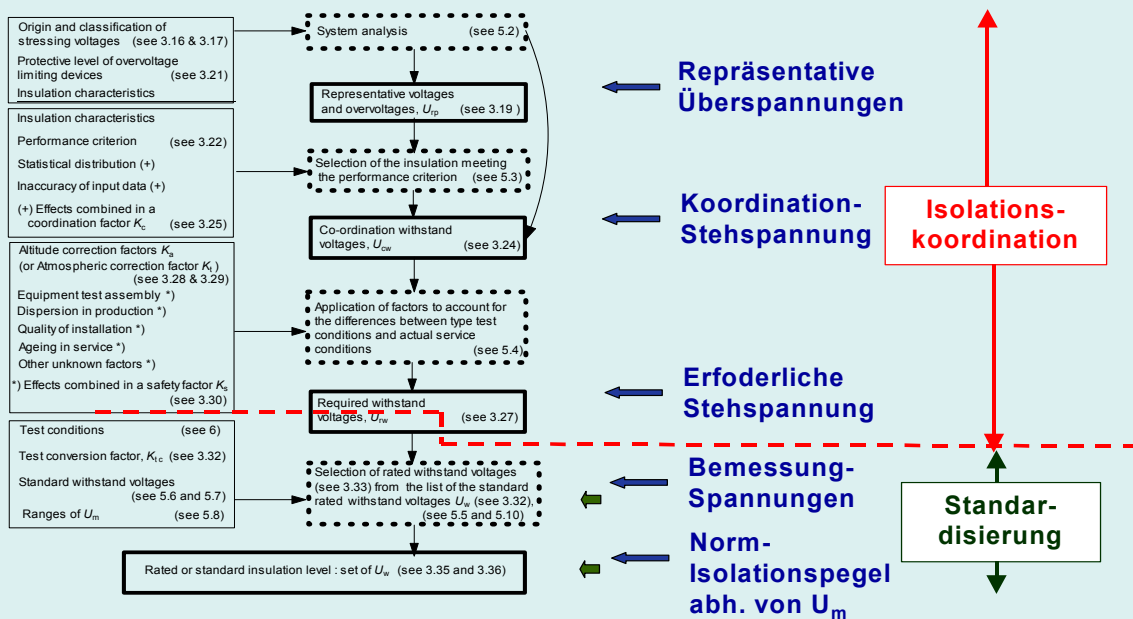
Prinzipien der Isolationskoordination Aufgabenstellung



4

FKH/VSE-Fachtagung, 11. 11. 2008, Rapperswil

Isolationskoordination nach IEC 60071-1



5

FKH/VSE-Fachtagung, 11. 11. 2008, Rapperswil

Grundsätze der Isolationskoordination Betriebsspannungen

- **Betriebsspannungen des Netzes**
 - **Nennspannung**
 - Gerundeter Wert zur Beschreibung des Netzes
 - 10 kV - 20 kV - 110 kV - 220 kV - 380 kV
 - **Betriebsspannung**
 - Spannung, mit der Netz betrieben wird
 - Um den Nennwert liegend, aber nicht konstant
 - **Höchste Betriebsspannung U_s**
 - Höchste Betriebsspannung zwischen Außenleitern im Normalbetrieb
 - **12 kV - 24 kV - 123 kV - 245 kV - 420 kV (DIN IEC 60038)**
- **Betriebsspannungen des Betriebsmittels**
 - **Höchste Spannung für Betriebsmittel U_m**
 - Höchste Spannung zwischen Außenleitern, für die ein Betriebsmittel hinsichtlich der Isolation bemessen ist.
 - **12 kV - 24 kV - 123 kV - 245 kV - 420 kV (IEC 60071-1)**

6

FKH/VSE-Fachtagung, 11. 11. 2008, Rapperswil

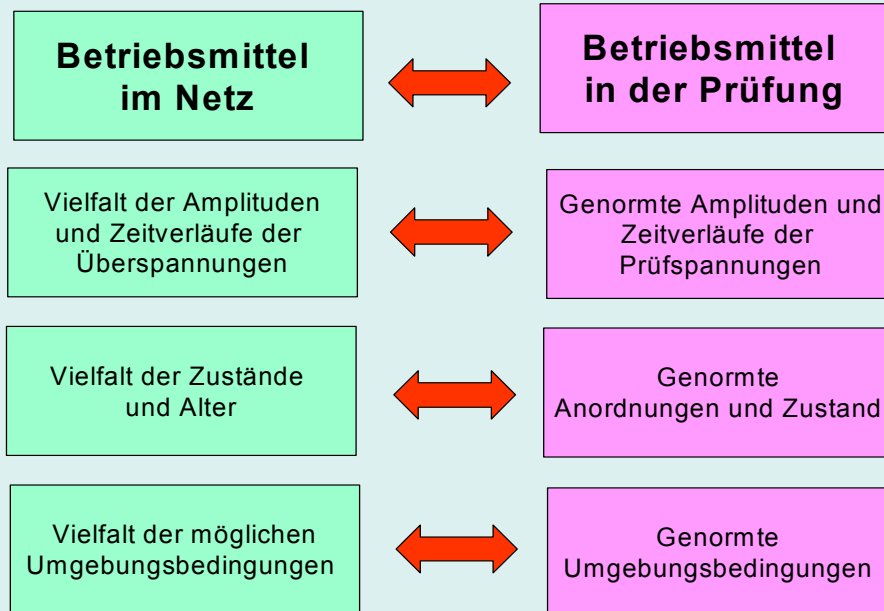
Grundsätze der Isolationskoordination Überspannungen und dielektrische Festigkeit

- **Überspannungen**
 - **Spannungen, die den Scheitelwert der höchsten Betriebsspannung des Netzes überschreiten**
 - **Amplituden und zeitliche Verläufe unterschiedlich abhängig von**
 - Netzkonfiguration (Größe, Vermaschung usw.)
 - Ursprung der Überspannung (Fehler, Schalthandlung, Blitzeinschlag usw.)
- **Dielektrische Festigkeit der Isolation**
 - **Nachgewiesen durch Typprüfungen im Labor mit**
 - genormten Prüfspannungen (Verlauf, Amplitude)
 - festgelegten Prüfanordnungen
 - festgelegten Umgebungsbedingungen
- **Isolationskoordination**
 - Ermittlung der Zusammenhänge zwischen **Spannungen und Überspannungen des Netzes** und notwendigen **Prüfspannungen des Betriebsmittels im Labor**

7

FKH/VSE-Fachtagung, 11. 11. 2008, Rapperswil

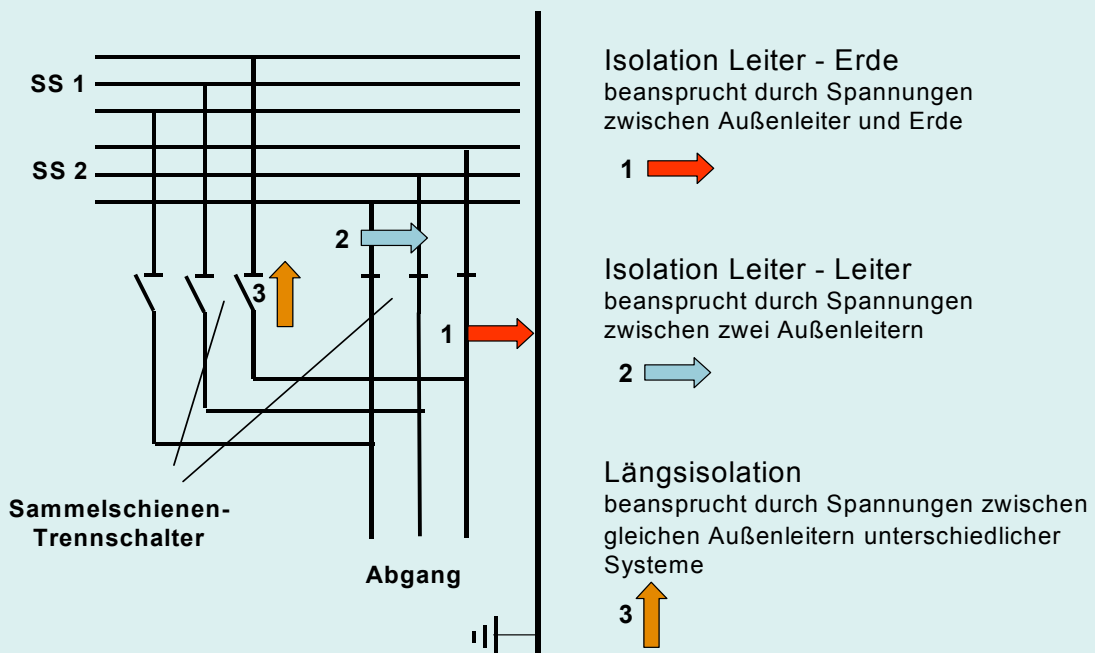
Grundsätze der Isolationskoordination Überspannungen und dielektrische Festigkeit



8

FKH/VSE-Fachtagung, 11. 11. 2008, Rapperswil

Grundsätze der Isolationskoordination Isolieranordnungen



9

FKH/VSE-Fachtagung, 11. 11. 2008, Rapperswil

Grundsätze der Isolationskoordination

Einteilung der Spannungen in Kategorien

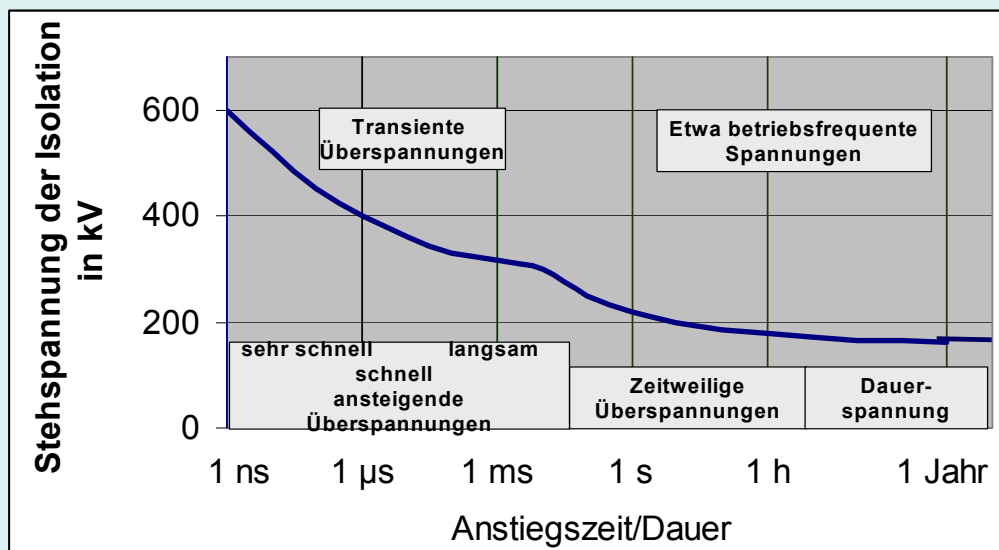
Netz	niederfrequente Spannung/Überspannung		transiente Überspannung		
	dauernd	zeitweilig	langsamer Anstieg	schneller Anstieg	sehr schneller Anstieg
	$f = 50 \text{ Hz oder } 60 \text{ Hz}$ $T_1 \geq 3600 \text{ s}$	$10 \text{ Hz} < f < 500 \text{ Hz}$ $3600 \text{ s} \geq T_1 \geq 0,03 \text{ s}$	$5000 \mu\text{s} \geq T_1 > 20 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 20 \text{ ms}$	$20 \mu\text{s} > T_1 > 0,1 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 300 \mu\text{s}$	$100 \text{ ns} > T_1 > 3 \text{ ns}$ $0,3 \text{ MHz} < f_1 < 100 \text{ MHz}$ $30 \text{ kHz} < f_2 < 300 \text{ kHz}$ $T_2 \leq 3 \text{ ms}$
Prüfung					
	$f = 50 \text{ Hz oder } 60 \text{ Hz}$	$48 \text{ Hz} \leq f \leq 62 \text{ Hz}$ $T_1 = 60 \text{ s}$	$T_1 = 250 \mu\text{s}$ $T_2 = 2500 \mu\text{s}$	$T_1 = 1,2 \mu\text{s}$ $T_2 = 50 \mu\text{s}$	
	Langzeit-Wechselspannung	Kurzzeit-Wechselspannung	Schaltstoßspannung	Blitzstoßspannung	

10

FKH/VSE-Fachtagung, 11. 11. 2008, Rapperswil

Grundsätze der Isolationskoordination

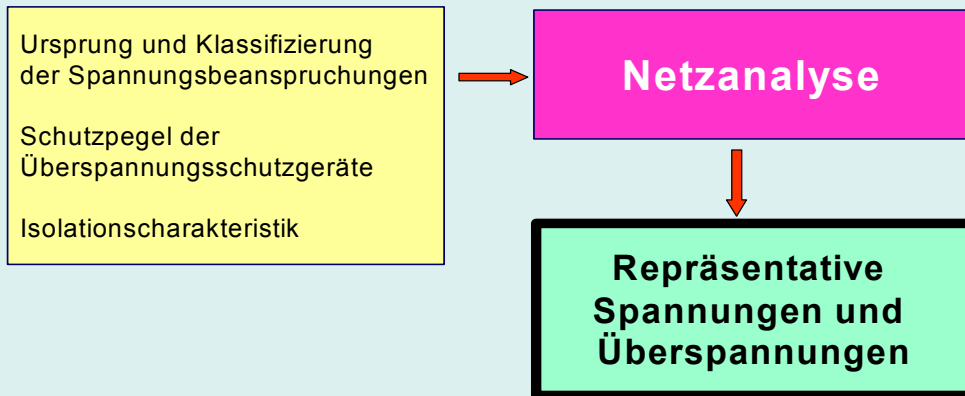
Einteilung der Spannungen in Kategorien



11

FKH/VSE-Fachtagung, 11. 11. 2008, Rapperswil

Repräsentative Spannungen und Überspannungen



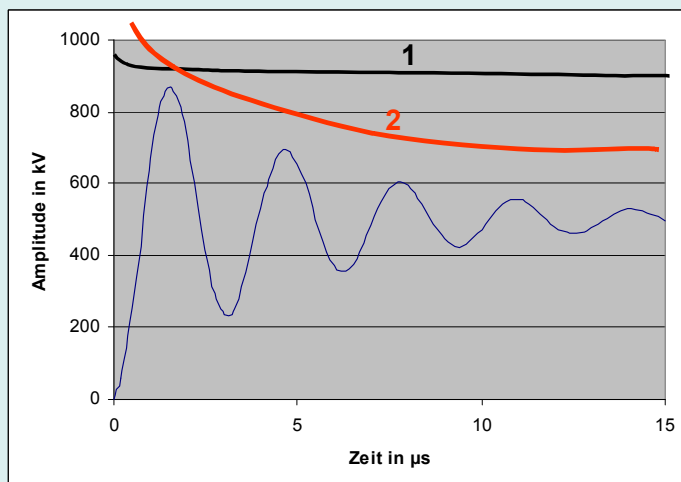
- Überspannungen und repräsentative Überspannungen im vorhergehenden Referat behandelt
- Repräsentative Spannungen und Überspannungen haben die genormten Zeitverläufe bei gleicher Wirkung auf Isolation

12

FKH/VSE-Fachtagung, 11. 11. 2008, Rapperswil

Repräsentative Spannungen und Überspannungen

Beispiel



Beispiel einer Blitzüberspannung mit Schwingung um den Blitzstoß-Schutzpegel des Überspannungsableiters

1: Isolation mit flacher Stoßkennlinie für Blitzstoßspannung

Repräsentative Blitzstoßspannung gleich Amplitude der Blitzüberspannung (860 kV)

2: Isolation mit steiler Stoßkennlinie für Blitzstoßspannung

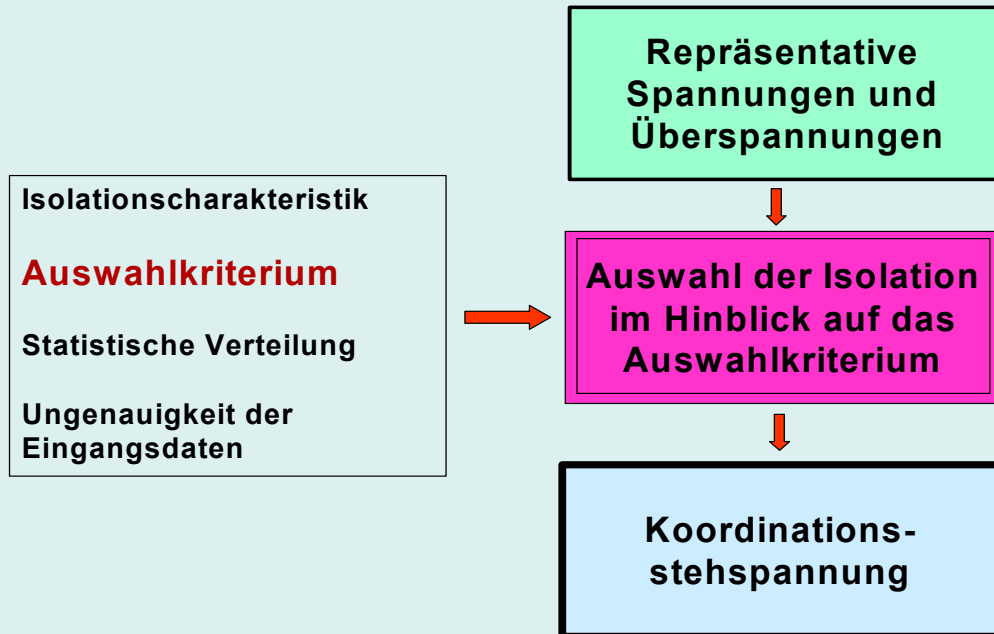
Repräsentative Blitzstoßspannung niedriger als Amplitude der Blitzüberspannung (650 kV)

13

FKH/VSE-Fachtagung, 11. 11. 2008, Rapperswil

Prinzipien der Isolationskoordination

Bestimmung der Koordinationsstehspannungen



14

FKH/VSE-Fachtagung, 11. 11. 2008, Rapperswil

Prinzipien der Isolationskoordination

Auswahlkriterien

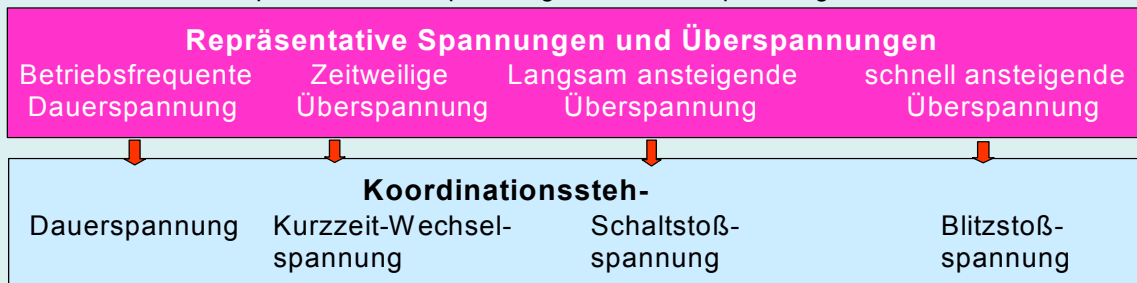
- **Auswahlkriterium**
 - Auswahl der Isolation so, dass die **Wahrscheinlichkeit eines Isolationsfehlers** aufgrund von Spannungsbeanspruchungen auf ein **wirtschaftlich und betrieblich akzeptables Maß** reduziert ist
 - Kriterium ist im allgemeinen eine **akzeptable Fehlerrate** der Isolierung
 - Anzahl von Fehlern pro Jahr
 - Fehlerrisiko
- **Akzeptable Fehlerraten**
 - **Bestimmt durch angestrebte Versorgungsqualität**
 - Ausfallhäufigkeit der Betriebsmittel
 - Redundanz der Energieversorgung
 - **Typische Fehlerraten**
 - **(0,1-0,25)% pro Jahr gleich (1-2,5) Fehler in 1000 Jahren**

15

FKH/VSE-Fachtagung, 11. 11. 2008, Rapperswil

Prinzipien der Isolationskoordination Koordinationsstehspannungen

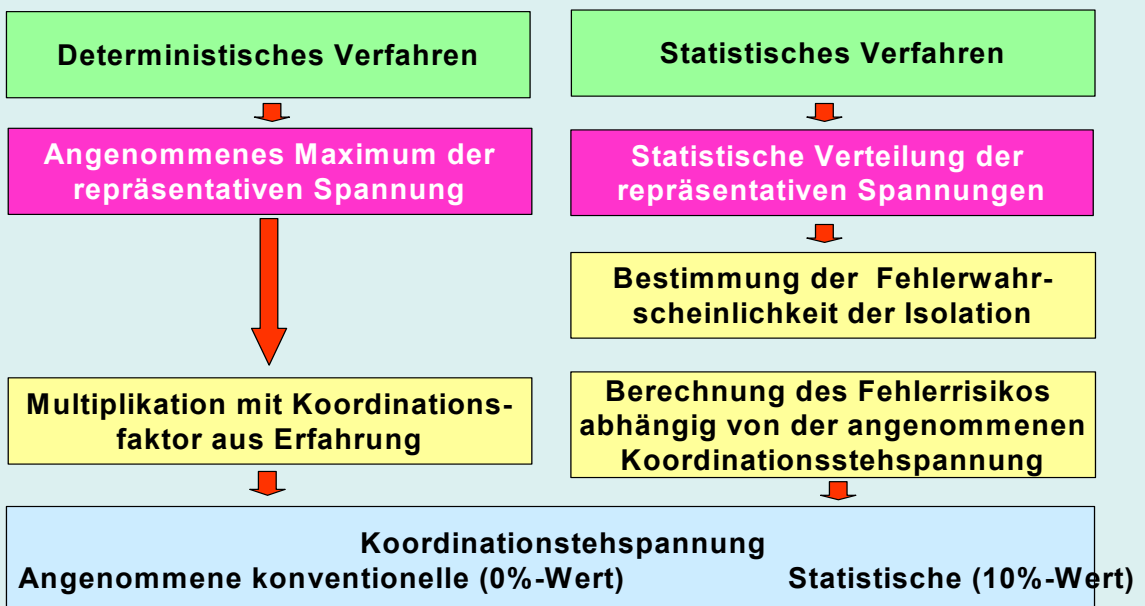
- Für jede Spannungskategorie Stehspannung der Isolieranordnung, die das Auswahlkriterium erfüllt
- Stehspannung der Isolation im Betrieb
 - für jedes Exemplar eines bestimmten Typs
 - für jedes Alter des Betriebsmittels
 - für alle vorkommenden Umgebungsbedingungen
- Ermittlung der Koordinationsstehspannungen
 - in allen Spannungsebenen und Isolieranordnungen
 - für alle repräsentativen Spannungen und Überspannungen



16

FKH/VSE-Fachtagung, 11. 11. 2008, Rapperswil

Koordinationsstehspannungen

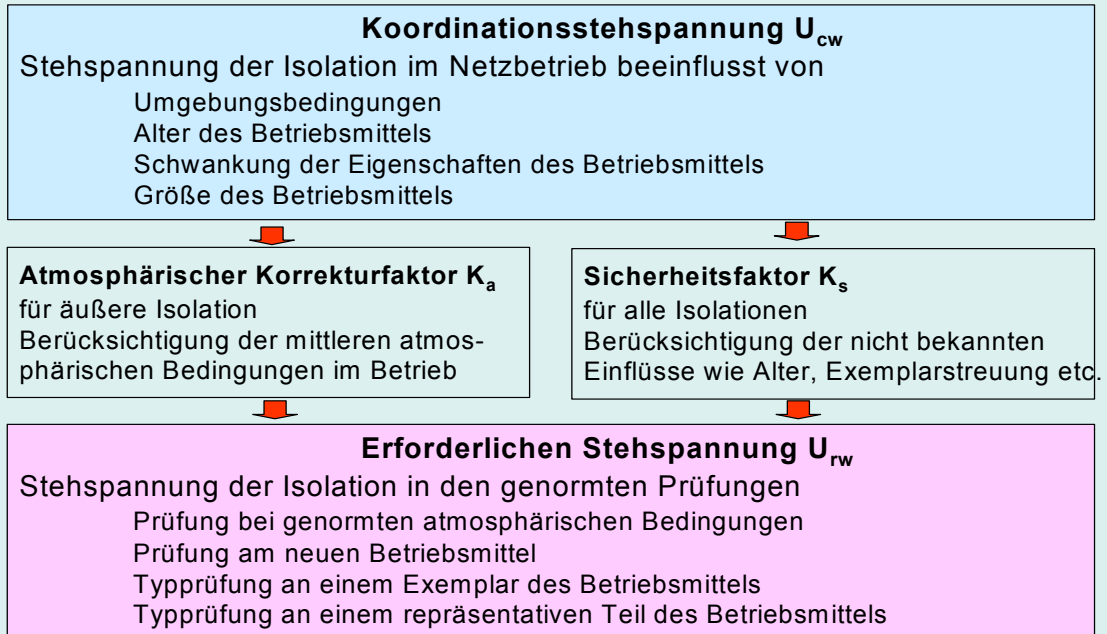


17

FKH/VSE-Fachtagung, 11. 11. 2008, Rapperswil

Prinzipien der Isolationskoordination

Erforderliche Stehspannungen



18

FKH/VSE-Fachtagung, 11. 11. 2008, Rapperswil

Bemessungsspannungen der Isolation

- **Ergebnis der Isolationskoordination**
 - **Für drei Isolieranordnungen**
 - Leiter-Erde Anordnung
 - Leiter-Leiter-Anordnung
 - Längsanordnung
 - **je 4 Werte der erforderlichen Stehspannung**
 - erforderliche Steh-Dauerspannung
 - erforderliche Steh-Kurzzeit-Wechselspannung
 - erforderliche Stehschaltstoßspannung
 - erforderliche Stehblitzstoßspannung
- **Standardisierung der Prüfung von Betriebsmitteln**
 - **Reduktion der 12 Werte auf die erforderliche Mindestanzahl von Bemessungsspannungen U_w der Isolation**
 - Festlegung der notwendigen Bemessungsspannungen in **Tabellen für zwei Bereiche der höchsten Spannung für Betriebsmittel**

19

FKH/VSE-Fachtagung, 11. 11. 2008, Rapperswil

Bemessungsspannungen der Isolation im Bereich I bis $U_m = 245 \text{ kV}$

Erforderliche Stehspannung	Isolieranordnung		
	Leiter-Erde	Leiter-Leiter	Längs
Dauerspannung	Für normale Umgebungsbedingungen $U_m/\sqrt{3}$		U_m
Kurzzeit-Wechselspannung	Wechselspannung gegen Erde	Wechselspannung Gegenleiter an Erde	Wechselspannung Gegenanschluss an Erde
Schaltstoßspannung	Umwandlung in Kurzzeit-Wechsel- und Schaltstoßspannung Anwendung des Prüf-Umrechnungsfaktors K_t		
Blitzstoßspannung	Blitzstoßspannung gegen Erde	Blitzstoßspannung Gegenleiter an Erde	Blitzstoßspannung Gegenanschluss an Erde

20

FKH/VSE-Fachtagung, 11. 11. 2008, Rapperswil

Bestimmende erforderliche Erforderliche Stehspannung - Bereich I bis $U_m = 245 \text{ kV}$

Erforderliche Stehspannung	Isolieranordnung		
	Leiter-Erde	Leiter-Leiter	Längs
Dauerspannung	Für normale Umgebungsbedingungen $U_m/\sqrt{3}$	U_m	
Kurzzeit-Wechselspannung	Bemessungs-Kurzzeit-Wechselspannung		
Schaltstoßspannung	Bemessungs-Kurzzeit-Wechselspannung	Bemessungs-Blitzstoßspannung	
Blitzstoßspannung	Bemessungs-Blitzstoßspannung		

21

FKH/VSE-Fachtagung, 11. 11. 2008, Rapperswil

Bemessungsspannungen der Isolation im Bereich II über $U_m = 245 \text{ kV}$

Erforderliche Stehspannung	Isolieranordnung		
	Leiter-Erde	Leiter-Leiter	Längs
Dauerspannung	Für normale Umgebungsbedingungen		
	$U_m/\sqrt{3}$	U_m	
Kurzzeit-Wechselspannung	Umwandlung in Schaltstoßspannung Anwendung des Prüf-Umrechnungsfaktors K_t		
Schaltstoßspannung	Schaltstoßspannung Leiter-Erde	Schaltstoßspannung Leiter-Leiter	Schaltstoß- Wechselspannung Kombiniert
Blitzstoßspannung	Blitzstoßspannung gegen Erde	Blitzstoßspannung Gegenleiter an Erde	Blitzstoß- Wechselspannung Kombiniert

22

FKH/VSE-Fachtagung, 11. 11. 2008, Rapperswil

Grundsätze der Isolationskoordination Zusammenfassung

- **Isolationskoordination ist eine komplexe Aufgabe**
 - Feststellung aller zutreffenden Ursprünge von Spannungen und Überspannungen im Netz
 - Einordnung der Spannungen und Überspannungen in Kategorien
 - Umwandlung der Spannungen und Überspannungen in ihre repräsentative Werte
 - Ermittlung der für den Betrieb notwendigen Koordinationsstehspannungen
 - Berücksichtigung der Einflussfaktoren der Umgebung auf die Stehspannung des Betriebsmittels
 - Umwandlung der Koordinationsstehspannungen in die für die Prüfung erforderlichen Stehspannungen
 - Kenntnisse der anzuwendenden atmosphärischen Korrekturfaktoren und Sicherheitsfaktoren
 - Auswahl der Bemessungsspannungen der Isolation
 - Anwendung der Prüf-Umrechnungsfaktoren

23

FKH/VSE-Fachtagung, 11. 11. 2008, Rapperswil

FKH- / VSE-Fachtagung

11. November 2008

Überspannungen und Isolationskoordination im Hochspannungsnetz

Design und Test einer gasisolierten Schaltanlage für 1100 kV

Dr. Urs Krüsi
ABB Schweiz AG, Zürich

1993 / 2005 Diplom als Elektroingenieur und Dissertation an der ETH Zürich Fachgruppe
Hochspannungstechnologie
2001 / 2004 CIGRE WG A3.07 Controlled Switching
Seit 2004 Entwicklungsingenieur GIS bei ABB Schweiz AG (u.a. Entwicklung GIS für 1100 kV)

Dr. Ing. Uwe Riechert
ABB Schweiz AG, Zürich

1988 – 1994 Studium der Elektrotechnik, TU Dresden
1994 – 1999 Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Hochspannungs- und
Hochstromtechnik der TU Dresden
2001 Promotion: Eignung von Polyethylen für Gleichspannungs-Energiekabel
1999 – 2000 Entwicklungsingenieur im Hochspannungslabor bei der ABB Hochspannungstechnik AG
2000 – 2006 Entwicklungsingenieur bei der ABB Schweiz AG, Gasisolierte Schaltsysteme, Zürich
Seit 2006 Projektleiter 1100-kV-Leistungsschalter, Gasisolierte Schaltsysteme, Zürich

Mitgliedschaften: CIGRÉ AG D1.03, WG A2.33, div. TF, IEC CES TK42

Design und Test einer gasisolierten Schaltanlage für 1100 kV

Urs Krüsi, Uwe Riechert

ABB Schweiz AG

KURZFASSUNG

Die derzeitigen Schaltanlagenprojekte verstärken die Forschung, Entwicklung und Standardisierung im Bereich ultra hoher Spannungen (UHV). Für die Entwicklung einer gasisolierten Schaltanlage (GIS) für 1100 kV kann man dabei auf langjährige Erfahrungen in den Spannungsebenen bis 800 kV aufbauen. Dennoch unterscheiden sich die einzelnen Komponenten, wie Leistungsschalter oder Trenner zum Teil sehr von bekanntem Design. So zeigt sich für den Leistungsschalter, dass ein Design mit vier Schaltkammern in Serie und dem Einschaltwiderstand in einem parallelen Tank vorteilhaft ist. Beim Design des Trenners gewinnen die VFT-Überspannungen an Bedeutung. Neben dem Design stellen aber auch die begrenzten Testmöglichkeiten insbesondere bezüglich Teilentladungspegel, Trennerschaltungen und Leistungsprüfungen eine grosse Herausforderung für die Entwicklung und Prüfung einer UHV GIS dar. Da die Versuche in verschiedenen, weltweit verteilten Labors durchgeführt werden müssen, steigt der Aufwand für die Entwicklungs- und Typenprüfungen wesentlich. Bei vielen Prüfungen werden die Grenzen der Laboratorien erreicht und zum Teil sogar überschritten. Damit ergeben sich auch für den Bereich der Standardisierung neue Aufgabenstellungen, um die speziellen Anforderungen der UHV-Ebene zu berücksichtigen. Die Erfahrungen der am UHV-Demonstrationsprojekt beteiligten Hersteller und Institute können dabei helfen.

1 Einleitung

Die aktuellen Planungen der *State Grid Corporation of China (SGCC)*, eine 1100-kV-Hochspannungs-Übertragung in China zu errichten, haben einen Schub in der Forschung und Entwicklung bei den Forschungsinstituten und Anlagenherstellern ausgelöst [1], [2], [3]. Die ersten drei Schaltanlagen des UHV Demonstrationsprojektes „*Jingdongnan-Nanyang-Jingmen*“ werden zum Teil in gasisolierter Bauweise (GIS) oder als Hybridanlage (H-GIS), d. h. als Kombination von Freiluft- und gasisolierten Komponenten ausgeführt. Eine dieser Schaltanlagen wird von ABB / SHIKY als Hybridschaltanlage im 2-Schalter-Layout geliefert (Bild 1). Bereits Ende 2008 wird das Demonstrationsprojekt in Betrieb gehen. Das Schaltanlagen-Layout umfasst nahezu alle GIS-Komponenten, wie Leistungsschalter mit Einschaltwiderstand, Trenner, Erdungsschalter, Sammelschienen, Isolatoren, Stromwandler und Durchführungen. Einzig Spannungswandler, Ableiter und Schnellerder sind nicht als GIS Komponenten ausgeführt.

Bis heute existiert keine internationale Normierung der Bemessungs- und Prüfspannungen in der 1100-kV-Spannungsebene. Momentan erarbeitet die CIGRÉ WG A3.22 Empfehlungen für die Standardisierung. Die Bemessungsspannungen des Demonstrationsprojektes basieren auf einer Spezifikation der SGCC. Diese Spezifikation entstand auf Grundlage umfangreicher Netzstudien und Untersuchungen zur Spannungskoordination [1], [3]. Zusammen mit den Erfahrungen aus dem Demonstrationsprojekt werden die spezifizierten Anforderungen auch Grundlage für weitere Projekte in China bilden. Basis für das Projekt ist der chinesische Standard DL/T 593-2006, welcher weitgehend mit der IEC 62271-1 (ehemals IEC 60694) übereinstimmt und um spezielle chinesische Anforderungen erweitert wurde. Die wesentlichen Bemessungswerte zeigt folgende Zusammenstellung:

• Bemessungsspannung	1100 kV
• Betriebsspannung	1000 kV
• Bemessungs-Blitzstoss-Stehspannung gegen Erde	2400 kV
• Bemessungs-Kurzzeit-Stehwechselspannung gegen Erde	1100 kV
• Bemessungs-Kurzzeit-Stehwechselspannung über Trennstrecken	1100 kV + 635 kV
• Bemessungs-Blitzstoss-Stehspannung über Trennstrecken	2400 kV + 900 kV
• Bemessungs-Schaltstoss-Stehspannung gegen Erde	1800 kV
• Bemessungs-Schaltstoss-Stehspannung über Trennstrecken	1675 kV + 900 kV
• Bemessungs-Frequenz	50 Hz
• Bemessungs-Betriebsstrom (Schaltgeräte)	4000 A
• Bemessungs-Betriebsstrom (Sammelschiene)	8000 A
• Bemessungs-Kurzzeitstrom	50 kA, 3 s
• Bemessungs-Stoss-Strom	135 kA

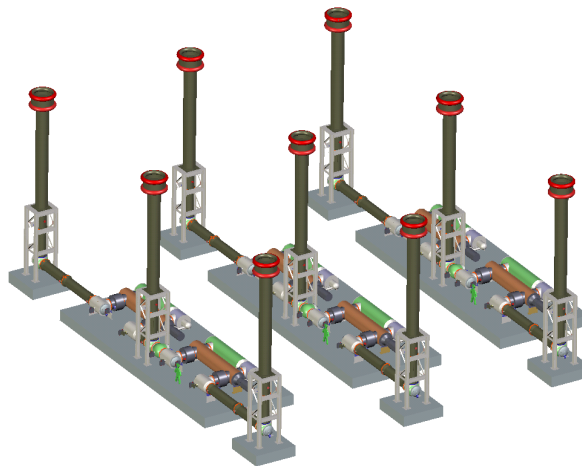


Bild 1 Layout der „Jingmen“ 1100-kV-Hybrid-GIS-Anlage

2 Design einer UHV GIS

ABB verfügt über langjährige Betriebserfahrungen von weltweit installierten 550-kV-GIS-Anlagen und über fast 20 Jahre Betriebserfahrung mit der „ELK-4“ 800-kV-GIS-Schaltanlage und damit über eine solide Basis für die Entwicklung einer 1100-kV-GIS. Aufgrund der technischen Anforderungen und der sehr kurzen zur Verfügung stehenden Entwicklungszeit ergeben sich folgenden Vorgaben für die Entwicklung:

- einphasige Kapselung,
- Verwendung bewährter Teile und Techniken,
- robuster Herstellungsprozess.

Wesentliche Grundlage für das Design sind die spezifizierten dielektrischen Anforderungen. Verwendet man die Werte für die Stehspannungen aus der IEC 62271-203 zusammen mit den Spezifikationswerten, ergibt sich die in Bild 2 gezeigte Skalierung. Bild 2 zeigt, dass die Bemessungs-Stehspannungen weniger als proportional mit der Bemessungsspannung steigen. Bei Anwendung derselben Dimensionierungsfeldstärken würden daher die Basisdimensionen einer UHV GIS für statische Komponenten weniger als proportional mit der Spannung zunehmen. Beim Schalten von Trennern treten in SF₆-isolierten Anlagen sehr schnelle transiente Überspannungen auf (VFT - *very fast transient*). Mit steigender Bemessungsspannung wird der Unterschied zwischen Bemessungs-Blitzstoss-Stehspannung und VFT- Überspannung kleiner. Damit können VFT-Überspannungen in manchen Fällen dielektrisch dimensionierend werden.

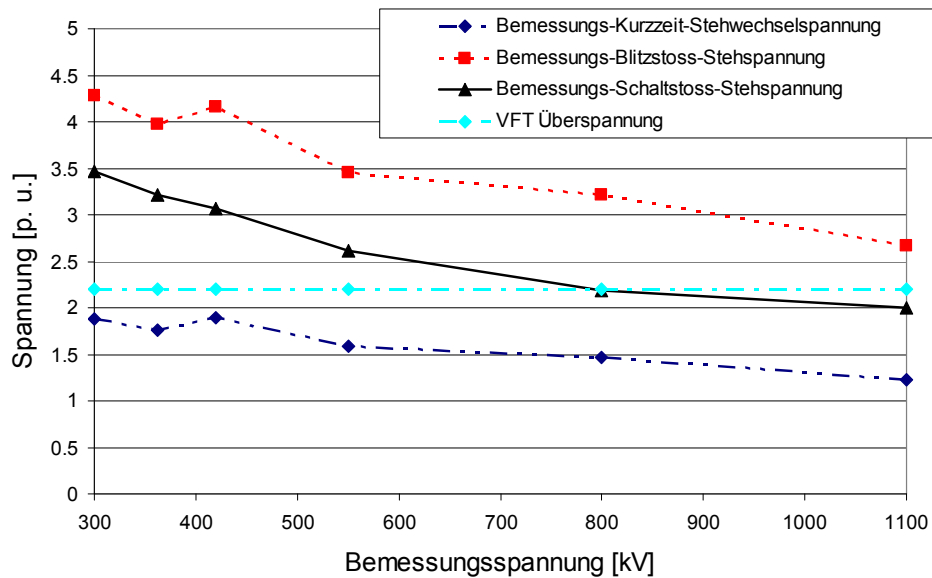


Bild 2 Abhängigkeit der Bemessungstehspannungen und der VFT-Überspannungen von der Bemessungsspannung entsprechend IEC 62271-203, Spezifikation SGCC; VFT-Überspannung entspricht 2.2 p. u.

Neben den dielektrischen Designanforderungen sind bei allen Schaltgeräten zusätzliche Anforderungen bei der Entwicklung von 1100-kV-Komponenten zu berücksichtigen. Aus diesem Grund wird im Folgenden vertieft auf das Design des Leistungsschalters und des Trenners eingegangen.

2.1 Leistungsschalter

Ein 1100-kV-Leistungsschalter besteht aus mindestens zwei Schaltkammern. Optimal ist die Verwendung von vier Schaltkammern, da dadurch die notwendige Antriebsenergie minimiert wird [2]. Deshalb bietet sich an, 300-kV-Schaltkammern zu verwenden, die als 2er-Stapel in 550-kV-Schaltern seit Jahren erfolgreich im Einsatz sind. Zudem ist es aus Gründen der Verfügbarkeit sinnvoll, mit nur einem Antrieb zu arbeiten. Der notwendige Einschaltwiderstand kann jeweils parallel oder in Reihe zu den Schaltkammern angeordnet werden (Bild 3).



Bild 3 Prinzipschaltbild eines Leistungsschalters (LS) mit Einschaltwiderstand (EW) und Hilfsschalter (HS)
Links: Einschaltwiderstand parallel zum Leistungsschalter
Rechts: Einschaltwiderstand in Reihe zum Leistungsschalter

Bei der Reihenschaltung schliesst der Hilfsschalter den Widerstand kurz nach dem Einschalten des Leistungsschalters kurz. Der Hilfsschalter muss in der Lage sein, den Nennstrom und Kurzzeitstrom zu

führen. Bei der Parallelschaltung schliesst der Hilfsschalter kurz vor dem Leistungsschalter den Widerstand für kurze Zeit ein. Der Hilfsschalter muss nur für kurze Zeit einige kA führen können.

Die Schaltkammern werden einseitig von einem Antrieb bewegt. Bild 4 zeigt die gewählte Lösung für einen 1100-kV-Schalter. Bild 4 zeigt einen Grössenvergleich mit Schaltern anderer Spannungsebenen.

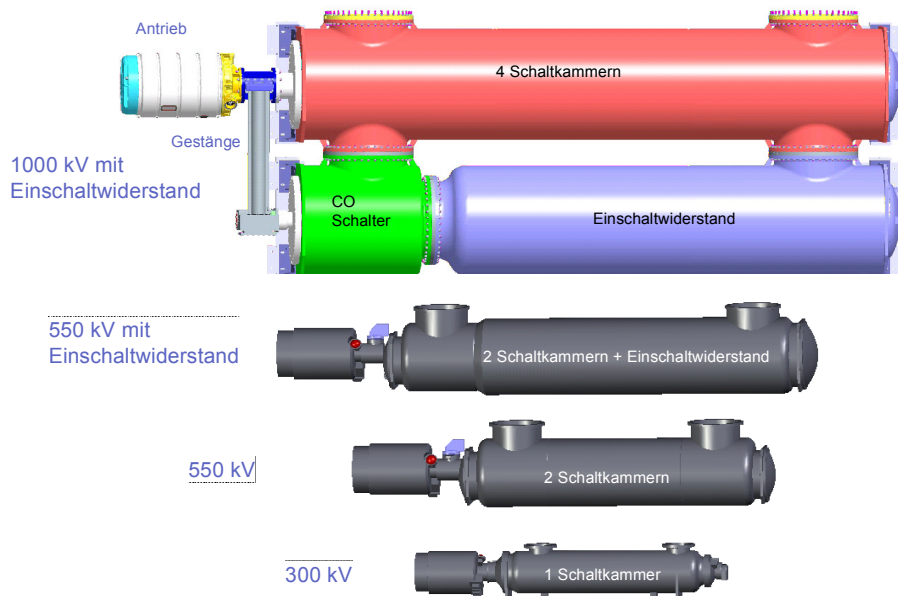
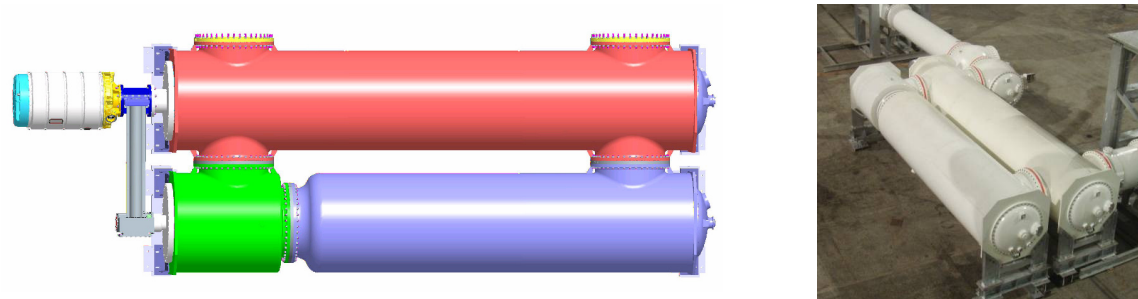


Bild 4 1100-kV-Leistungsschalter von ABB mit separatem Einschaltwiderstand im Grössenvergleich

Der Einschaltwiderstand ist in einem eigenen Tank parallel zu den Schaltkammern angeordnet und hat einen eigenen Hilfsschalter (CO-Schalter). Der CO-Schalter wird über ein Gestänge vom Antrieb bewegt und führt beim Schliessen des Schalters eine *Close-Open*-Bewegung durch, während er beim Öffnen des Schalters keine Bewegung macht. Diese Lösung bietet einige Vorteile:

- Die benötigte Kraft für die Schaltkammern braucht nicht umgelenkt zu werden.
- Der CO-Schalter benötigt weder Nennstrom- noch Kurzschlussstromtragvermögen.
- Der Widerstandstapel kann unabhängig vom Schalter an Spezifikationen angepasst werden.
- Die Durchmesser der Tanks werden wesentlich kleiner und sind damit besser herstellbar.
- Für den CO-Schalter und den Widerstand kann ein eigener Gasraum gewählt werden.
- Eine liegende Anordnung im Layout ergibt ein minimales Schaltergerüst und eine sehr gute Zugänglichkeit aller Komponenten ohne Plattformen.
- Durch den seitlichen Anbau können Antrieb, Schaltkammern, CO-Schalter und Widerstand in einer Anlage unabhängig revidiert werden, ohne andere GIS-Komponenten zu demontieren.

Nach der Festlegung des grundlegenden Designs folgte die eigentliche Entwicklungsphase. Dabei ist der Weg vom Design zum endgültigen Produkt der entscheidende und anspruchsvollste Teil des Entwicklungsprozesses (Bild 5).



*Bild 5 Vom Design zum Produkt
Links: Modell des 1100-kV-Leistungsschalters
Rechts: Foto vom ersten 1100-kV-Leistungsschalter*

Um die Entwicklungszeit möglichst kurz zu halten, werden bei der Entwicklung die neuesten Simulations- und Modellierungsmethoden eingesetzt:

- 3D-Design,
- Dielektrische Berechnungen (Bild 6),
- Dynamische Feldberechnung der Schaltkontakte zur Bestimmung der Spannungsordination bei Schaltvorgängen,
- Simulation der Versteuerung,
- Mechanische Berechnungen und Simulationen des Berstverhaltens,
- Simulation des Erdbebenverhaltens,
- Berechnungen der mechanischen Funktionskette zur Bestimmung der Belastungswerte für die Isolatoren und bewegten Teile,
- Simulationen des Bewegungsverlaufes unter den verschiedenen Antriebs- und Schaltbedingungen,
- Simulation der Durchbiegung bei statischer Belastung und im Kurzschlussfall,
- Strömungssimulation der Löscheinheit zur Optimierung der Löschverhaltens,
- Simulation der Kräfte und Temperaturen bei Stoss- und Kurzzeitstrombelastung,
- Störlichtbogensimulation,
- Temperaturberechnung bei Nennstrombelastung mit Hilfe der Wärmenetzmethode.

Durch den Einsatz der modernsten Simulations- und Entwicklungstechnologien, verbunden mit den auf jahrelangen Erfahrungen und den neuesten Forschungserkenntnissen beruhenden Dimensionierungskriterien, ist es möglich, die Entwicklungszeit sehr kurz zu halten. Dabei wird gleichzeitig eine hohe Wahrscheinlichkeit für ein optimales Design bei wenigen notwendigen Entwicklungsversuchen und eine hohe Sicherheit bei den Typenprüfungen und im Betrieb erreicht.

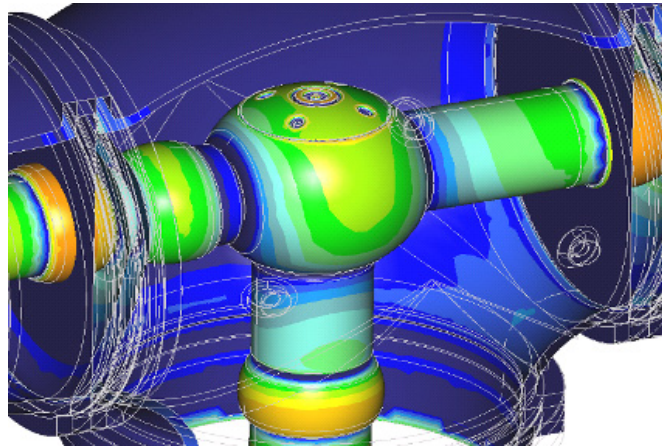


Bild 6 Dielektrische 3D-Feldrechnung

Gegenüber einem 2-Kammer-Schalter sind bei einem 4-Kammer-Schalter einige Besonderheiten bezüglich der Spannungsverteilung über den Schaltkammern zu beachten. Die Spannungsverteilung ist abhängig von der Anzahl der Schaltkammern, den Kapazitäten über der Schaltstrecke und gegen Erde und davon, an welcher Seite die Spannung oder die Spannungen anliegen. Um das Schaltvermögen der einzelnen Schaltkammern optimal auszunutzen, ist eine möglichst homogene Spannungsverteilung anzustreben. Diese kann erreicht werden, wenn Steuerkondensatoren parallel zu jeder Schaltkammer angeordnet werden. Mit steigender Anzahl der Schaltkammern wird die Spannungsverteilung inhomogener. Um eine geringe Versteuerung zu erreichen, sind im Vergleich zu einem 2-Kammer-Schalter bei einer Reihenschaltung von 4 Schaltkammern demzufolge grössere Steuerkapazitäten notwendig. Bild 7 zeigt das Ersatzschaltbild zur Berechnung der notwendigen Steuerkapazitäten C_p bei einseitiger Spannungsbelastung, bei der die maximale Versteuerung auftritt. Bei der Berechnung der Spannungsverteilung muss berücksichtigt werden, dass die Steuerkapazitäten herstellungsbedingt eine Streuung im Kapazitätswert ΔC_p aufweisen. Die maximale Versteuerung tritt genau dann auf, wenn der spannungsseitige Kondensator den niedrigsten Wert aufweist, wohingegen alle anderen Steuerkondensatoren an der oberen Toleranzgrenze gefertigt sind („worst case“). Die in Bild 7 dargestellten Berechnungsergebnisse geben sowohl die Spannungswerte der einzelnen Schaltkammern für den Normalfall (Index n, keine Toleranzen der Steuerkondensatoren) als auch für den beschriebenen „worst case“ (Index w, maximale Toleranzen der Steuerkondensatoren) wieder. Man erkennt, dass im „worst case“ die Spannungsbelastung der ersten Schaltkammer um ca. 3 % höher ist als bei Bestückung der Schaltkammern mit den spezifizierten Kapazitäten.

Um die maximale Versteuerung für eine Kammer möglichst gering, d. h. unter 10 % zu halten und gleichzeitig möglichst geringe Kapazitäten verwenden zu können, sind im 1100-kV-Leistungsschalter unterschiedliche Steuerkondensatoren eingesetzt worden. Der erste Steuerkondensator hat dabei eine Kapazität, welche um die doppelten Toleranzwerte erhöht wurde. Somit ist die Kapazität der ersten Schaltkammer immer grösser als die der zweiten. Eine weitere Erhöhung des Kapazitätswertes der ersten Schaltkammer ist nicht sinnvoll, da sonst die Versteuerung unter Phasenoppositionsbedingungen erhöht wird. Dieses Prinzip muss von beiden Seiten des Schalters angewendet werden. Durch den Einsatz unterschiedlicher Steuerkondensatoren entsprechend dieser Regeln kann die absolute Spannungsbelastung der ersten Schaltkammer auch im „worst case“ um mehr als 5 % reduziert werden. Ein ähnlicher Effekt

bei gleichen Steuerkondensatoren aller Schaltkammern ist nur zu erreichen, wenn der Kapazitätswert verdoppelt wird. In Bild 7 ist ein Vergleich aller beschriebenen Fälle dargestellt:

- Fall A: $C_{p1} = C_{p2} = C_{p3} = C_{p4} = C_p$
- Fall B: $C_{p1} = C_{p4} = C_p + 2 \times \Delta C_p$; $C_{p2} = C_{p3} = C_p$
- Fall C: $C_{p1} = C_{p2} = C_{p3} = C_{p4} = 2 \times C_p$

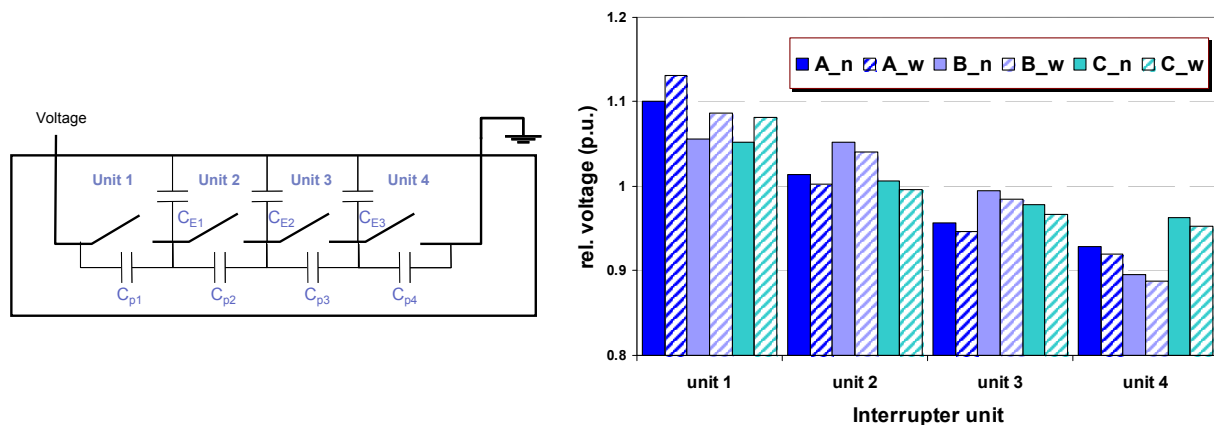


Bild 7 Links: 4-Kammer-Schalter Ersatzschaltbild
Rechts: Spannungsbelastung der einzelnen Schaltkammern, bezogen auf ein Viertel der Gesamtspannung bei Spannungsbelastung von einer Seite

Der „worst case“ tritt mit einer äusserst geringen Wahrscheinlichkeit auf. Die in Bild 8 dargestellte statistische Verteilung der Versteuerung der am höchsten belasteten Schaltkammer zeigt, dass die Versteuerung um den Erwartungswert von 1.056 streut. Ausgegangen wurde von einer Normalverteilung der Kapazitätswerte. Der „worst case“ wird erst bei einem Versteuerungsfaktor von 1.086 erreicht. Für die Dimensionierung ist die ungünstigste Versteuerung zu berücksichtigen. Der „worst case“ ist auch Grundlage für die Berechnung der Spannungsbelastung bei Leistungsversuchen als Halbpoltests oder an einzelnen Schaltkammern (Viertelpoltest, Unit-Test).

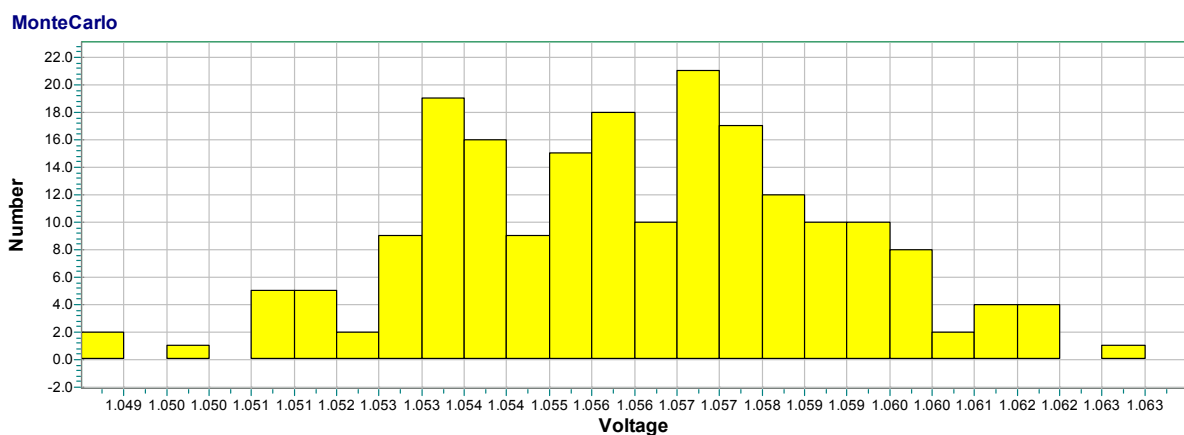
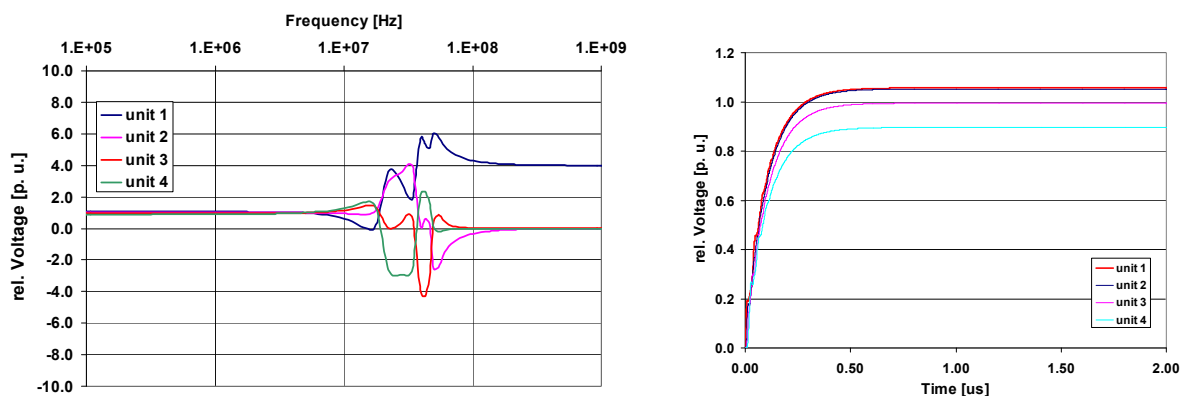


Bild 8 Statistische Verteilung der Versteuerung der ersten Schaltkammer unter Annahme einer Normalverteilung der Kapazitätswerte der einzelnen Steuerkondensatoren (Monte Carlo Simulation)

Die vorgestellten Berechnungen der Versteuerung dürfen nicht nur bei netzfrequenten Spannungsbelastungen gelten. Vielmehr müssen die maximalen Spannungsbelastungen bei allen in GIS-Anlagen auftretenden Spannungsarten, d. h. auch bei Blitzstoss-Spannung und bis hin zu Spannungen mit extrem steilen Anstiegen (VFT) nicht höher werden. Die Versteuerung ist dabei frequenzabhängig, da reale Steuerkondensatoren Induktivitäts- und Widerstandswerte enthalten. Es ergibt sich beispielhaft das in Bild 9 dargestellte dynamische Verhalten. Zur Verdeutlichung ist die Spannungsbelastung der einzelnen Schaltkammern bei Stoss-Spannungsbelastung mit einer Anstiegszeit von 400 ns aufgezeigt. Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass auch bei Belastung mit VFT-Überspannungen die einzelnen Schaltkammern nicht überbeansprucht werden.



*Bild 9 Spannungsbelastung der einzelnen Schaltkammern, bezogen auf ein Viertel der Gesamtspannung bei Spannungsbelastung von einer Seite
Links: frequenzabhängig
Rechts: bei Stossbelastung mit einer Anstiegszeit von 400 ns*

2.2 Trenner

Layoutstudien für GIS und H-GIS-Anlagen haben gezeigt, dass ein 90° - Winkeltrenner die meisten Layoutmöglichkeiten bietet bei gleichzeitig geringster Anzahl benötigter GIS-Komponenten. Deshalb kommt dieses Trennerdesign für die UHV GIS zum Einsatz [2]. Optional kann der Trenner auch mit einem Erder bestückt werden, falls ein solcher im Layout benötigt wird. Bei 1100-kV-GIS und H-GIS-Anlagen beträgt der Phasenabstand typischerweise 10 m bis 15 m, so dass ein dreipoliger Antrieb mit Gestänge zwischen den Phasen nicht mehr sinnvoll ist.

Beim Schalten von Trennern in gasisolierten Anlagen entstehen sehr schnelle Überspannungen (VFT). Entsprechend der Darstellung in Bild 2 können die VFT-Überspannungen im UHV-Bereich dielektrisch dimensionierend werden. Durch zusätzliche Dämpfungswiderstände im Trenner können die auftretenden Überspannungen gedämpft werden. Verschiedene Studien belegen, dass ein UHV-GIS-Trenner keinen VFT-Dämpfungswiderstand benötigt, wenn die höchsten VFT-Überspannungen unterhalb der Bemessungs-Blitzstoss-Spannung entsprechend 2.66 p. u. liegen [10]. Anhand zahlreicher VFT-Berechnungen wurde nachgewiesen, dass für die ABB UHV GIS bei beliebigen GIS- oder H-GIS-Layouts maximale VFT-Überspannungen von 2.2 p. u. auftreten.

3 Entwicklungs- und Typprüfungen einer UHV GIS

Die Durchführung der notwendigen Entwicklungs- und Typenprüfungen stellt eine Herausforderung an die Laboratorien dar. Bis heute ist weltweit kein Labor in der Lage, alle notwendigen Prüfungen durchzuführen. Das bedeutet, dass die Prüfungen in verschiedenen Laboratorien stattfinden müssen. Wenn die technischen Möglichkeiten gegeben sind, werden die Typenprüfungen in den XIHARI Laboratorien in Xi'an, China durchgeführt. Darüber hinaus sind die Prüffelder STRI, Schweden, sowie die Laboratorien der ABB in Deutschland, der Schweiz und in Schweden involviert (Bild 10). Damit verbunden ist ein interkontinentaler Transportaufwand. Ein Transport per Luftfracht verkürzt die Transportzeiten erheblich. Aufgrund der Grösse der Prüfobjekte ist zum Teil nur ein Seetransport möglich. Zudem ist der zeitliche Aufwand für den Versuchsaufbau und das Gashandling um ein Vielfaches höher als bei 550-kV-Anlagen. Im Folgenden wird auf die besonderen Anforderungen bei Hochspannungs- und Hochleistungsprüfungen näher eingegangen wird.



*Bild 10 Logistik beim Transport und Aufbau der Versuchgeräte
Links: Leistungsschalter im Schnee
Rechts: Durchführungsmontage im Hochspannungslabor XIHARI*

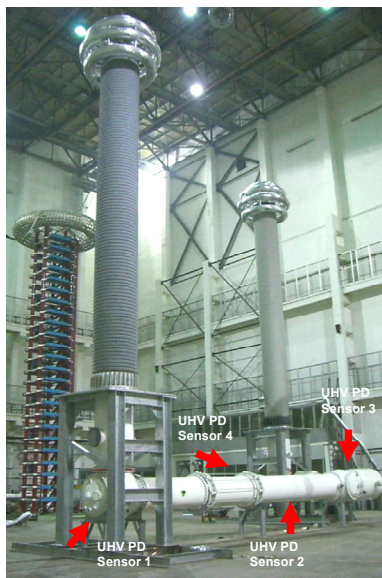
3.1 Dielektrik

Die Dimensionen der Prüfobjekte erfordern ein erhebliches Raumangebot in den Hochspannungs- und Hochleistungslaboratorien. So ist zum Beispiel bei Hochspannungsprüfungen mit kombinierten Wechsel- und Schaltstoss-Spannungen ein minimaler Abstand zwischen den Durchführungen von 13 m einzuhalten. Der Abstand zwischen den spannungsführenden Teilen und den Wänden darf 10 m nicht unterschreiten. Bei diesen Anforderungen werden die Grenzen der meisten Hochspannungshallen bereits überschritten. Durch die räumliche Ausdehnung der Prüfobjekte (Bild 11) wird die Prüflingskapazität im Vergleich zu 550-kV-Anlagen wesentlich grösser. D. h. es müssen leistungsstarke Hochspannungstransformatoren zur Verfügung stehen.

Teilentladungs- (TE) Messungen sind Bestandteil der dielektrischen Typenprüfungen. Diese werden entsprechend der IEC 60270 konventionell, d. h. über einen Koppelkondensator gemessen. Die scheinbare Ladung ist abhängig von den Prüflingsabmessungen. Verglichen mit einer 550-kV-GIS ist die scheinbare Ladung eines identischen Defekts etwa um den Faktor 2 – 3 kleiner. Um eine ähnliche Empfindlichkeit bei maximaler Prüfwechselspannung zu erreichen, sollte das Hintergrundrauschen im Bereich von 0.1 pC bis 0.2 pC liegen. Der Pegel des Hintergrundrauschens ist dabei abhängig von der Grösse des Koppelkondensators und von der elektromagnetischen Schirmung der Hochspannungshalle. Der im Bild 11 dargestellte Versuchsaufbau besitzt eine Prüflingskapazität von etwa 3 nF. Aufgrund der Leistungsgrenze des Transformators ist die Kapazität des Koppelkondensators mit 0.35 nF relativ klein.

Dieser Versuchsaufbau führt aufgrund von externen Störungen von den Prüfanlagen und durch Korona zu einem Pegel des Hintergrundrauschens von etwa 7 pC bei 1000 kV. Durch den Einsatz von SF₆-isolierten Wechselspannungstransformatoren könnte ein niedrigerer Hintergrundpegel erreicht werden.

Um eine hohe Empfindlichkeit bei den Messungen im Labor zu erreichen, wurden zusätzlich nichtkonventionelle TE-Messverfahren eingesetzt. Hierzu zählen die akustische und die UHF-TE-Messung. Insbesondere die TE-Messung im UHF-Bereich hat sich in den letzten Jahrzehnten bei der Vor-Ort Prüfung als Abnahmekriterium durchgesetzt [4], [5]. Die grossen Prüfanordnungen legen es nahe, diese Methode auch als Messverfahren für Typprüfungen zu nutzen. Für den Einsatz der UHF-Methode ist der Einbau von mehreren Feldsensoren notwendig, welche im Versuchsobjekt integriert wurden (Bild 11). Ein scheinbarer „Nachteil“ der UHF-Messung besteht darin, dass das UHF-Signal nicht eindeutig mit der scheinbaren Ladung der TE-Quelle korreliert werden kann. D. h. eine Kalibrierung nach IEC 60270 ist aus physikalischen und messtechnischen Gründen nicht möglich. Möglich ist aber ein so genannter Empfindlichkeitsnachweis der UHF-Sensoren [6].



*Bild 11 Hochspannungs-Typentest im Hochspannungslabor XIHARI
Links: Versuchsaufbau
Rechts: UHF-Teilentladungssensor*

Mit Hilfe der UHF-TE-Messung ist nicht nur eine sehr empfindliche Messung, sondern über eine Laufzeitmessung auch eine Ortung der TE-Quelle möglich. Während der Typenprüfungen wurde das Ortungssystem nach [7] erfolgreich eingesetzt. Damit konnten externe Störungen eindeutig in der Prüfanlage lokalisiert werden. Es bleibt zu hoffen, dass die UHF-TE-Messung auch als offizielle Messmethode, zumindest zur Unterscheidung von internen und externen TE-Quellen Einzug in die internationale Normung hält.

Stossgeneratoren sind in der Regel nicht auf die Abmessungen der 1100-kV-Prüfobjekte ausgelegt. In Folge entstehen bei der Prüfung mit Blitzstoss-Spannung Überschwingungen im Bereich des Scheitels von 7 % bis 10 %. Die Überschwingungen sind damit höher als in der IEC 60060 definiert. Für SF₆-isolierte Anlagen gilt, dass eine Kompensation der Blitzstoss-Spannung entsprechend der Überarbeitung der IEC 60060-1 im IEC TC42 auch bei grösseren Überschwingungen richtig ist. Da auch in Zukunft mit den bestehenden Stossgeneratoren geprüft werden muss, bleibt als Empfehlung, die Anforderung an die dielektrischen Typenprüfungen auf die speziellen Anforderungen bei 1100 kV in der Normung zu berücksichtigen. Derzeit beschäftigt sich die CIGRÉ TF D1.33.08 mit diesem Thema.

Über die offenen Trenn- und Schaltstrecken sind kombinierte Spannungsprüfungen durchzuführen. Dabei wird auf einer Seite Wechselspannung und auf der anderen Seite eine Stoss-Spannung angelegt. Diese Prüfung stellt bei 1100 kV besondere Anforderungen an die Prüftechnik. Die relativ hohe Schalterkapazität bewirkt bei den kombinierten Spannungsprüfungen ein Überkoppeln der Stoss-Spannung auf den Wechselspannungstransformator. Der Spannungseinbruch muss durch eine Spannungserhöhung kompensiert werden.

Man kann das Überkoppeln durch zusätzliche Stützkondensatoren auf der Wechselspannungsseite verringern. Notwendig sind mehrere nF. Der mögliche Kapazitätswert ist aber durch die Leistungsgrenze des Transformators begrenzt. Bei den Typenprüfungen trat ein maximales Überkoppeln von 20 % der Stoss-Spannung auf. Das Überkoppeln kann auf der Stoss-Spannungsseite oder auf der Wechselspannungsseite kompensiert werden. Bei Kompensation auf der Stoss-Spannungsseite wird die Erd-Isolation über die Bemessungswerte hinaus belastet. Eine vollständige Kompensation auf der Wechselspannungsseite führt zu sehr langen Belastungen nahe der Bemessungs-Kurzzeit-Stehwechselspannung. Für kombinierte Prüfungen mit geringen Spannungseinbrüchen sind Wechselspannungstransformatoren mit einem Strom von 3 A bis 4 A auf der Hochspannungsseite notwendig. Auch in diesem Fall müssen die speziellen Anforderungen bei 1100 kV in der Normung diskutiert werden.

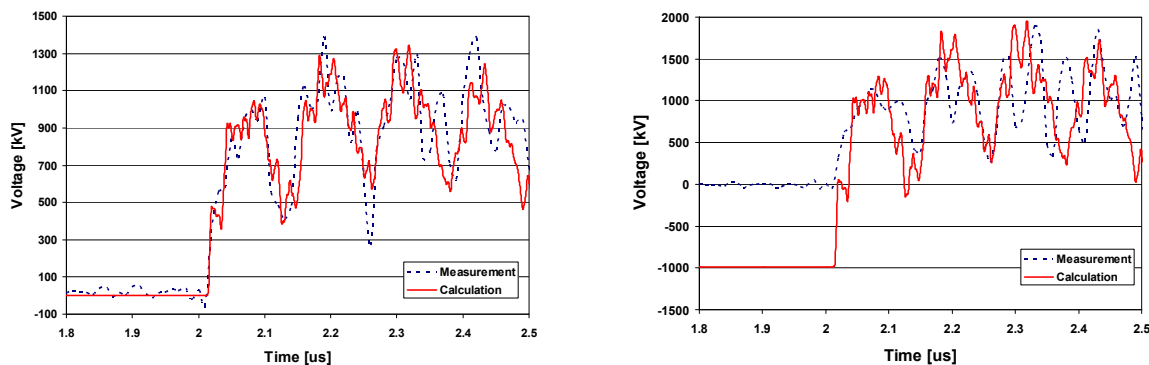
3.2 Schaltvermögen des Trenners

Trenner müssen in der Lage sein, Sammelschienen (*bus-transfer current*) und kapazitive Ladeströme (*bus-charging current*) zu schalten. Beim Schalten zwischen Sammelschienen treten in 1100-kV-Anlagen grössere Spannungen auf, die entsprechend spezifiziert wurden. Da die Lichtbogenlänge etwa proportional zur Spannung ansteigt, vergrössern sich der Abbrand und die Wahrscheinlichkeit für ein thermisches Auswandern des Lichtbogens. Durch ein geeignetes Design der Abbrandkontakte kann diesen Phänomenen entsprechend begegnet werden.



Bild 12 Versuchsaufbau für das Schalten von Steuerkondensatoren im Leistungsschalter durch einen Trenner entsprechend IEC 62271-102 im Hochspannungslabor STRI

Beim Schalten von kapazitiven Strömen stehen insbesondere die VFT-Überspannungen im Vordergrund. Neben den Anforderungen an den Trenner stellen die auftretenden Überspannungen in Bezug auf die EMV der Mess- und Steuergeräte eine grosse Herausforderung dar. Der Versuchsaufbau ist in Bild 12 dargestellt. Entsprechend der IEC 62271-102 sind VFT-Amplituden von minimal 1.4 p. u. ohne Vorladung gefordert. Die VFT-Amplitude hängt vom Versuchsaufbau und von den Stützkondensatoren auf der Wechselspannungsseite ab. Bild 13 zeigt einen Vergleich der simulierten und gemessenen VFT-Überspannungen ohne und mit Gleichspannungsvorladung der Sammelschiene.



*Bild 13 VFT Überspannung beim Schalten von Sammelschienen mit einem GIS-Trenner
entsprechend IEC 62271-102
Links: ohne Vorladung
Rechts: mit Vorladung*

Zur Spannungsmessung wurden die in Bild 11 dargestellten kapazitiven Sensoren verwendet. Die gemessenen Spannungsverläufe stimmen sehr gut in VFT-Amplitude und Anstiegszeit mit den Simulationsergebnissen überein. Während der Trennerschaltungen treten VFT-Überspannungen von etwa 2 MV auf, was einem p. u. Wert von 2.23 entspricht. Dieser Wert liegt über den im realen Betrieb auftretenden VFT-Überspannungen. Damit bestätigen die Versuchsergebnisse, dass beim gewählten Design keine VFT-Dämpfungswiderstände notwendig sind.

3.3 Leistungsprüfungen - Schalter

Bis heute ist kein Leistungslabor in der Lage, sämtliche entsprechend der IEC 62271-100 geforderten Leistungsprüfungen (Kurzschlussunterbrechungen und Einschaltungen) für 1100 kV durchzuführen. In der Regel stehen synthetische Prüfeinrichtungen für Bemessungsspannungen von 550 kV zur Verfügung. Alternativ können einige Versuche als Halbpolttest oder als Unit-Test durchgeführt werden. Um eine dem Vollpolttest äquivalente Belastung für den Schalter und damit einen Stromfluss durch alle Schaltkammern erzeugen zu können, kann mit zwei Synthetiken gearbeitet werden [8], [9]. Die entsprechenden Schaltungsmöglichkeiten sind in der IEC 62271-101 angegeben. Dazu ist es notwendig, einen speziellen Schalter mit einem Mittelanschluss herzustellen und / oder den Tank des Leistungsschalters auf Potential zu stellen und gegen Erde zu isolieren (Bild 14).

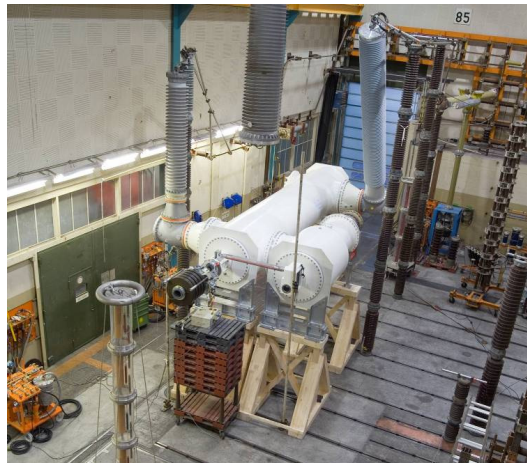


Bild 14 1100-kV-Leistungsschalter im Leistungsversuchfeld bei einem Vollpoltest mit isolierter Kapselung

Wie in Kapitel 2.1 beschrieben, sind aus Gründen einer optimalen Versteuerung unterschiedliche Steuerkapazitäten für die inneren und äusseren Schaltkammern verwendet worden. Für die Berechnung der TRV- Werte (*transient recovery voltage*) bei Teilpolprüfungen muss vom Hersteller der Versteuerungsfaktor angegeben werden. Der Versteuerungsfaktor ist abhängig davon:

- wie viele und welche Schaltkammern im Test sind,
- ob ein Mittelanschluss vorhanden ist,
- an welchen Durchführungen Spannung anliegt und
- ob mit einer Kombination von mehreren Synthetikkreisen gearbeitet wird. Im diesem Fall sind unterschiedliche Versteuerungsfaktoren für die einzelnen Teilspannungen einzuhalten.

Der Versteuerungsfaktor für eine Schaltkammer bei einseitiger Spannungsbelastung beträgt 8,6 % („*worst case*“). Die Bestimmung der Versteuerungsfaktoren für Halbpolfprüfungen kann auf zwei unterschiedlichen Randbedingungen erfolgen:

(A) Unabhängig von den Toleranzen der im Testschalter eingebauten Steuerkondensatoren wird der Versteuerungsfaktor für zwei Schaltkammern so festgelegt, dass der maximale Versteuerungsfaktor für eine Schaltkammer von 8,6 % nicht überschritten wird. Dies entspricht dem bekannten Vorgehen bei einem Vollpoltest eines 2-Kammer-Schalters entsprechend der IEC 62271-100. Grundsätzlich werden bei Vollpolprüfungen keine speziellen Steuerkondensatoren an den Toleranzgrenzen eingebaut, um die maximale dielektrische Belastung für eine Schaltkammer zu gewährleisten. Dieses wird nur bei Unit-Tests möglich. Das Vorgehen wird von den Autoren als bevorzugte Methode für Teilpolprüfungen angesehen. Für alle Leistungsprüfungen ist es damit möglich, einen prozentualen Versteuerungsfaktor anzugeben:

- Unit-Test mit der TRV von einer Seite: 8,6 %
- Halbpolfest mit TRV am äusseren Anschluss: 4,1 %
- Halbpolfest mit TRV am Mittelanschluss: 1,3 %
- Unit-Test mit Phasenopposition: 5,4 %
- Halbpolfest mit Phasenopposition: -1 %

Die prozentuale Versteuerung für einen Halbpolfest schwankt zwischen -1 % und 8,6 %. Auch für Leistungsprüfungen mit einer ungleichmässigen Spannungsverteilung, wie beim Abstandskurzschluss, lassen sich entsprechende Versteuerungsfaktoren vorgeben.

- (B) Der Versteuerungsfaktor wird abhängig von den Kapazitätswerten der eingebauten Steuerkondensatoren oder der am Versuchsschalter gemessenen Spannungsverteilung bestimmt. Dabei wird sichergestellt, dass die maximale Versteuerung („worst case“) für eine Schaltkammer bei jeder Prüfung erreicht wird. Bei diesem Vorgehen muss vor jeder Prüfung die Spannungsverteilung berechnet oder gemessen werden. Dieses Verfahren wird bei den Prüfungen am 1100-kV-Leistungsschalter angewendet.

Bei Halbpolprüfungen entspricht die TRV in ihrer Höhe der bei Prüfungen von 550-kV-Leistungsschaltern. Die Synthetikanlagen sind meistens nicht für diese Tests optimiert. Insbesondere die im Vergleich zu 550 kV relativ geringe Steilheit der TRV kann problematisch sein. Die realisierbaren Steilheiten bewirken eine zum Teil höhere dielektrische Belastung nach der Kurzschlussunterbrechung (Bild 15).

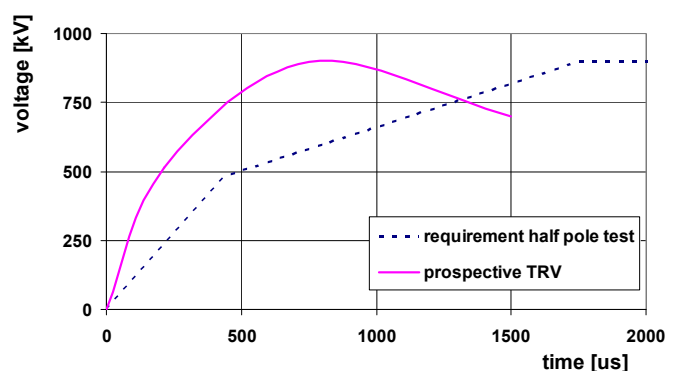


Bild 15 1100-kV-Leistungsschalter im Leistungsversuchfeld XIHARI
Links: Versuchsaufbau
Rechts: geforderter und prospektiver TRV - Verlauf beim Klemmenkurzschluss T100s

Auch für das Einschalten auf einen Kurzschluss bei voller Spannung (T100s(a)) stehen bisher keine Prüfeinrichtungen zur Verfügung. Um ohne oder mit Einschaltssynthetiken für 550 kV die Einschaltungen durchführen zu können, sind folgende Methoden möglich:

- (A) Bei der Zünddrahtmethode wird ein Draht auf einem Kontakt montiert. Die Länge des Drahtes entspricht der erwarteten Vorzünddistanz. Diese Methode ist nach der IEC 62271-100 nicht mehr zulässig. Vor Versuchsbeginn ist es notwendig, die Vorzündkennlinie zu bestimmen und den Zünddraht einzubauen.
- (B) Zwei Schaltkammern werden starr kurzgeschlossen. Die Antriebsbelastung ist beim Einschalten geringer. Nach dem Versuch ist die Demontage des Kurzschlusses notwendig.
- (C) Zwei Schaltkammern werden über einen Zünddraht kurzgeschlossen. Der Vorzünddraht verdampft während der Einschaltung. Die Vorzünddistanz kann eingehalten werden. Vor Versuchsbeginn ist es notwendig, den Zünddraht einzubauen.
- (D) Die Einschaltung wird bei reduziertem Gasdruck durchgeführt. Bei nachgewiesener Vorzünddistanz lässt sich eine Einschaltung mit einer 550-kV-Einschaltssynthetik realisieren. Diese Variante wird als bevorzugte Methode angesehen.

4 Zusammenfassung

Die Entwicklung einer gasisolierte Schaltanlage stellt eine anspruchsvolle Aufgabe dar, auch wenn auf eine sehr breite Wissens- und Produktbasis zurückgegriffen werden kann. Durch den Einsatz modernster Simulations- und Entwicklungstechniken, verbunden mit den auf Erfahrungswerten beruhenden Designkriterien lässt sich die Entwicklungszeit kurz halten und gleichzeitig die Sicherheit des Designs erhöhen.

Besondere Aufmerksamkeit erfordern die schaltenden Komponenten. Für den Leistungsschalter zeigt sich, dass ein Design mit 4 Schaltkammern in Reihe und einem Einschaltwiderstand in einem parallelen Tank vorteilhaft ist. Durch eine geeignete Auswahl der Steuerkapazitäten lässt sich die Gesamtkapazität erheblich reduzieren. Beim Einschaltwiderstand besteht die spezielle Herausforderung in der Dimensionierung der thermischen Kapazität und der Prüfung derselben. Beim gewählten Design des Trenners sind keine zusätzlichen Widerstände zur Dämpfung der VFT-Überspannungen notwendig.

Die Prüfungen der UHV-Geräte stellen eine grosse Herausforderung für die Laboratorien und für die Entwicklung dar. Bei vielen Prüfungen werden die Grenzen der Laboratorien erreicht und zum Teil überschritten. Damit ergeben sich auch für den Bereich der Standardisierung neue Aufgabenstellungen, um die speziellen Anforderungen der UHV-Ebene zu berücksichtigen. Die Erfahrungen der am Demonstrationsprojekt beteiligten Hersteller und Institute können dabei helfen.

Literatur

- [1] 2006 Int. Conference of UHV Power Transmission Technology, Peking, 2006
- [2] Halaus, W.; Sologuren, D.; Krüsi, U.; Riechert, U.; Xia Wen; Jiang Hong: "Development of 1100 kV GIS equipment: Uprating of existing design vs. specific UHV design", IEC-CIGRÉ UHV Symposium, Beijing, China, July 18-21, 2007
- [3] 2007 Symposium on Int. Standards for Ultra-high voltage, Peking, 2007
- [4] Riechert, U.; Linn, Th.; Winkler, M.; Pietsch, R.: "Reasonable Application of UHF-Partial Discharge Measurements in Development, Production and Service of Gas Insulated Switchgear (GIS)", CIGRÉ Study Committee 15, Materials for Electrotechnology, Gas Insulated Systems Symposium, May 9, 2001, Dubai, United Arab Emirates, Conference Proceedings pp. 66-72
- [5] Riechert, U.; Kudoke, M.; Strehl, Th.: "Monitoring und Diagnose von gasisolierten Schaltanlagen – Sinnvoller Einsatz von Teilentladungsmessungen" HighVolt Kolloquium 2003, Mai 22-23, 2003, Dresden, Konferenzband, paper 7.4, Konferenzband, Seite 249-258
- [6] CIGRÉ, Joint Task Force 15/33/03.05: "Partial Discharge Detection System for GIS: Sensitivity Verification for the UHF Method and the Acoustic Method", Électra, No. 183, April 1999, pp. 75 - 87
- [7] Hoeck, S.; Bornowski, M.; Tenbohlen, S.; Strehl, T.; Riechert, U.: "Partial Discharge Detection and Localisation in Gas-Insulated Switchgears", Stuttgarter Hochspannungssymposium 2008
- [8] Wei Du; Si-li Yao, Peng Li, Shen Hong: "Study on high-power test techniques for UHF circuit breaker", IEC-CIGRÉ UHV Symposium, Beijing, China, July 18-21, 2007
- [9] Kim, I. K.; Lee, Y.- H.; Jung, J. K.; Kweon, K.Y.; Song, W. P.; Kim, D. S.: "Design of the Circuit-Breaker for 1100 kV Gas Insulated Switchgear", The Research and Development of 1100 kV GIS, 2006, Int. Conference of UHV Power Transmission Technology, Peking, 2006
- [10] Hemmi, R. et.al.: "Evaluation of VFTO and its reduction by parallel resistor during switching operation of disconnecter switch in future UHV GIS substations", 2006 Int. Conference of UHV Power Transmission Technology, Peking, 2006

FKH- / VSE-Fachtagung

11. November 2008

Überspannungen und Isolationskoordination im Hochspannungsnetz

Berechnung von Netztransienten

Dipl.-Ing. Georg Köppl
Koepl Power Experts, Wettingen

1961 Diplom-Ingenieur TU München
1961 – 1988 BBC/ABB: Entwicklung / Prüfung HS-Schalter, Netzstudien
1989 Ingenieurbüro für elektrische Energietechnik, KOEPPL POWER EXPERTS
Mitglied CIGRE, electrosuisse, SIA

Berechnung von Netztransienten

Georg Köppl

Koepl Power Experts, Wettingen

1. Rückblick und Basis:

Grundgleichungen der Grundelemente

Widerstand R $u = R \cdot i$

Induktivität L $u = L \frac{di}{dt}$

Kapazität C $u = \frac{1}{C} \int i dt$

und Kirchhoff'sche Gesetze

- Summe der zu- und abfließenden Ströme an einem Knoten = 0
- Summe der Teilspannungen in einer Masche = 0
- Lösung von Differentialgleichungen unter Einbezug der Anfangsbedingungen.

Vor Computerprogrammen: Aufsätze und Bücher. Klassiker: R. Rüdberg: Elektrische Schaltvorgänge, (erste Auflage 1923) [1],

- Kreise vereinfachen, dass geschlossene Lösungen der Differentialgleichungen möglich.

2. Physikalische Modelle (Transient Network Analyser)

Gute Übereinstimmung zwischen Field-Test und TNA, aus [2].

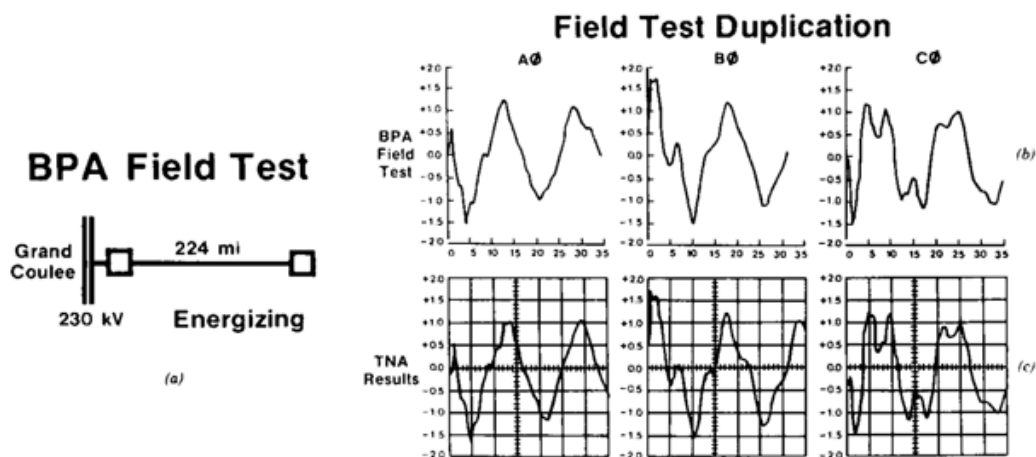
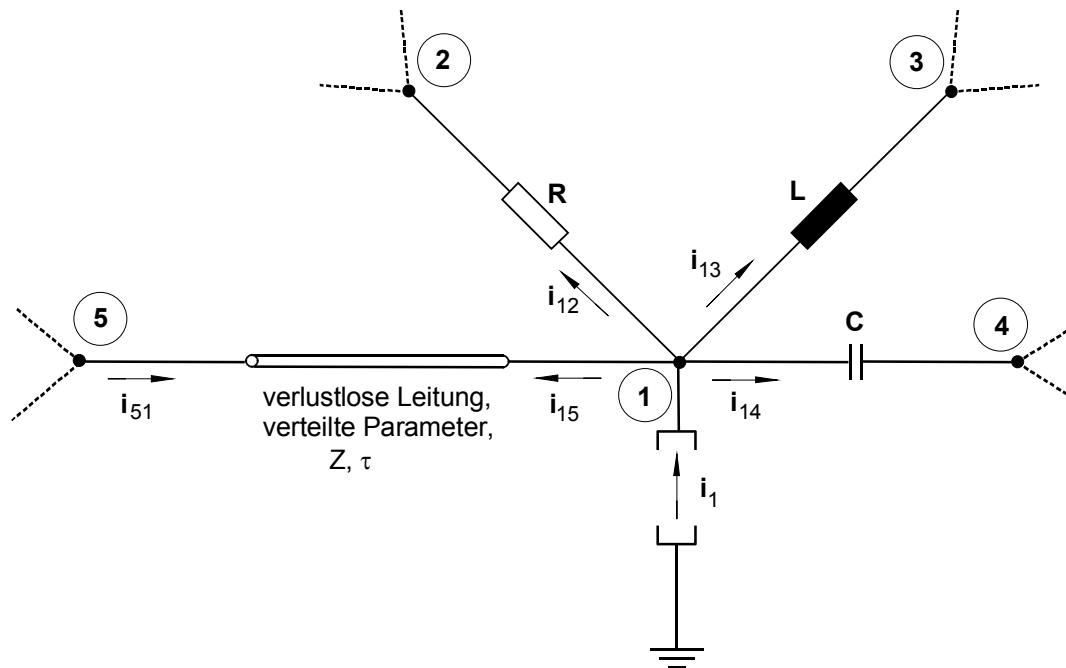


Fig. 12.5. Comparison of TNA and field test results for a switch closing transient on a 230 kV line.

3. Rechenprogramme

Digitale Rechenprogramme: dominierend: **EMTP/ATP** (Electromagnetic Transients -- Program / Alternative Transients Program); H.W. Dommel und W.S. Meyer

Erläuterung des Rechenverfahrens: Auszüge aus EMTP Theory Book, 1986 [3].



Ausschnitt aus einem grösseren Netz

aus [3]

Stromquelle i_1 ,

verlustlose Leitung mit verteilten Parametern, (Wellenwiderstand Z und Laufzeit τ)
Widerstand, Induktivität und Kapazität.

$$i_{12}(t) + i_{13}(t) + i_{14}(t) + i_{15}(t) = i_1(t) \quad (1)$$

Knotenspannungen Zustandsvariable \rightarrow Zweigströme als Funktion der Knotenspannungen ausdrücken.

Für **Widerstandszweig**

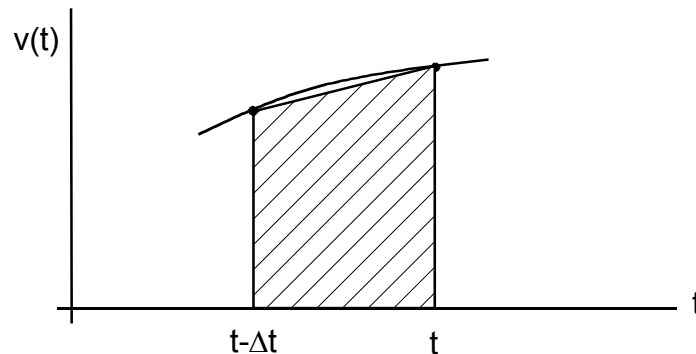
$$i_{12}(t) = \frac{1}{R} [v_1(t) - v_2(t)]$$

Annahme: alle Spannungen und Ströme zum Zeitpunkt $t - \Delta t$ sind bekannt.

Für **Induktivitätszweig**: Differentialgleichung $v = L \frac{di}{dt}$ wird durch eine zentrale Differenzengleichung ersetzt:

$$\frac{v(t) + v(t - \Delta t)}{2} = L \frac{i(t) - i(t - \Delta t)}{\Delta t}$$

Trapezregel der Integration:



Nach $i_{13}(t)$ aufgelöst:

$$i_{13}(t) = \frac{\Delta t}{2L} \{v_1(t) - v_3(t)\} + \text{hist}_{13}(t - \Delta t)$$

$$\text{hist}_{13}(t - \Delta t) = i_{13}(t - \Delta t) + \frac{\Delta t}{2L} \{v_1(t - \Delta t) - v_3(t - \Delta t)\}$$

„Vergangenheitsterm“ hist_{13} ist aus dem vorherigen Zeitschritt bekannt.

Für **Kapazitätszweig** analog

$$\left(i = C \frac{du}{dt} \right)$$

$$i_{14}(t) = \frac{2C}{\Delta t} [v_1(t) - v_4(t)] + \text{hist}_{14}(t - \Delta t)$$

Für **verlustlose Leitung** mit verteilten Parametern gelten die Wellengleichungen (partielle Differentialgleichungen)

$$\left. \begin{array}{l} -\frac{\partial v}{\partial x} = L' \frac{\partial i}{\partial t} \\ -\frac{\partial i}{\partial x} = C' \frac{\partial v}{\partial t} \end{array} \right\} \text{ mit } L', C' = \text{Induktivität und Kapazität per Längeneinheit,}$$

x Abstand vom Einspeisepunkt

Mit

$$Z = \text{Wellenwiderstand} = \sqrt{L'/C'}$$

$$c = \text{Ausbreitungsgeschwindigkeit} = 1/\sqrt{L' \cdot C'}$$

lassen sich auch für dieses Element Strom und Spannung am Anfang der Leitung ausdrücken in der Form

$$i_{15}(t) = \frac{1}{Z} v_1(t) + \text{hist}_{15}(t-\tau)$$

$$\text{hist}_{15}(t-\tau) = -\frac{1}{Z} v_5(t-\tau) - i_{51}(t-\tau)$$

τ Laufzeit der Welle durch die Leitung

$$\tau = \frac{\text{Leitungslänge}}{c}$$

Damit wird Gl. (1)

$$\left(\frac{1}{R} + \frac{\Delta t}{2L} + \frac{2C}{\Delta t} + \frac{1}{Z} \right) v_1(t) - \frac{1}{R} v_2(t) - \frac{\Delta t}{2L} v_3(t) - \frac{2C}{\Delta t} v_4(t) = i_1(t) - \text{hist}_{13}(t-\Delta t) - \text{hist}_{14}(t-\Delta t) - \text{hist}_{15}(t-\tau)$$

d.h. man erhält eine **lineare algebraische Gleichung** für Spannungen als Unbekannte, wobei die rechte Seite bekannt ist aus den vorhergehenden Zeitschritten.

Für ein Netz mit n Knoten \rightarrow **System von n solchen Gleichungen**

$$[G] \cdot [v(t)] = [i(t)] - [\text{hist}]$$

mit $[G]$ = $n \cdot n$ symmetrische Knoten – Leitwertmatrix

$[v(t)]$ = Vektor der n Knotenspannungen

$[i(t)]$ = Vektor der n Stromquellen

$[\text{hist}]$ = Vektor der bekannten "Vergangenheitsterme"

Lösung solcher linearer Gleichungssysteme durch "Dreiecksfaktorisierung" der Matrix, d.h. Umformung so, dass unterhalb der Diagonale nur Nullen stehen und Ausnutzung der Schwachbesetztheit.

Damit kann man dann **für jeden Zeitschritt** dieses System linearer Gleichungen in einem Repetitionsverfahren durch Vorwärts- und Rückwärts-Substitution lösen und man erhält so den **zeitlichen Verlauf von Knotenspannungen und Zweigströmen**.

Stationäre Lösung notwendig für **Anfangsbedingungen**

Unterprogramme: Berechnung von Leitungs- und Kabelparametern, Maschinen- und Transformatormodelle, Analyse von Regelsystemen (TACS = Transient Analysis of Control Systems bzw. MODELS) etc.

Andere Programme zur Berechnung von Netztransienten:

NETOMAC	Siemens	ähnlich EMTP/ATP
SIMULINK	Matlab	Verschiedene Lösungsmethoden
Sim Power System	"	" "
P Spice		ähnlich EMTP, Schwerpunkt Elektronik
DlgSilent	DlgSilent	Eigenwert-Berechnung, Diff. Gl.

Zeitschritt für die Integration:

Genauigkeit ↑, wenn Zeitschritt ↓

Datenmenge ↑, wenn Simulationsdauer/Zeitschritt ↑

$$\Delta t < T_{\min} \quad \text{oder} \quad \Delta t < \frac{1}{10 \cdot f_{\max}} \quad \text{oder} \quad \Delta t < \tau / 2$$

Wenn Kontrollrechnung mit halbiertem Zeitschritt das gleiche Resultat ergibt, ist der erste Zeitschritt klein genug.

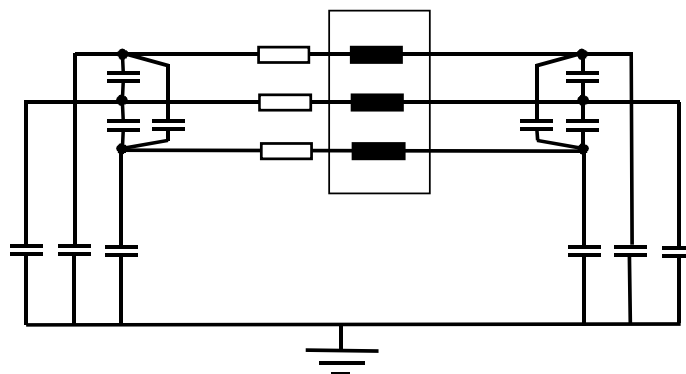
4. Netzkomponenten

Widerstände unproblematisch, wenn $10^{15} > R > 10^{-15}$.

Reine **Induktivitäten und Kapazitäten**: bei Schaltvorgängen u.U. numerische Instabilitäten → Bedämpfung und/oder Wahl eines kleineren Zeitschritts

Praktisch wichtige Modelle: Leitungen und Kabel, Transformatoren und Generatoren, Überspannungsableiter, Schalter. Je nach Frequenzbereich des interessierenden Vorgangs unterschiedliche Modelle.

Für **temporäre Überspannungen** → **Leitungen** als Pi-Glieder mit Kopplung zwischen den Phasen



Maximale Länge s_{\max} einer Leitung, die als ein einziges Pi -Glied modelliert ist [6]

$$s_{\max} = \frac{c}{5 f_{\max}}$$

mit $s_{\max} =$ maximale Leitungslänge für Pi -Glied

- c = Ausbreitungsgeschwindigkeit = $1/\sqrt{L'C'}$
- f_{max} = grösste noch korrekt wiedergegebene Frequenz

Frequenzabhängigkeit von R und L der Freileitungen aus [3]:

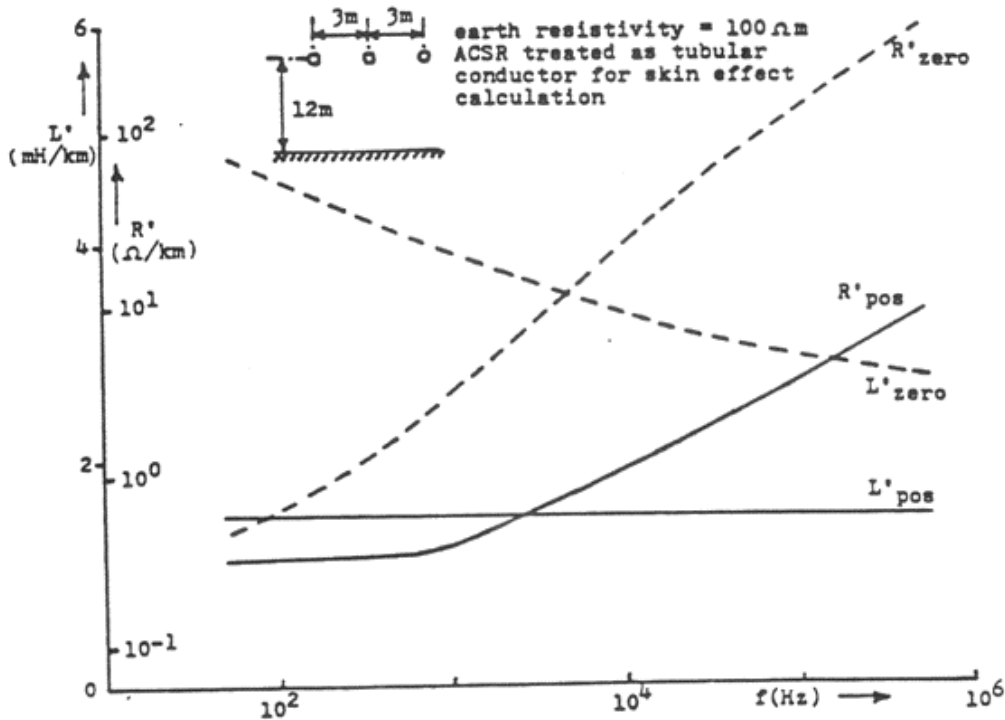


Fig. 4.20 - Positive and zero sequence resistance and inductance of a three-phase line

Kapazitätsbeläge hingegen sind frequenzunabhängig.

Für sehr schnelle Vorgänge wie **Blitzüberspannungen** → **Modelle mit verteilten Parametern**, also Wellenwiderstände und Laufzeiten

Analoge Modelle für Kabel: Kapazität/Längeneinheit wesentlich grösser, Ausbreitungsgeschwindigkeit wegen des festen Dielektrikums nur rd. 50% der Lichtgeschwindigkeit.

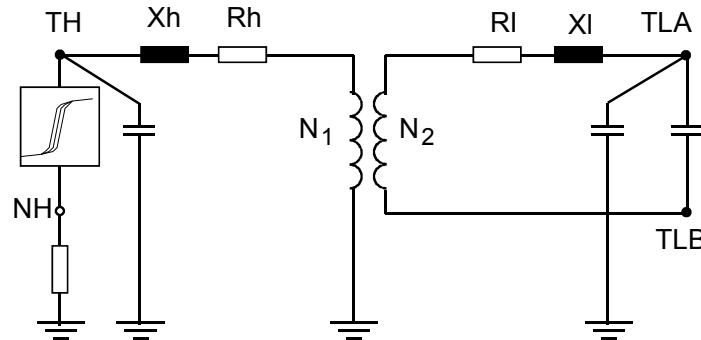
Schaltanlagen: bei Freiluftanlagen Leitungsmodelle, bei gekapselten Anlagen Kabelmodelle ($\epsilon_r=1$)

Transformatoren: bei Blitzüberspannungen nur Stosskapazität der entsprechenden Wicklungsseite; Erfahrungswerte [5]:

- C ≈ 1 ÷ 3nF (65kV – 550kV)
- C ≈ 0.52 · S_n^{0.4} (S_n in MVA;), für Autotrafos

Für Spannungsübertragung auf Sekundärseite → sehr komplexe Modelle notwendig, Daten kaum bekannt.

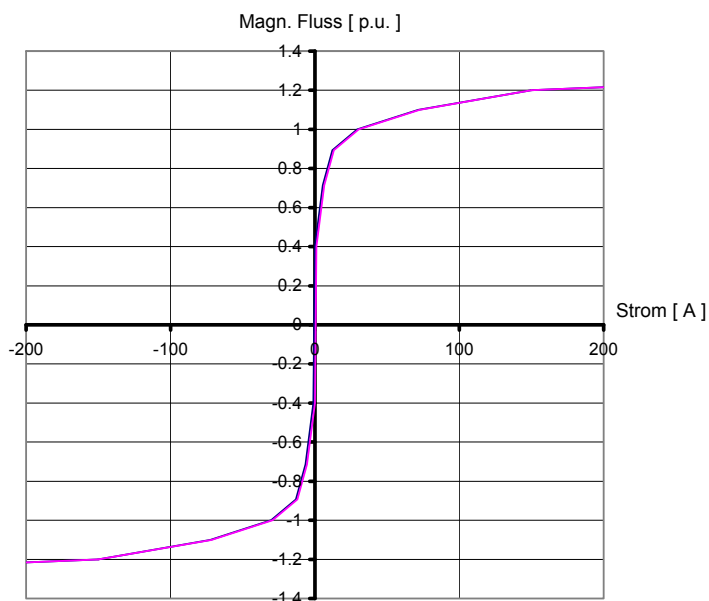
Für Vorgänge im Bereich von Nennfrequenz bis einige kHz: bekanntes Transformatormodell, ergänzt durch Sättigungscharakteristik.



Schema Transformator (1-polig)

Sättigungsverhalten wichtig beim Einschalten und bei Lastabwurf

MAGNETISIERUNGSKURVE TRAFU 10MVA



Ähnliche Modelle für Spannungs- und Stromwandler → Ferroresonanz und Kippschwingungen, Sättigungsverhalten

Transformatormodellierung ist alles andere als trivial.

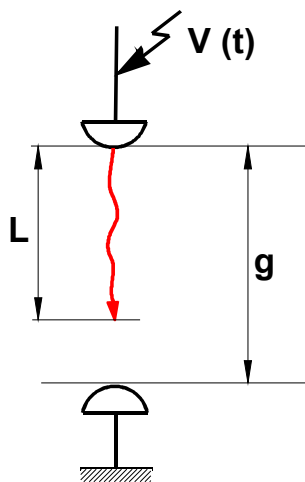
Überspannungsableiter: Metalloxidableiter → nichtlinearer, spannungsabhängiger Widerstand und Serieinduktivität für Länge des Ableiters und Länge der Erdverbindung ($1\mu\text{H/m}$)

Spannungs- und Stromquellen: beliebige Verläufe möglich, solange physikalisch sinnvoll

Sehr genaue Maschinenmodelle unter Einbezug der Turbinen- bzw. Lastseite (Massenträgheit, Geschwindigkeit und Momente) und der entsprechenden Regelungen (Spannungsregler, Turbinenregler), z.B. für Stabilitätsuntersuchungen

Schalter: Idealer Schalter, beschaltbar mit Kapazitäten, Widerständen, Lichtbogen-spannungen etc. Schliessen und Öffnen zeitabhängig oder abhängig von beliebigen elektrischen oder mechanischen Parametern (Dioden, Thyristoren oder andere elektrische Schaltelemente)

Spezialfall eines Schalters: **Vorwachsen einer Leaderentladung** in Luft mit darauffolgendem Überschlag



Air Gap Leader Modell
(Überschlagsentwicklung)

$$\frac{dL}{dt} = K \cdot V(t) \left[\frac{V(t)}{g-L} - E_0 \right]$$

$$K = 1.0$$

$$E_0 = 670 \text{ kV/m}$$

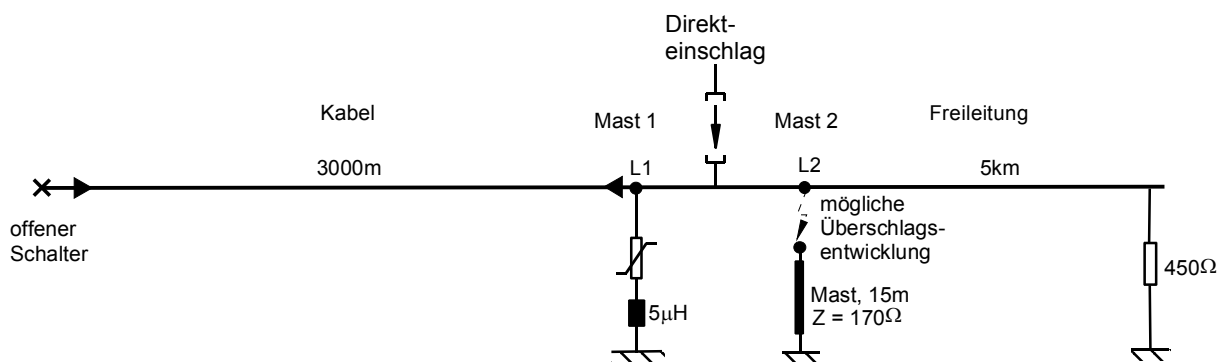
Liefert realistische Verhältnisse bei Blitzspannungsuntersuchungen. Entwicklung eines Überschlags benötigt Zeit.

5. Beispiele

Zwei einfache Beispiele für die Berechnung von Transienten.

Blitzüberspannung

Übergang Freileitung - Kabel 150kV

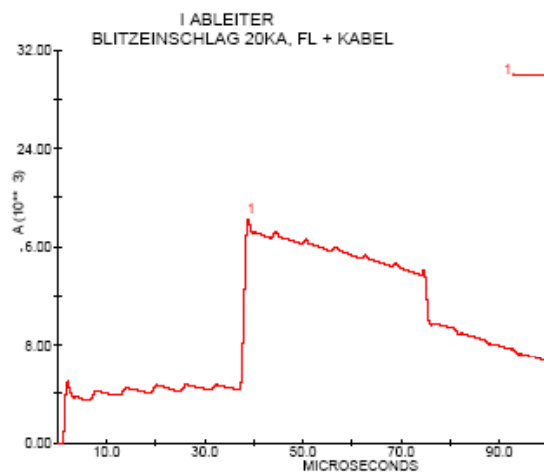
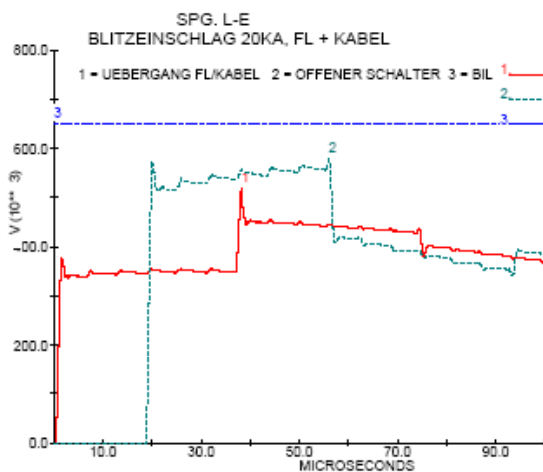


Einfache 150kV-Anordnung: Freileitung, Endmast mit Übergang auf Kabel, Überspannungsableiter an diesem Übergang, Kabel von 3000m Länge und am Ende ein offener Schalter als ungünstigste Konfiguration; Wellenwiderstands- und Laufzeitmodelle. Stosshaltespannung der Komponenten 650kV

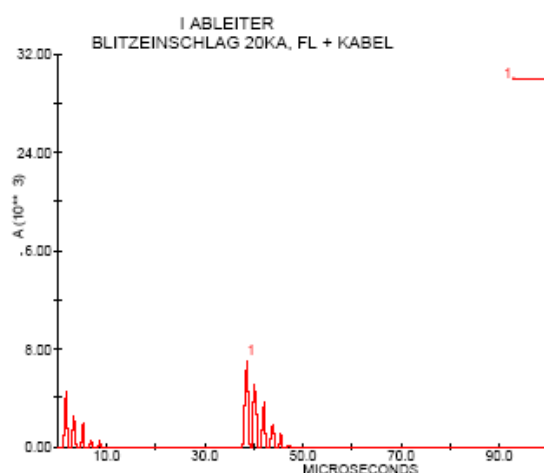
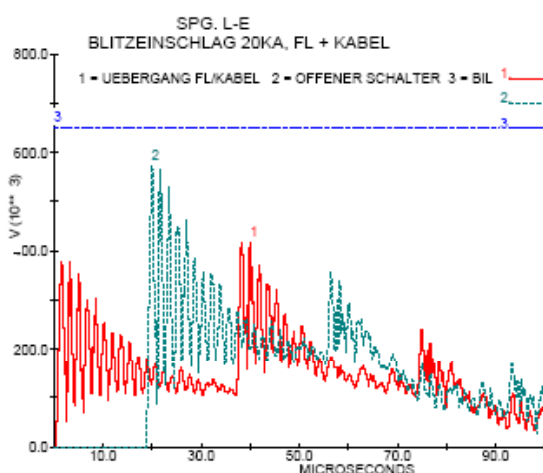
Blitzeinschlag in das letzte Spannfeld.

Maximale Blitzstromamplitude für einen Einschlag in einen Phasenleiter ist durch die Schirmwirkung des Erdseils begrenzt ("elektro-geometrisches Modell"); hier 20kA .

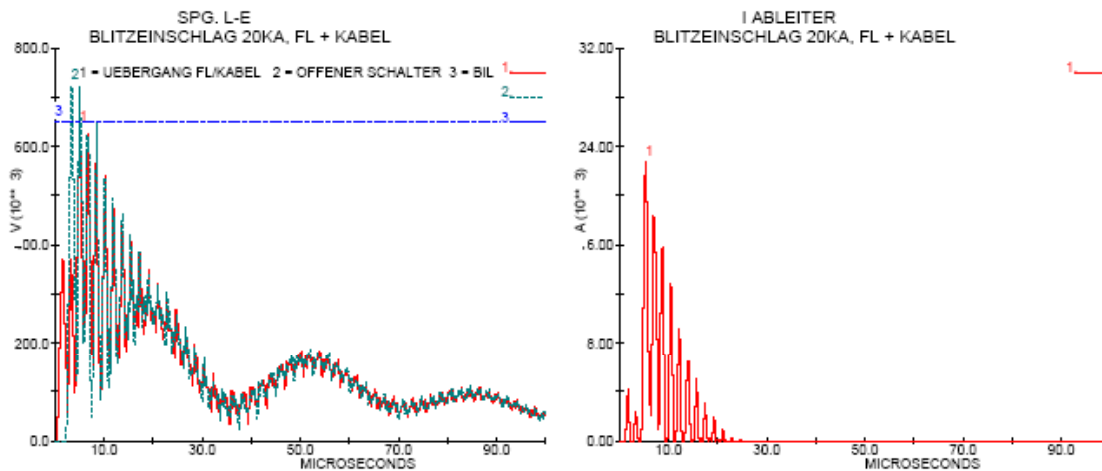
Nur linke Seite: die auf der Leitung einlaufende Spannungswelle wird durch den Übergang auf das Kabel und den Ableiter auf 370kV begrenzt und am offenen Ende reflektiert. Wegen hoher Dämpfung (langes Kabel) Maximalwert nur 580kV, < 650kV (BIL)



Real: Überschlagsentwicklung am nächsten Mast → "abgeschnittener Stoss". Spannung am Mast 2 bricht zusammen → hochfrequente und stark gedämpfte Spannungsschwingung zwischen Mast 1 und 2 (400kHz).



Bei kürzerem Kabel (300m) → Dämpfung kleiner, deutlich ungünstigeres Bild. Maximale Spannung am offenen Schalter überschreitet BIL.



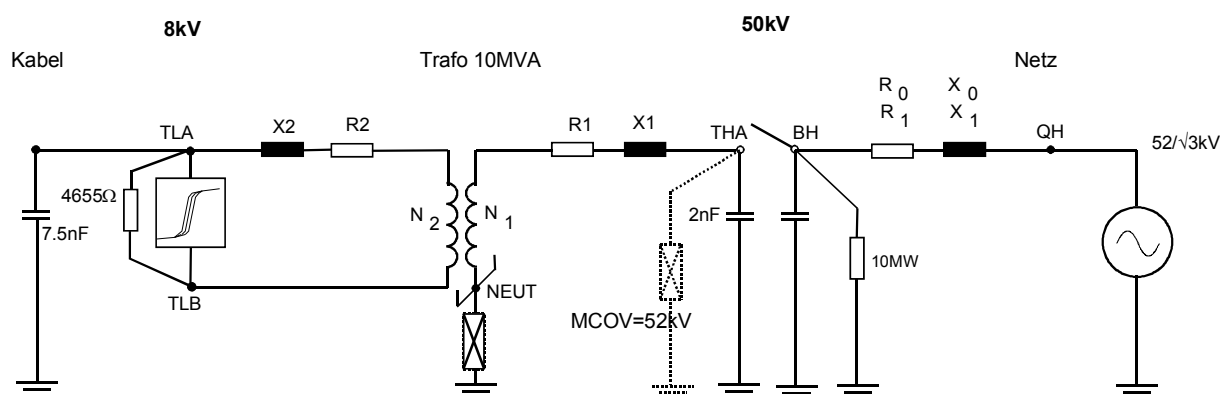
Auch in Schaltanlagen sind solche Überschlüge an Isolatoren möglich → andere Spannungsverläufe.

Modellbildung soll nicht nur bezüglich der Anlagekomponenten, sondern auch bezüglich des Umfelds korrekt sein.

Schaltspannungen beim Abreißen von abklingenden Inrushströmen

Realer Fall: unbelasteter Transformator 10MVA, 50/8kV OS-seitig wiederholt ein- und sofort wieder ausgeschaltet → starke elektrische Entladungen in Form von Überschlügen zwischen den Phasen und Phase gegen Erde.

Schalter neigen zum Abreißen von kleinen Strömen; Abreissströme liegen im Bereich von einigen A bis im Extremfall 40A, schwach abhängig vom Schaltprinzip. Annahme: Abreissstrom = 10A.

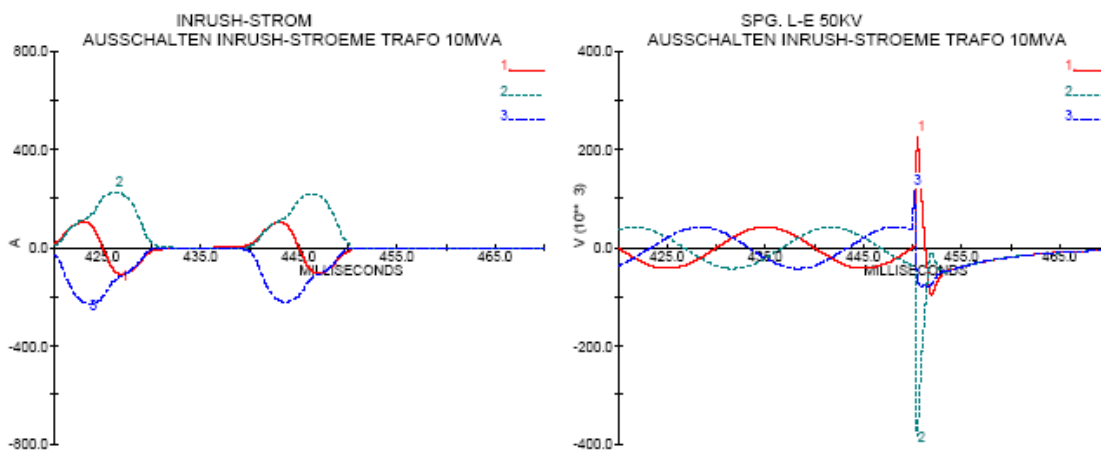


SIMULATIONS-SCHEMA AUSSCHALTEN INRUSH-STROM (1-polig)

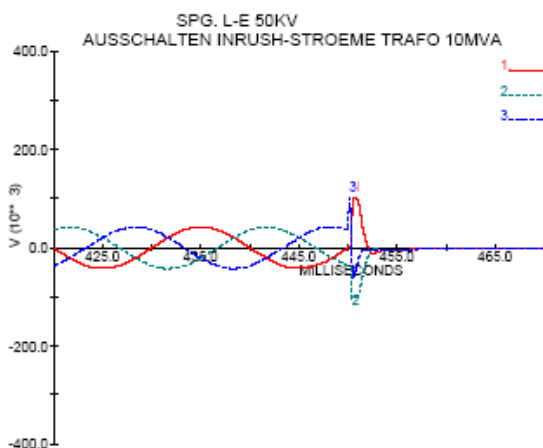
Magnetisierungskurve bis $1.1U_n$ aus den Messwerten des Prüfprotokolls abgeleitet, darüber typische Transformator肯ndaten ($B_{\text{enn}} = 1.63\text{T}$, $B_{\text{Kniepkt.}} = 2.03\text{T}$). Kapazitäten entsprechen Kabelkapazität, d.h. $2\text{nF} \approx 7\text{m}$ Kabel OS-seitig. Die maximalen

Inrushströme dieses Transformators betragen rd. 650A OS-seitig und klingen sehr langsam ab.

Auch Abreissen von kleinen Inrushströme führt beim Ausschalten zu extrem hohen Überspannungen am Transformator (7p.u. L-E). Die Frequenz dieser Überspannung liegt bei rd. 450Hz, nach einer Periode praktisch verschwunden. Im Verlauf der Inrushströme wird das Abreissen des Stroms kaum sichtbar.



Überspannungsableiter am Transformator reduzieren die Spannungsspitzen auf harmlose 2.1p.u.



Ein- und sofortiges Wieder-Aus-Schalten ist bei Inbetriebsetzungen und Prüfschaltungen durchaus möglich.

Die heutigen Transientenberechnungsprogramme erlauben die Modellierung praktisch aller in der Praxis und Theorie möglichen Netzkomponenten. Die Kunst des Anwenders besteht darin

- die für das zu lösende Problem **hinreichend genauen Modelle** zu finden. Dazu gehört auch, Unwesentliches wegzulassen.
- die **kritischen Fälle** zu bestimmen
- die **Modelle zu prüfen** (klassisch: Leerlauf, Kurzschluss)

die **Resultate** der Simulationen **kritisch zu hinterfragen** und u.U. quer-zu-prüfen z.B. durch Wahl von Extremfällen und Zeitschritthalbierung

Literatur

- [1] Rüdenberg, Elektrische Schaltvorgänge, 5. Auflage, H. Dorsch, P. Jacottet, Springer, 1974
- [2] Allan Greenwood: Electrical Transients in Power Systems, John Wiley & Sons, 1991
- [3] EMTP Theory Book, Bonneville Power Administration, Portland, Oregon, H.W. Dommel, 1986
- [4] Alternative Transients Program (ATP) Rule Book, Canadian/American User Group, W.S. Meyer et al., 1987-92
- [5] IEC TR 60071-4 Insulation co-ordination – Part 4: Computational guide to insulation co-ordination and modelling of electrical networks, 2004-06
- [6] CIGRE Working Group 33.02 (1990) Guidelines for Representation of Network Elements when Calculating Transients
- [7] IEEE Fast Front Transients Task Force: Modelling Guidelines for Fast Front Transients, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 11, No.1, Jan. 1996

FKH- / VSE-Fachtagung

11. November 2008

Überspannungen und Isolationskoordination im Hochspannungsnetz

Blitzschutz von Schaltanlagen und Freileitungen

Dr. David Orzan

Energy Consulting Group, Zürich

David Orzan ist 1971 in Rochefort sur mer, Frankreich, geboren. Er diplomierte im Juni 1994 an der Ecole Supérieure d'Electricité (Supélec, Paris) und absolvierte eine Dissertation an der ETH Lausanne im Dezember 1997. Danach schloss er im Jahr 2004 ein MBA-Programm der Rochester Universität (USA) ab.

Er begann seine berufliche Tätigkeit bei der BKW (Bernische Kraftwerke) im Januar 1998, wo er in verschiedenen Positionen 10 Jahre lang arbeitete. Während der letzten 5 Jahre war er Mitglied des oberen Kaders und Leiter der Abteilung, zuständig für das Engineering der Unterstationen sowie der Leitungen des Hochspannungsnetzes. Seit September 2008 arbeitet er als Consultant in der Energiewirtschaft bei Energy Consulting Group.

Blitzschutz von Schaltanlagen und Freileitungen

David Orzan

Energy Consulting Group, Zürich

Abstract

Die Präsentation behandelt einige typische Fragestellungen in Zusammenhang mit dem Schutz vor Blitzeinschlägen resp. vor Blitzüberspannungen, mit welchen der Ingenieur beim Bau von Schaltanlagen oder Freileitungen konfrontiert ist. Nach einer kleinen Einführung über die relevanten Grundlagen des Blitzschlags werden folgende Themen behandelt:

- Schutz von Freiluftanlagen vor direkten Blitzeinschlägen
- Schutz von GIS
- Schutz von Freileitungen vor direkten Blitzeinschlägen
- Schutz des Schirms von Einführungskabeln
- Verwendung von Inline-Überspannungsableiter

Die Auswahl der Massnahmen zum Schutz vor Blitzüberspannungen ist stets das Ergebnis einer Abwägung verschiedener Faktoren wie:

- Risikobereitschaft des Betreibers
- Wichtigkeit der Anlage
- Isolationsfestigkeit der Anlage
- Statistik der Blitzeinschläge in der Region
- Örtliche Gegebenheiten (Platzverhältnisse, Erdungssituation, Vorhandensein anderer Infrastrukturen, ...)
- Budget
- Betriebsphilosophie und nationale Standards/Gesetze

Das Konzept kombiniert typische Massnahmen wie Schirmung, Überspannungsableiter und Erdung. Es basiert auf anerkannten Standards und Publikationen und wird in speziellen Fällen mit transienten Simulationen getestet.

Der Autor dankt der BKW FMB Energie AG für die wertvollen Erfahrungen, die er in diesem Bereich machen durfte und für die Zustellung von Informationen zur Erstellung dieser Präsentation.



Blitzschutz von Schaltanlagen und Freileitungen

David Orzan

FKH Tagung, Rapperswil, 11. November 2008

Seite 1

Inhalt der Präsentation

- Einführung und Grundlagen über den Blitz für Engineering-Zwecke
- Schutz von Freiluftanlagen vor direkten Blitzeinschlägen
- Schutz von GIS
- Schutz von Freileitungen
- Verwendung von In-Line-Überspannungsableitern
- Schutz des Kabels mit einseitig geerdetem Schirm
- Asset Management
- Schlussfolgerung und Diskussion

Seite 2

In dieser Präsentation werden nur die schnellen Transienten betrachtet

Class	Low frequency		Transient		
	Continuous	Temporary	Slow-front	Fast-front	Very-fast-front
Voltage shape					
Range of voltage shapes	$f = 50 \text{ Hz or } 60 \text{ Hz}$ $T_1 \geq 3 \text{ 600 s}$	$10 \text{ Hz} < f < 500 \text{ Hz}$ $3 \text{ 600 s} \geq T_1 \geq 0,03 \text{ s}$	$5 \text{ 000 } \mu\text{s} \geq T_p > 20 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 20 \text{ ms}$	$20 \mu\text{s} \geq T_1 > 0,1 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 300 \mu\text{s}$	$100 \text{ ns} \geq T_1 > 3 \text{ ns}$ $0,3 \text{ MHz} < f_1 < 100 \text{ MHz}$ $30 \text{ kHz} < f_2 < 300 \text{ kHz}$ $T_1 \leq 3 \text{ ms}$

Seite 3

Der Blitz vom Engineering-Standpunkt

- Unterteilung der Blitzentladungen nach:
 - Entladung zwischen zwei Wolken oder zwischen Wolken und Erde
 - Polarität der Ladungen in der Wolke: positiv oder negativ
 - Richtung der Entladungswelle: Wolke → Boden oder umgekehrt

- Circa 15% der Entladungen erreichen die Erde
- Diese Blitzeinschläge sind mehrheitlich negativer Polarität, downwards, und bestehen aus mehreren Entladungen (3 typischerweise, die nachfolgenden Entladungen haben kleinere Amplituden, 40 % des ersten Blitzeinschlags)
 - Diese Blitzeinschläge werden für Engineering und Planungsstudien berücksichtigt.

Seite 4

Der Blitzeinschlag und der Blitzstrom sind statistische Größen

- Scheitelwert
- Steilheit
- Verteilung über die Jahreszeiten
- Impakt-Stelle

- → ... sind statistische Größen, die die Risiken bestimmen

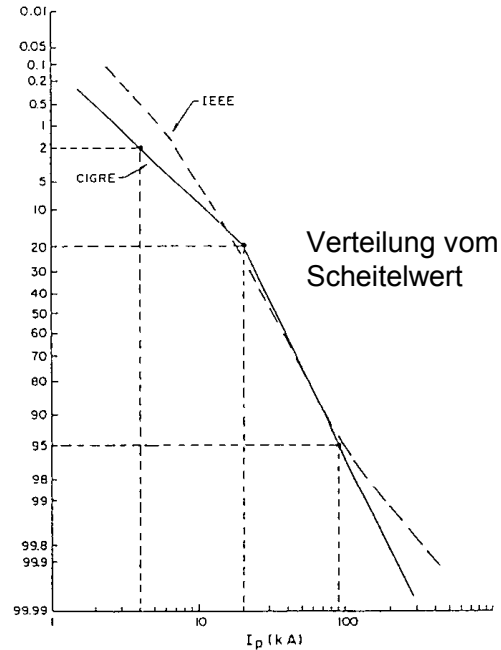
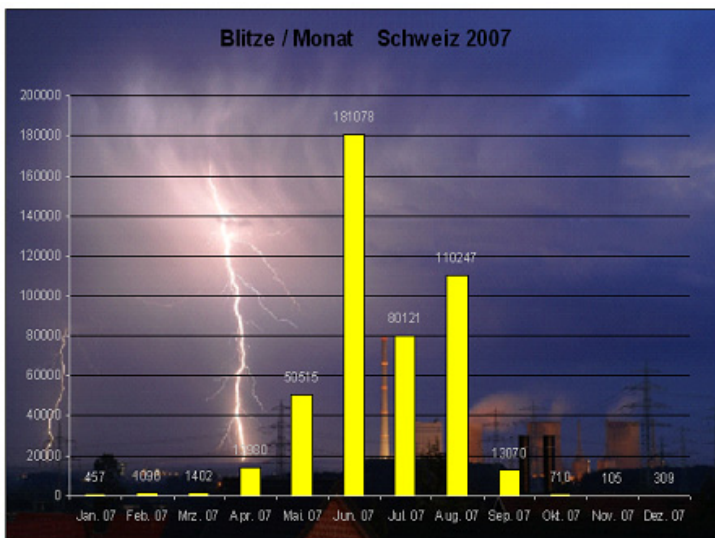


Fig 10 - Reference distributions for negative lightning current amplitudes.

Seite 5

Blitzeinschläge in der Schweiz



- Circa 350'000 Blitzeinschläge pro Jahr
- Davon erreichen 15% die Erde
- Durchschnittliche Blitzeinschlagsdichte: 3.5 /km²/Jahr
- Jedoch regionen-abhängig

www.blids.de ,

Blitze aller Typen
(zwischen Wolken, gegen Erde, negativ, positiv)

Seite 5

Die Blitzentladung - Ein konkaver Stromimpuls

- Steiler als die üblichen Biexponentiellen

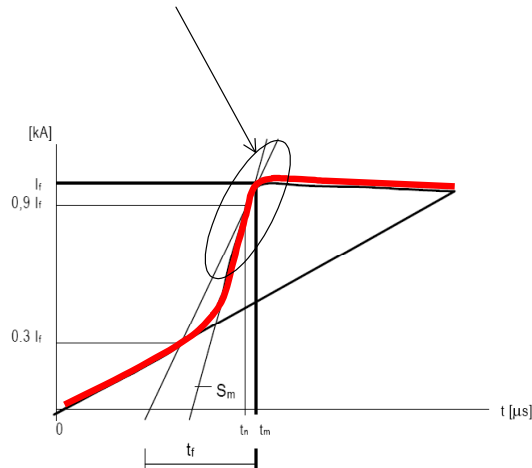


Figure 14 - Cigre-concave shape (I_f is the crest current, S_m is the maximum front steepness, t_r is the equivalent front duration) (Source : from the figure 12 p¹⁷ of [6])

The CIGRE-concave shape shown above in Figure 14 represents more accurately the concave front of a lightning stroke and gives usually more realistic results. [6] proposes a method to evaluate from lightning statistics data the parameters of a corresponding analytical expression.

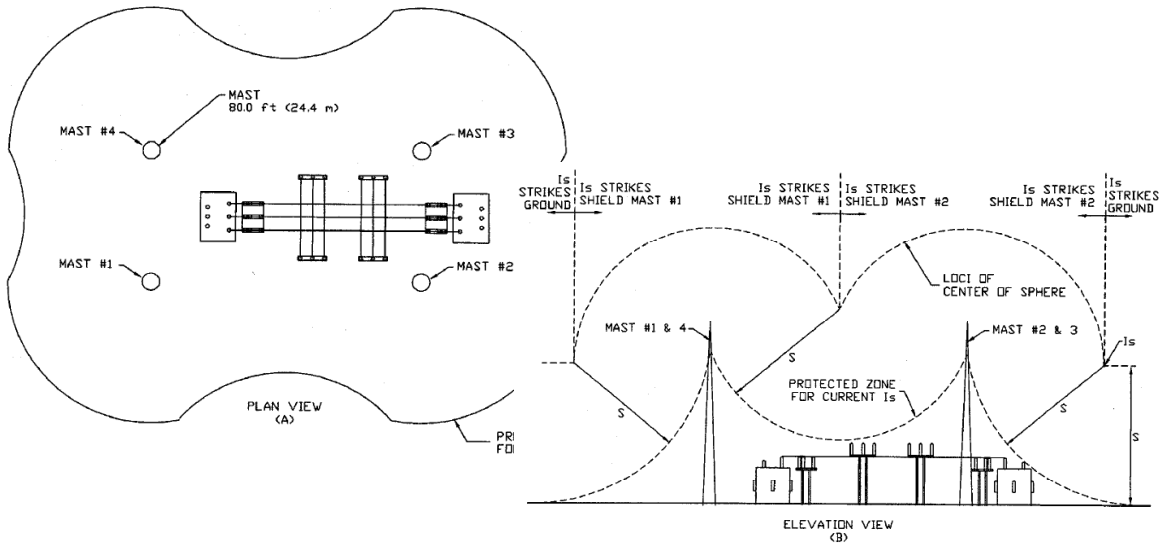
Seite 6

Das elektrogeometrische Modell

- Konzepte: Striking distance, capture zone, attraction radius
- Kombination von komplexen Theorien und empirischen Untersuchungen
- Relevante Informationen für praktische Zwecke:
 - Empfehlungen nach DIN VDE 0101
 - IEEE Std 998-1996, Guide for Direct Lightning Stroke Shielding of Substations

Seite 7

Prinzip der rollenden Kugel



Source: Adapted from [B74]

Figure 5-7 – Multiple shield mast protection for stroke current I_s

Seite 10

Schutz vor direktem Blitzeinschlag, vereinfachte Methode

- Meistens in Ordnung für unproblematische Situation

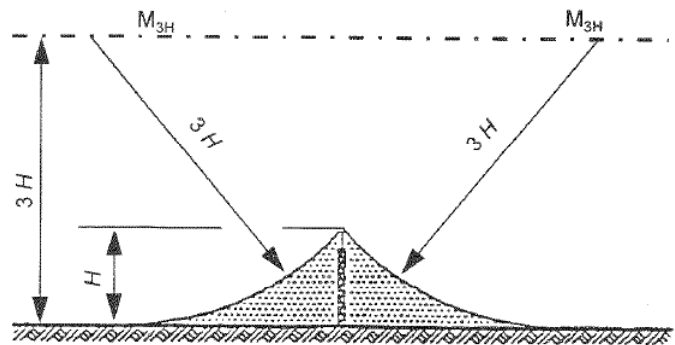


Figure H.3: Single lightning rod

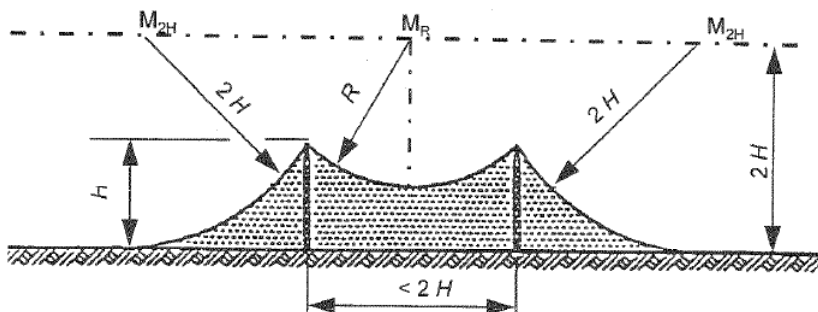
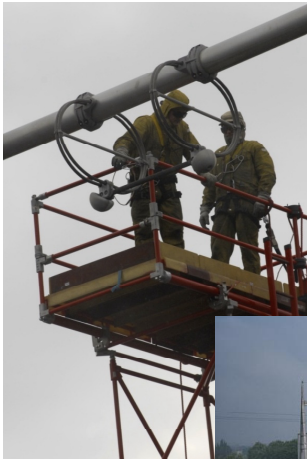


Figure H.2: Two shield wires

Seite 11

Erdseile oder Spitzen, wo ist die Wahrheit?

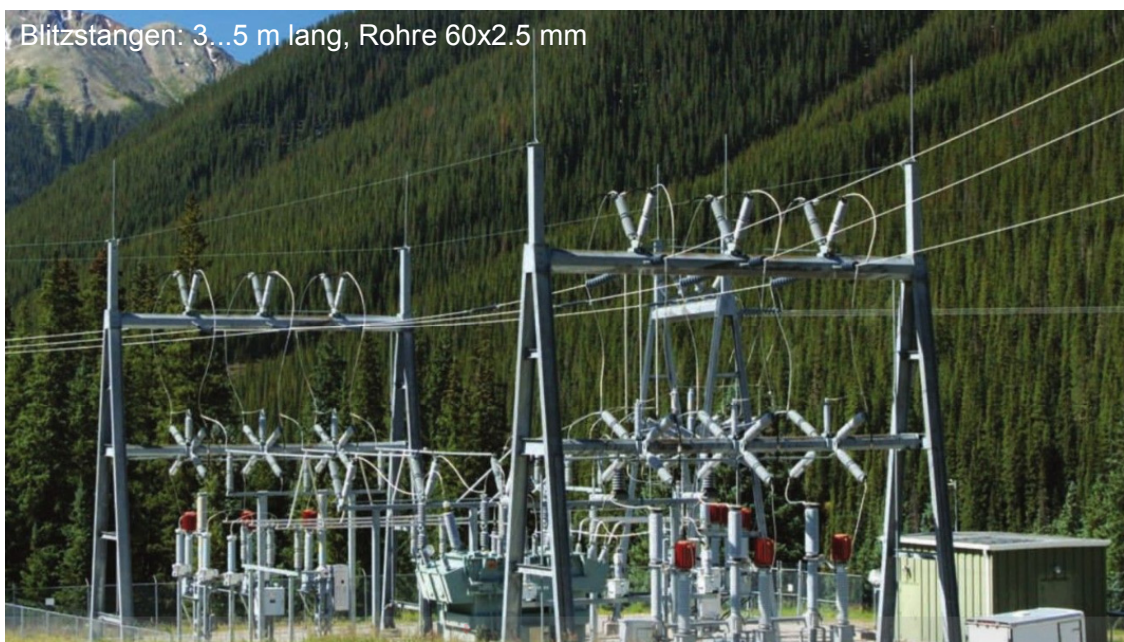


- Mögliche Erklärungen der unterschiedlichen Konzepte weltweit:
 - Erfahrung (if it works, do not improve)
 - Betriebsanforderung (Arbeit unter Spannung)



Seite 12

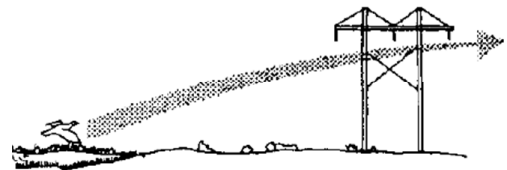
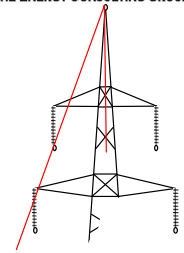
Beispiel eines gründlichen Blitzschutzes mit Kombination von Spitzen und Erdseilen



Seite 13

Blitzschutz von Freileitungen

- Für die Übertragungsleitungen (380/220 kV) wird ein Schutzwinkel kleiner als 30° angestrebt.
- Für die Weitspannleitungen der überregionalen Netze (näher zu bewohnten Gebieten) ist es manchmal schwierig, kleine Schutzwinkel resp. hohe Leitungsmasten zu bauen.
→ Landschafts- und Vogelschutz-Probleme



- Eine gute Erdung vom Mast gehört zu den Blitzschutzmassnahmen (Reduktion vom Risiko eines rückwärtigen Überschlages).

Eigenschaften der Schutzfunkenstrecken

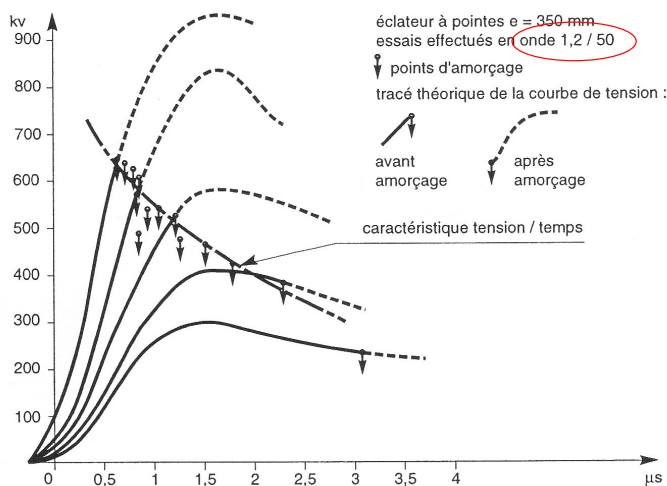


fig. 22 : comportement d'un éclateur à pointes, en choc de foudre normalisé, en fonction de la valeur de crête.

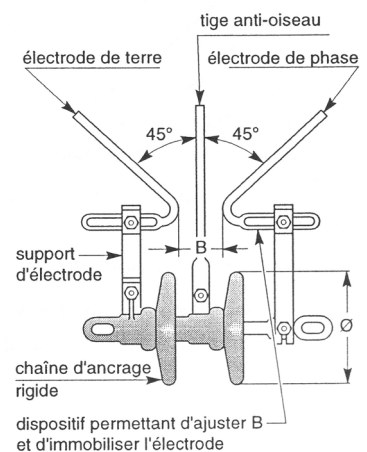


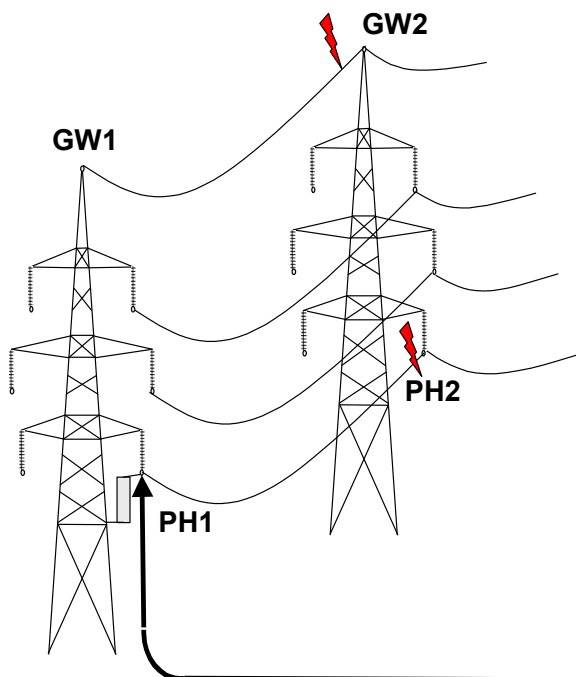
fig. 21 : un éclateur MT avec tige anti-oiseaux
exemple : sur les réseaux EDF 24 kV, B ≈ 25 mm.

Problematik der Schutzfunkenstrecken

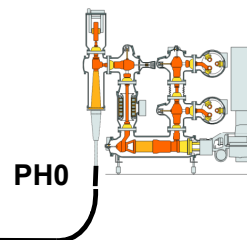
- Grober Schutz: Schutzniveau abhängig vom zeitlichen Verlauf der Überspannung und von der Luftfeuchtigkeit
- Verursacht einen Kurzschluss mit allen Nachteilen (Unterbrechung, Kurzschlusskräfte, Erdungsspannung, ...)
- Verursacht steile Überspannungen (geschnittene Spannungswelle, Choped wave) → Gefahr für die Hochspannungskomponente
- Empfehlung:
 - Keine Funkenstrecke in der Nähe von modernem Ableiter (nicht nötig, nur Nachteile)
 - Demontage der Funkenstrecken und Ersatz durch MO-Ableiter (bei alten Transformatoren oder Kabeldurchführungen sind noch welche zu finden)

Seite 16

Typische Situation bei GIS (Beispiel einer 220-kV-GIS)



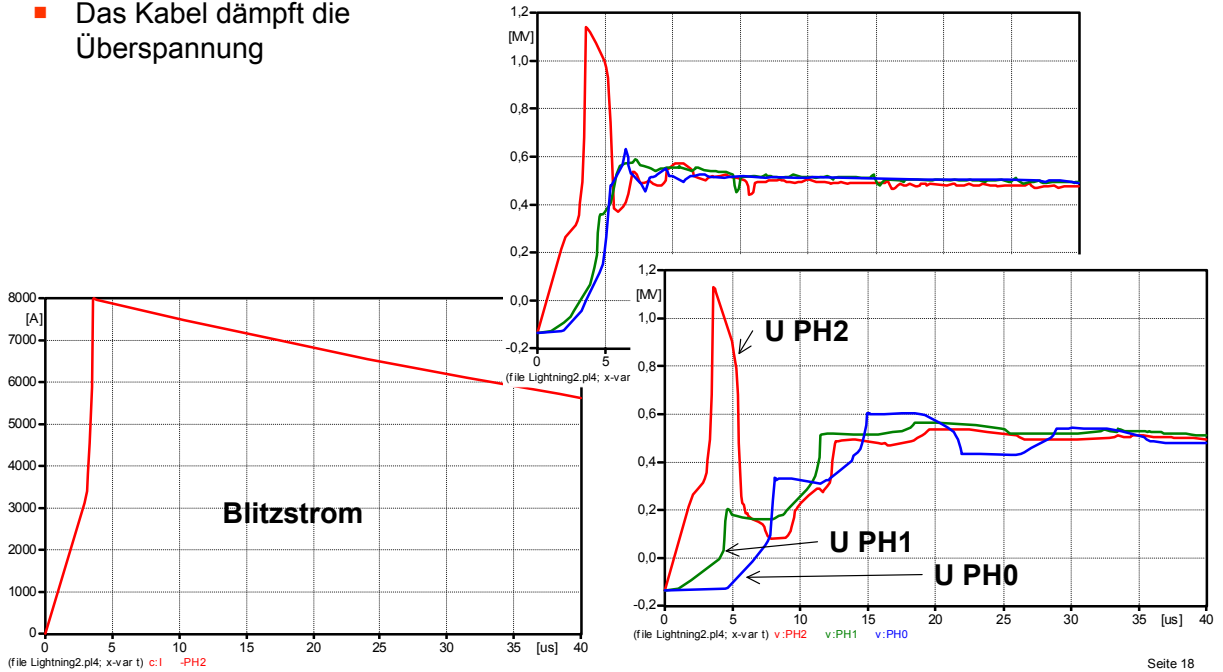
- Klassische Frage bei der Projektierung einer GIS: Sind Ableiter in der GIS notwendig?
 - Direkter Einschlag in einem Phasenleiter (PH2)
 - Rückwärtiger Überschlag (Einschlag im Erdseil in GW2)



Seite 17

Direkter Einschlag im Phasenleiter ohne Überschlag an der Isolatorkette

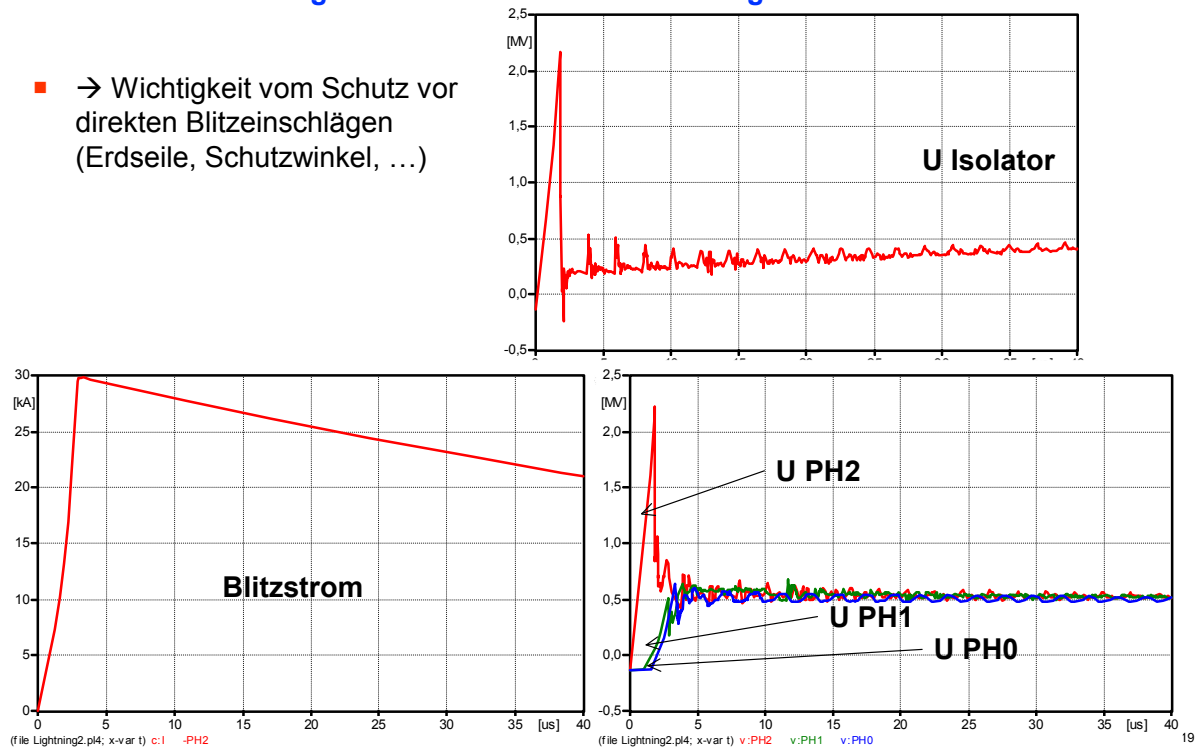
- Das Kabel dämpft die Überspannung



Seite 18

Direkter Einschlag im Phasenleiter mit Überschlag an der Isolatorkette

- Wichtigkeit vom Schutz vor direkten Blitzeinschlägen (Erdseile, Schutzwinkel, ...)



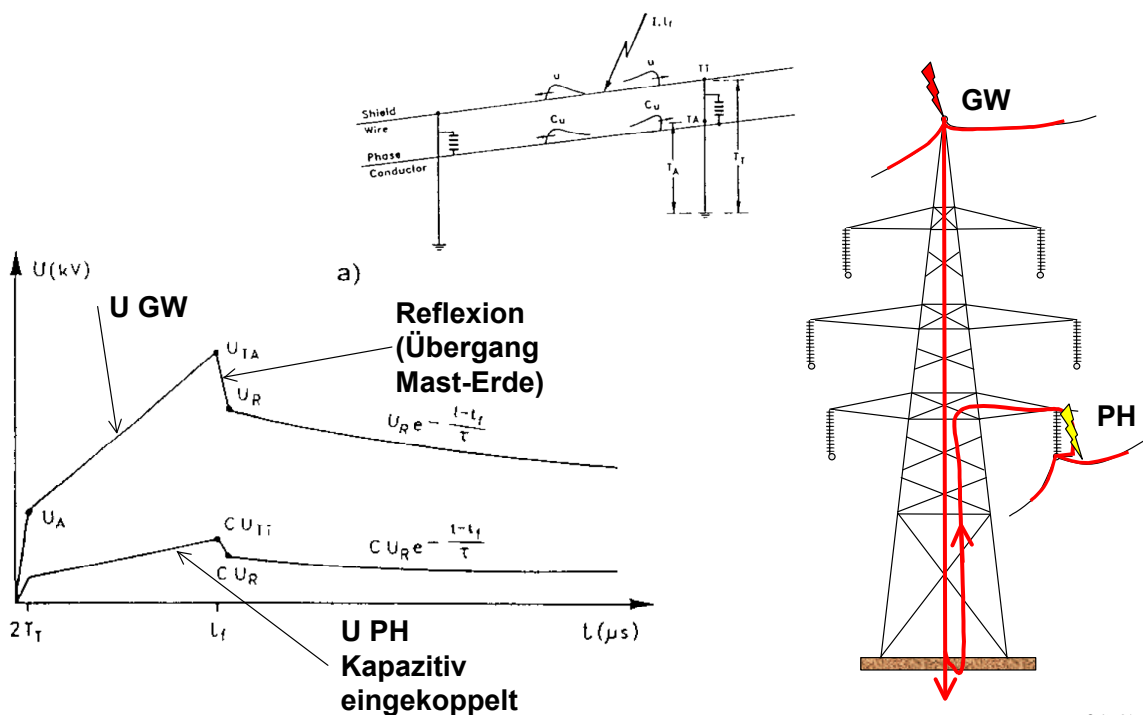
19

Rückwärtiger Überschlag

- Die rückwärtigen Überschläge sind selten, jedoch wegen der resultierenden steilen Überspannung gefährlich (abgeschnittene Welle)
- Die Spannung entlang der Isolator-kette besteht aus:
 - Überspannung durch den Blitzstrom im Mast
 - Reflexion aus dem Übergang Mast-Erde
 - Erdungsspannung vom Mast
 - 50Hz-Spannung (oft angenommen als konstant resp. gleich dem Mittelwert, $-0.83 U_{peak}$)
 - Kapazitiv eingekoppelte Spannung (Anteil der Blitzüberspannung vom Erdleiter)
- Massnahmen zur Reduktion vom Risiko
 - Reduktion vom Mastübergangswiderstand der Masten in der Nähe der Schaltanlage (über einige km)
 - Bei Bedarf 2 Erdseile (Reduktion vom Wellenwiderstand vom Erdseil, Erhöhung von kapazitiver Einkopplung)
 - Reduktion der Masthöhe (frühere Reflexion aus dem Übergang Mast-Erde)
 - Reduktion der Wellenimpedanz vom Mast

Seite 20

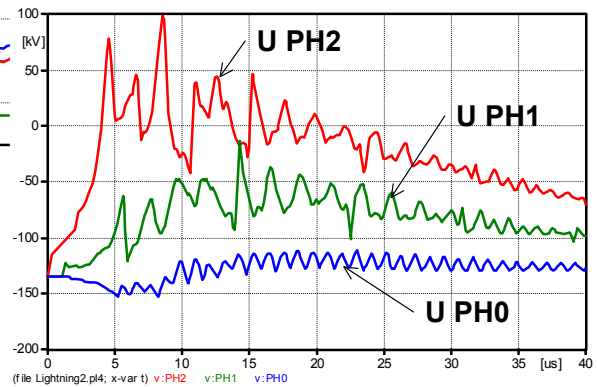
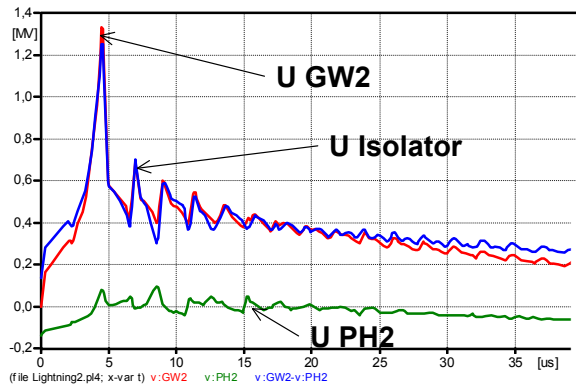
Rückwärtiger Überschlag - Vorgang



Seite 21

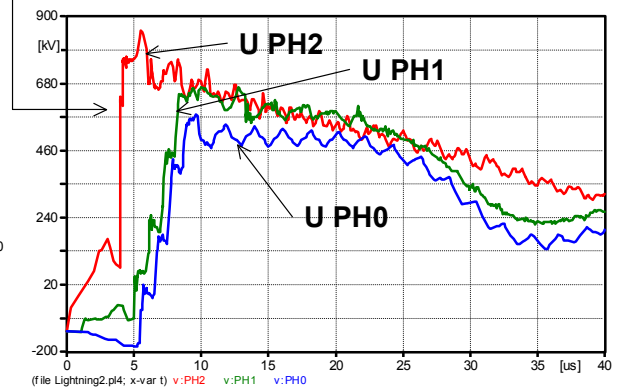
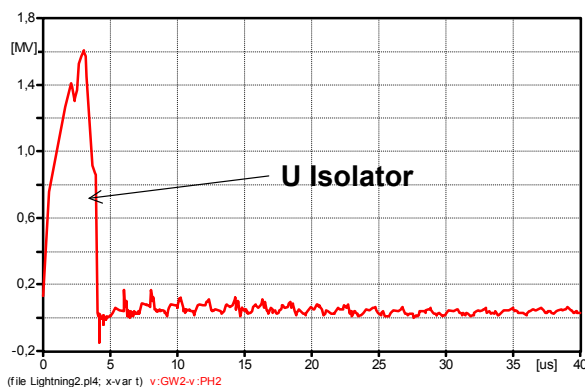
Einschlag im Erdseil ohne rückwärtigen Überschlag

- Blitzstrom vom 50 kA reicht noch nicht, um den rückwärtigen Überschlag zu verursachen (in dieser Situation)



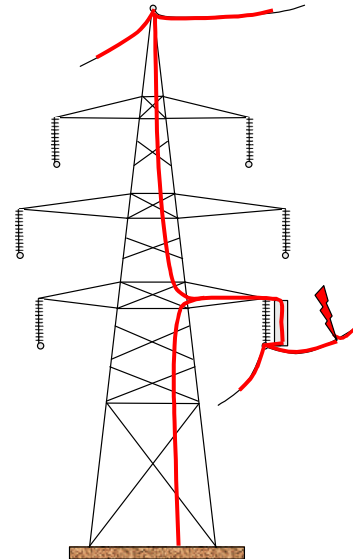
Einschlag im Erdseil mit rückwärtigem Überschlag

- Blitzstrom vom 100 kA
- Steile Überspannungen



In-Line-Überspannungsableiter

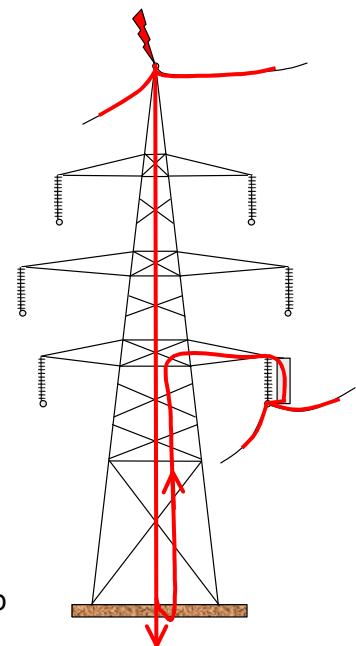
- **Prinzip:** ein Ableiter wird parallel oder anstelle des Isolators angebracht
→ Der Phasenleiter wirkt während einigen 10 μ s wie ein Erdseil.
- **Motivation:** Der Blitz verursacht in den meisten Fällen einen Kurzschluss.
→ Kurzunterbrechung
→ Hohe Erdungsspannungen (an den Masten) wegen dem Erdkurzschluss (einige 10 kV)
- In den Übertragungsnetzen stellen die vom Blitz verursachten Kurzschlüsse mehr als die Hälfte der gesamten Kurzschlüsse, in den Verteilnetzen macht dies ein Viertel aus.



Seite 24

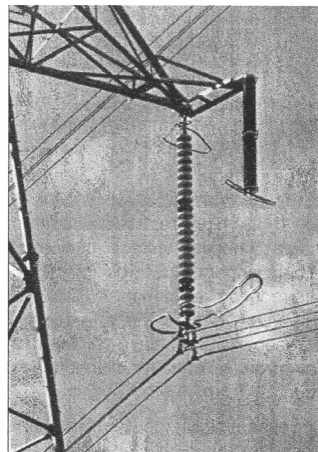
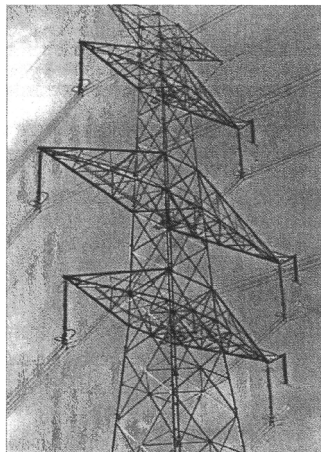
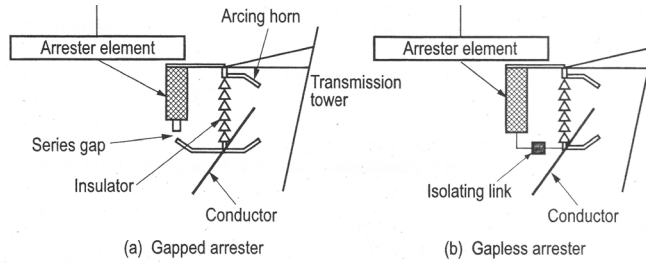
In-line-Überspannungsableiter

- **Anforderungen:** Keine Verminderung der Verfügbarkeit der Freileitung
→ Im Fall von Überlast dürfen die In Line-Ableiter keinen Dauer-Erdkurzschluss verursachen.
- **Konzepte:**
 - Alle Leiter
 - Ein Strang von einer Doppelleitung (Japan, USA)
 - Nur die untere Phase (rückwärtiger Überschlag)
- Das Konzept bedarf einer gesamten Überprüfung
 - Berücksichtigung der anderen Überspannungsableiter
 - Bestimmung der Stelle und der Anzahl der In Line-Ableiter
 - Mit oder ohne Gap
- Hochspannungsprüfungen sind bei In Line-Ableitern mit Gap erforderlich (Feinabstimmung der Funkenstrecke)

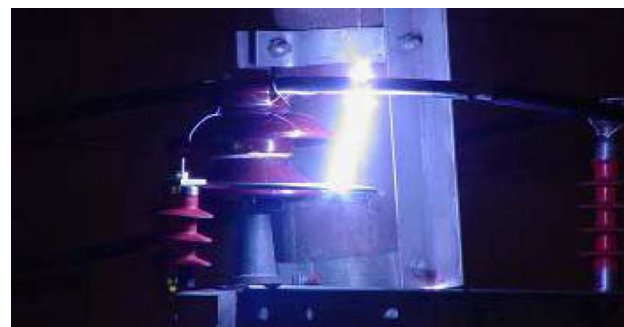
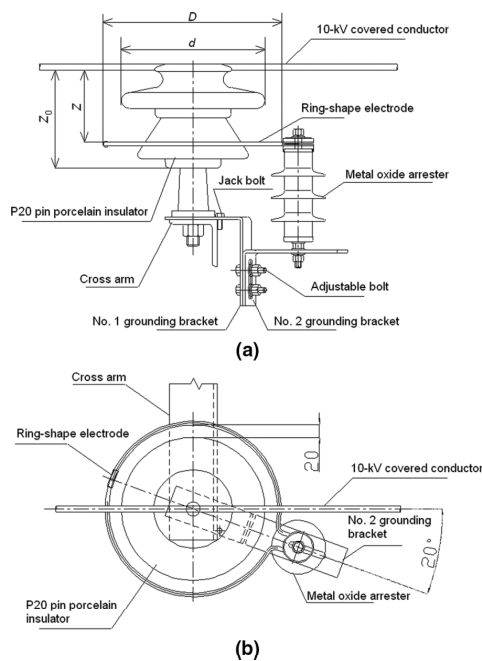


Seite 25

In Line-Überspannungsableiter im Übertragungsnetz



In Line Überspannungsableiter im Verteilnetz

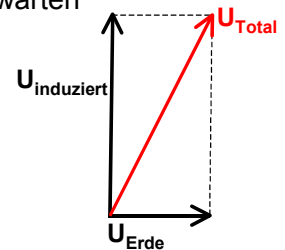


Schutz von isolierten Leitern vor Bruch

(Der durch die Blitzüberspannung verursachte Kurzschlussstrom erwärmt den Leiter an einer kleinen Stelle)

Schutz vom Kabel mit einseitig geerdetem Schirm

- Diverse Parameter sind zu berücksichtigen
 - Vorhandensein eines parallel geführten Erdleiters (massgebend) oder andere leitende Strukturen (Eisenarmierungen, Gleise...)
 - Abstand zu diesem Leiter
 - Erdkurzschlussstrom
 - Länge vom Kabel
 - Erdungswiderstand
 - Spezifischer Erdungswiderstand
- Auszug aus eine BKW-Studie: Kabel (1 km, 630 mm²), I=1kA, $\rho_{\text{Erde}}=500 \Omega \cdot \text{m}$, sind folgende induzierte Spannungen zwischen Schirm und Erde zu erwarten
 - Ohne Erdleiter: U = 700 V
 - Mit Erdleiter (Abstand 20 cm): U=255 V
 - Mit Erdleiter und Tunnel (verschiedene Modelle): 150...170 V
 - Ausserdem ist die Erdungsspannung zu berücksichtigen



Seite 29

Asset Management und Wirtschaftlichkeit

- Thema 1: Das Blitzschutzkonzept (als ein Aspekt der Isolationskoordination) wird für leicht standardisierbare Anlagen (insbesondere Leitungen) mittels Monte Carlo-Simulationen optimiert.
 - raffinierte Simulationen zur Risikobewertung und Wirtschaftlichkeitsanalyse
 - für eine grosse Anzahl von ähnlichen Anlagen sinnvoll
 - typische Vorgehensweise von grossen Netzbetreibern
- Thema 2 (der nächsten Folien): Die alten Anlagen können weiter betrieben werden, wenn sie richtig geschützt werden.
 - Ist der heute eingesetzte Schutz genügend für die veralteten und teilweise geschwächten Anlagen?
 - Schützen die heute eingesetzten Ableiter wirklich noch wie beim Einbau?
 - Ausfälle von diesen Ableitern sind keine Seltenheit
 - → Rückblick über die damaligen Technologien, die immer noch im Einsatz sind.

Seite 29

Die noch eingesetzten SiC-Ableiter sind komplexe Komponenten

Bild 2 – Aufbau des Aktivteils
 1 = Kompletter Funkenstreckenstapel
 2 = Ableitwiderstände
 3 = Distanzschalen (zugleich Steuerkondensatoren)
 4 = Steuerwiderstand
 5 = Bypasswiderstand
 6 = Blaspule

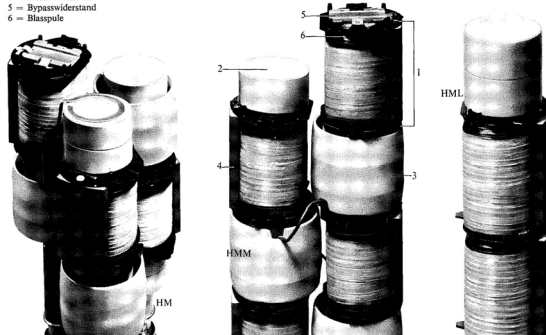
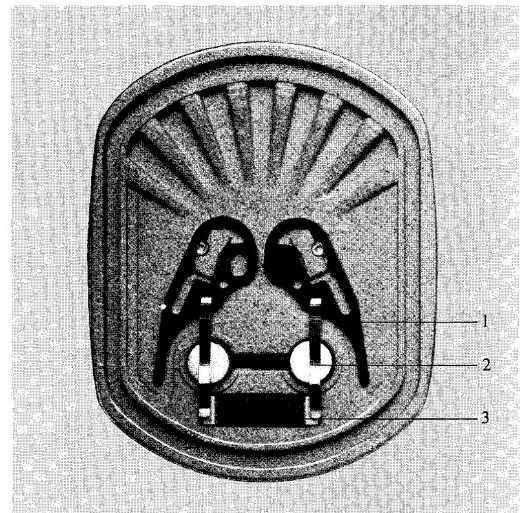


Bild 3 – Platte einer Löschkammer HMX

- 1 = Elektroden
- 2 = Keramische Steuerkondensatoren
- 3 = Steuerwiderstand



- Bekannterweise ist der Schutz der SiC-Ableiter weniger gut als mit den MO-Ableitern.
 - Verzug
 - „Zündspitze“
 - Wellenform abhängiges Verhalten

→ Die alten Anlagen brauchen einen optimalen Schutz

193402.1

207

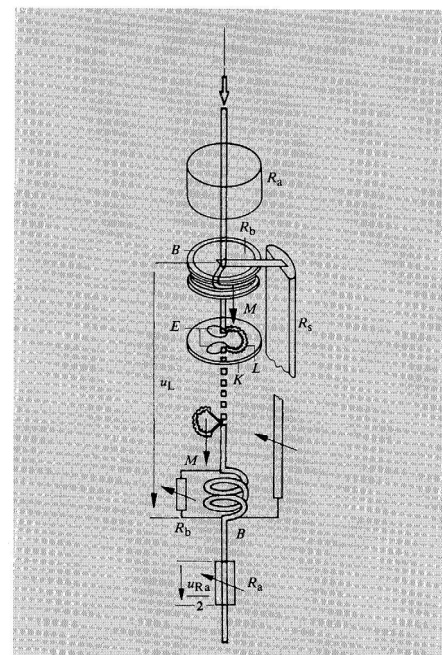
Seite 30

Die noch eingesetzten SiC-Ableiter sind komplexe Komponenten

- Entscheid BKW: Ersatz der SiC-Ableiter innerhalb von 5 Jahren durch MO-Ableiter
- Ziel: Besserer Schutz resp. Schonung der alten Anlagen

Bild 3 – Wirkungsweise eines aus magnetisch beblasenem Funkenstreckenstapel und Widerständen bestehenden Ableiterelementes

- B = Blaspule
- E = Funkenstreckenelektroden
- K = Löschkammer
- L = Lichtbogen während des Löschvorganges
- M = Flusslinien des Magnetfeldes
- R_a = Spannungsabhängige Resorbtwiderstände
- R_s = Steuerwiderstand der Gruppe
- R_b = Bypasswiderstände
- u_L = Lichtbogenenspannung
- u_{R_a} = Spannungsabfall an den Resorbtwiderständen während des Löschvorganges



5001001

Seite 31

Referenzen

- IEC 60071: Insulation co-ordination
- IEEE Transactions on power delivery, zum Beispiel Modeling guidelines for fast transients
- CIGRE Empfehlungen: Guide to procedures for estimating the lightning performance of transmission lines, ELECTRA Artikel
- IEEE Std 998-1996: Guide for Direct Lightning Stroke Shielding of Substations

Seite 32

David Orzan
The Energy Consulting Group AG
Freigutstrasse 40
8001 Zürich • Schweiz
Tel +41 43 299 66 66 • Fax +41 43 299 66 71
david.orzan@the-ecgroup.com • www.the-ecgroup.com

Seite 33

FKH- / VSE-Fachtagung

11. November 2008

Überspannungen und Isolationskoordination im Hochspannungsnetz

Begrenzung von transienten Überspannungen und Inrush-Strömen durch kontrolliertes Schalten von Leistungstransformatoren

Dipl. El.-Ing. ETH Andreas Ebner

Fachgruppe Hochspannungstechnologie, ETH Zürich

1998 – 2003: Studium der Elektrotechnik an der ETH Zürich mit Vertiefungsrichtungen Automatik und Mechatronik

2003 – 2004: Software-Entwicklungsingenieur für die Ansteuerung von elektrischen Antrieben in Hybridfahrzeugen; Robert Bosch GmbH, Stuttgart

seit 2004: Doktorand an der Fachgruppe Hochspannungstechnologie der ETH Zürich

Forschungsprojekt: Remanenzflussbestimmung für das kontrollierte Einschalten von Transformatoren

Begrenzung von transienten Überspannungen und Inrush-Strömen durch kontrolliertes Schalten von Leistungstransformatoren

Andreas Ebner

Fachgruppe Hochspannungstechnologie, ETH Zürich

1. Kurzfassung

Das zufällige Einschalten von Transformatoren kann zu sehr hohen Einschaltstrom- und bedeutenden Spannungstransienten führen. Daraus ergeben sich mehrere negative Folgen, die sowohl den Transformator (mechanische Stromkräfte in den Wicklungen, dielektrische Belastung durch Schaltspannungstransienten) als auch das Netz (temporäre Überspannungen, Verlust an „power quality“) tangieren.

In der Vergangenheit wurden diverse Möglichkeiten entwickelt, um diese Transienten zu reduzieren bzw. eliminieren:

- Einschaltwiderstände
- Sequentielles Schalten mit Erdungswiderstand
- Kontrolliertes Schalten auf der Spannungswelle
- Kontrolliertes Schalten unter Berücksichtigung des Remanenzflusses

Die Funktionsweise jeder Methode wird kurz erklärt und die jeweiligen Vor- und Nachteile dargelegt. Kontrolliertes Schalten unter Berücksichtigung des Remanenzflusses ist heutzutage die vielversprechendste Anwendung, da sie einerseits bei fast allen Transformatoranordnungen eingesetzt werden kann und andererseits die Einschaltströme – und somit die Stromkräfte sowie die temporären Überspannungen – komplett eliminiert.

Eine gezielte Reduktion der Schaltspannungstransienten ist jedoch mit kontrolliertem Schalten unter Berücksichtigung des Remanenzflusses nicht möglich. Deshalb wurde der bestehende Algorithmus erweitert, so dass eine kombinierte Reduktion von Einschaltstrom und Schaltspannungstransiente erreicht werden kann. Durch Tolerierung von 1 pu Einschaltstrom kann die Schaltspannungstransiente bereits deutlich reduziert werden, was insgesamt zu einer günstigeren Belastungssituation für den Transformator und das Netz führt. Da eine kombinierte Reduktion nicht für alle Remanenzflussmuster möglich ist, sollte der Algorithmus nur zusammen mit kontrolliertem Ausschalten eingesetzt werden.

2. Entstehung transienter Inrushströme

Transiente Einschaltströme entstehen beim Einschalten von Leistungstransformatoren und können den Wert des Nennstroms um ein Mehrfaches übersteigen. Im schlechtesten Fall erreichen die Transienten Spitzenwerte in derselben Größenordnung wie der

Kurzschlussstrom, wohingegen im besten Fall keine Inrushströme auftreten. Der Wert des Einschaltstroms hängt dabei nicht nur vom jeweiligen Schaltzeitpunkt, sondern auch vom Wert des Remanenzflusses im Transformatorkern sowie der Sättigungseigenschaft des Transformatorkerns ab.

Die analytische Betrachtung eines einphasigen Transformators, dessen Streuinduktivität und Wicklungswiderstand vernachlässigt werden, führt zu folgendem Zusammenhang zwischen anliegender Spannung $u_{Wicklung}$ und magnetischem Fluss Φ_{Kern} :

$$u_{Wicklung}(t) = N_{Wicklung} \frac{d\Phi_{Kern}(t)}{dt} \quad (1)$$

Bei Verwendung einer sinusförmigen Spannungsquelle kann Gleichung (1) nach dem magnetischen Fluss aufgelöst werden:

$$\begin{aligned} \Phi_{Kern}(t) &= \frac{1}{N_{Wicklung}} \int_{t_{Schliess}}^t u_{Wicklung}(t) dt + \Phi_{Rem} = \frac{1}{N_{Wicklung}} \int_{t_{Schliess}}^t U_0 \sin(\omega_0 t) dt + \Phi_{Rem} \\ &= -\Phi_0 \cos(\omega_0 t) + \underbrace{\Phi_0 \cos(\omega_0 t_{Schliess})}_{\Phi_{Offset}} + \Phi_{Rem} \end{aligned} \quad (2)$$

mit Schliesszeitpunkt $t_{Schliess}$ und Remanenzfluss Φ_{Rem} . Diese Gleichung gilt lediglich für einige Netzperioden nach dem Einschalten, da danach die stets vorhandene Dämpfung (Wicklungswiderstand, Ummagnetisierungsverluste) immer mehr an Einfluss gewinnt und den anfänglich vorhandenen Flussoffset Φ_{Offset} vollständig eliminiert. Durch die sehr geringe Dämpfung klingen die Einschaltströme jedoch nur sehr langsam ab und erreichen den stationären Wert des Magnetisierungsstroms erst nach einigen Sekunden.

Typischerweise treten Remanenzflusswerte bis 0.85 pu auf, wodurch im schlechtesten Fall gemäss Gleichung (2) ein maximaler magnetischer Fluss von 2.85 pu gebildet wird (Einschalten im positiven Spannungsnulldurchgang). Dieser Wert liegt deutlich über dem Sättigungspunkt der Kernmagnetisierungskurve (typischerweise im Bereich von 1.125 – 1.25 pu), wodurch der Kern vollständig in die Sättigung getrieben wird und so grosse Einschaltströme entstehen (Abbildung 1).

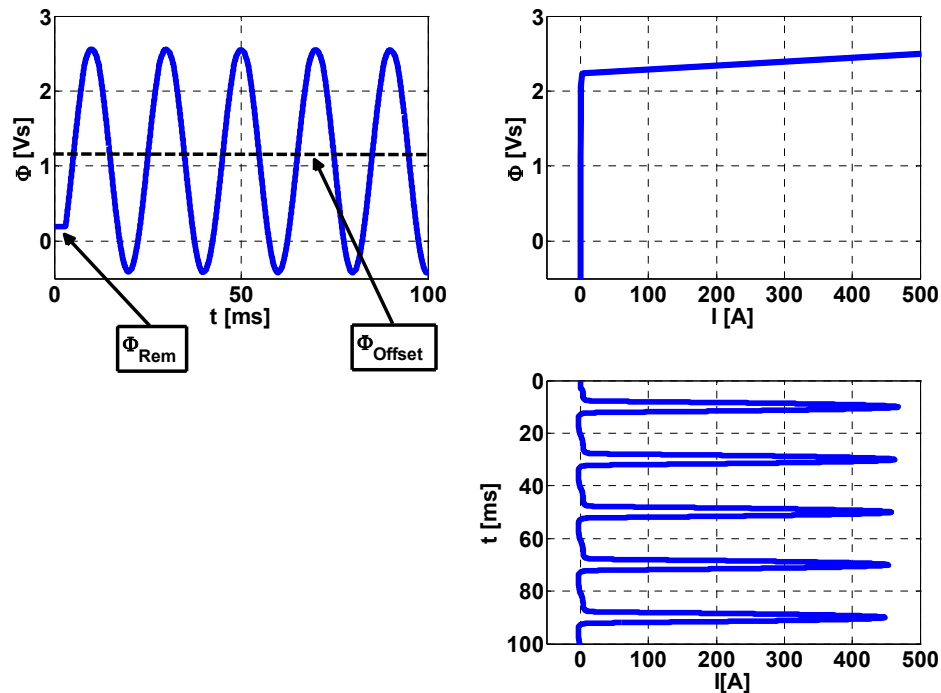


Abbildung 1: Entstehung von Einschaltströmen

3. Auswirkungen von Transienten während des Einschaltens von Transformatoren

Durch die grossen Einschaltströme und deren Oberwellenanteile (siehe Abbildung 2) sowie die Schaltspannungstransienten entstehen mehrere, unerwünschte Effekte, die nicht nur den Transformator (Stromkräfte, dielektrische Isolationsbeanspruchung durch Schaltspannungstransienten) sondern auch das Netz (temporäre Überspannungen, Reduktion der „power quality“) und die Schutzeinrichtungen (unerwünschtes Auslösen einer Kurzschlussunterbrechung) betreffen.

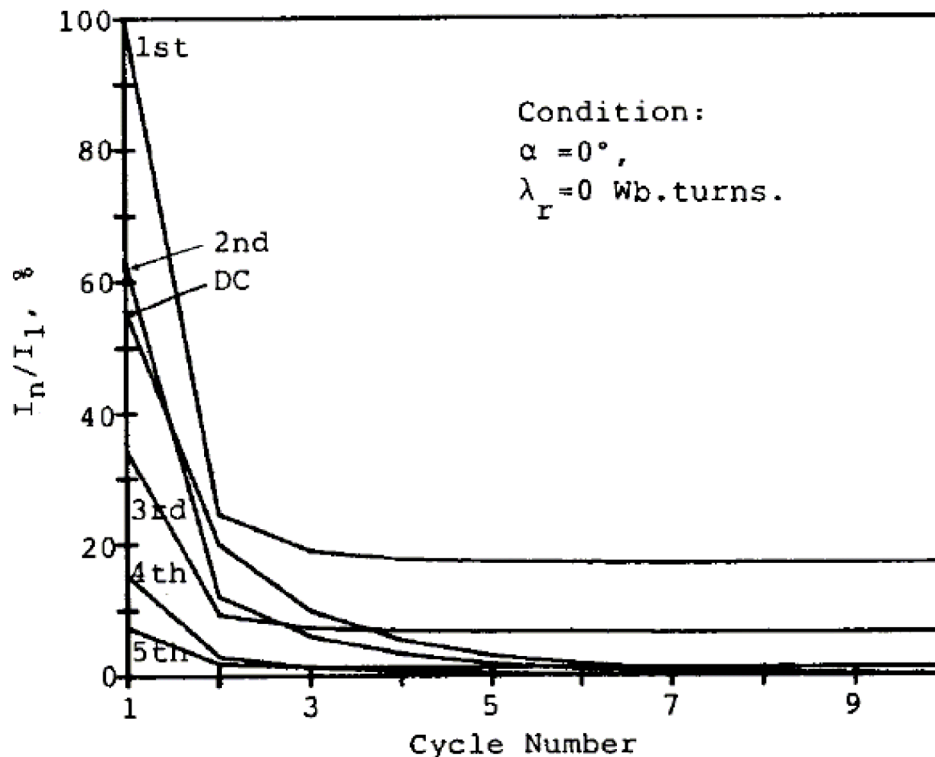


Abbildung 2: Oberwellenanteile des Inrushstroms in Abhängigkeit der Netzperiode (Quelle: [1])

3.1 Temporäre Überspannungen

In diversen Fällen wurden während des Einschaltens von Transformatoren schwerwiegende temporäre Überspannungen gemessen (Abbildung 3), dessen Entstehung vor allem von der jeweiligen Netzkonfiguration abhängt. Auf der Hochspannungsebene sind davon Systeme mit kleiner Kurzschlussleistung und schwacher Dämpfung betroffen. Ferner tritt das Phänomen vorwiegend bei Unterwerken mit Kabelsystemen ([3]), sehr langen Leitungen ([4]) oder mit Elementen zur Blindleistungskompensation ([5], [6]) auf, weil dadurch eine relativ grosse Kapazität vorhanden ist.

Diese Kapazität sowie die Induktivität des Transformators bilden einen niederfrequenten Schwingkreis, der durch die geringen Widerstandswerte nur schwach gedämpft ist. Wird der Transformator durch ungünstiges Einschalten in die Sättigung getrieben, entstehen hohe, ebenfalls schwach gedämpfte Einschaltströme (siehe Abbildung 3), die nebst einem hohen DC-Anteil ein bedeutendes Quantum an Oberwellen aufweisen. Dieser quasi-stationäre Einschaltstrom ist Quelle von Harmonischen, die bevorzugt durch die kleinste Impedanz des Systems – Kapazität oder Spannungsquelle – fließen. Sind dabei die Amplituden der 2. – 5. Harmonischen genügend gross und stimmen mit der Resonanzfrequenz des Systems überein, wird der Schwingkreis dauerhaft angeregt. Diese transiente Oszillation ist der netzfrequenten Spannung überlagert und führt zu temporären Überspannungen im Bereich von 1.5 – 2 pu. Das Maximum der Überspannung tritt nicht sofort nach dem Einschalten auf, da die Überspannung zuerst langsam ansteigt und anschliessend zusammen mit dem Inrushstrom abklingt. Folglich handelt es sich um einen lang anhaltenden Effekt, der typischerweise einige 100 Netzperioden dauert.

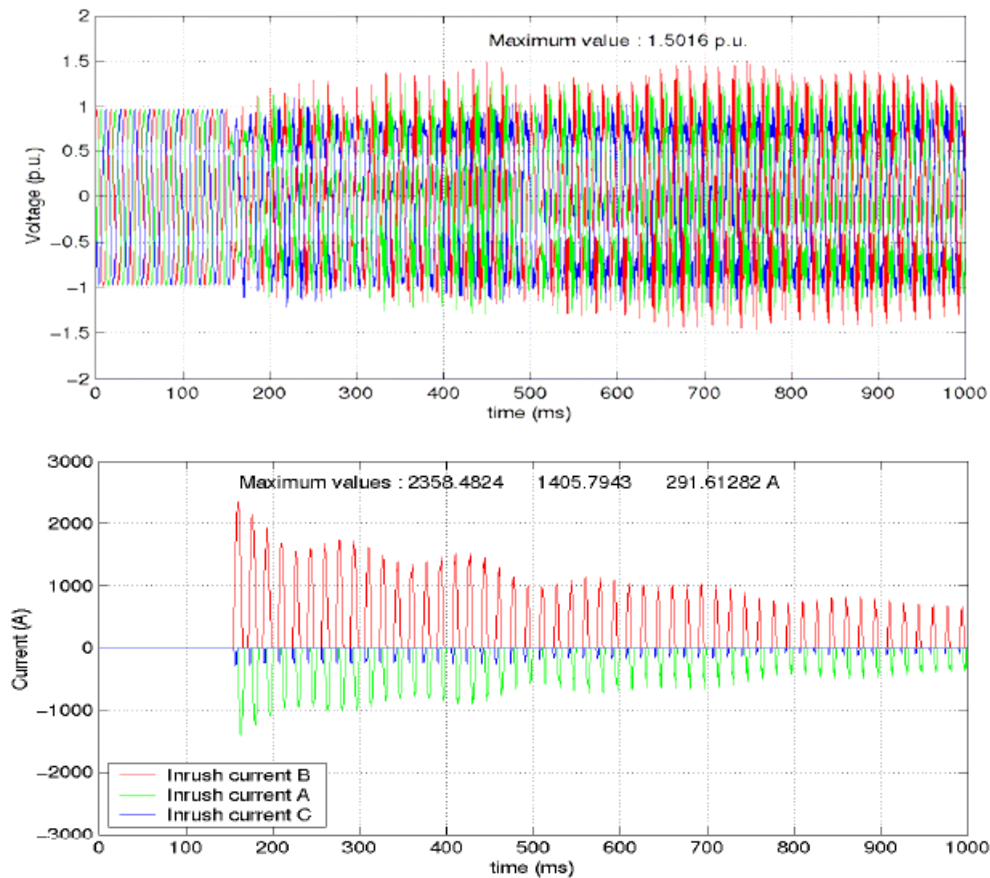


Abbildung 3: Temporäre Überspannungen und Einschaltströme während des Einschaltens eines 465 MVA Blocktransformators ohne Einschaltwiderstand (Quelle: [2])

Temporäre Überspannungen belasten nicht nur die Isolation der Transformatorwicklungen sondern auch die Überspannungsableiter beim Transformator. Ein wiederholtes Ansprechen des Überspannungsableiters innerhalb kurzer Zeit kann durch die hohe Energie des Vorgangs und die thermische Trägheit des Überspannungsableiters zu einer thermischen Überlastung führen. Des Weiteren kann das Phänomen ein Ansprechen der Überspannungsschütze verursachen ([4]), die Telekommunikation stören oder zu signifikanten Messfehlern führen ([6]).

3.2 Mechanische Stromkräfte in den Wicklungen

Durch Einschaltstromtransienten entstehen in den Transformatorwicklungen grosse Stromkräfte, die möglicherweise die Lebensdauer von Transformatoren – eine der teuersten Komponenten im elektrischen Energiesystem – verringert. Eine häufige Ursache für Ausfälle ist die Abnutzung der Wicklungs- und Leiterisolation auf Grund von Vibrationen, die sich durch elektromechanische Kräfte während des Nennbetriebs und bei Überströmen bilden.

Für die Dimensionierung der mechanischen Isolationsfestigkeit werden normalerweise die während des Kurzschlusses auftretenden Stromkräfte verwendet. Im schlechtesten Fall erreichen Einschaltströme dieselbe Grössenordnung wie der Kurzschlussstrom. Während dieser nach einigen 10 ms unterbrochen wird, klingt der Einschaltstrom erst nach mehreren Sekunden ab und bewirkt somit deutlich länger anhaltende Stromkräfte. Des Weiteren führt beinahe jede unkontrollierte Transformatoreinschaltung zu

Einschaltstromtransienten. Infolgedessen treten diese deutlich häufiger auf als Kurzschlussströme.

Ein Vergleich zwischen Stromkräften von Einschalt- und Kurzschlussströmen wurde in [7] durchgeführt. Dabei wird zwischen der axialen und der radialen Kraft auf die Wicklungen unterschieden. Der axiale Druck wirkt sich vor allem auf die axialen Stützen aus und kann zu Wicklungsstauchungen und –knickungen führen; der radiale Druck wirkt als Zugbelastung auf die Wicklungen. Mit numerischen Feldsimulationen konnte gezeigt werden, dass bei gleichen Amplituden von Einschalt- und Kurzschlussstrom das radiale magnetische Feld beim Inrush lokal (bei den Wicklungen der Stufenschaltung) um 80 % höher ist als im Kurzschlussfall. Einschaltströme mit einer Amplitude von 70 % des Kurzschlussstroms führen lokal zu ähnlich grossen Kräften wie jene beim Kurzschlussstrom. Werden aber die Kräfte über die gesamte Wicklung aufsummiert, so ist die resultierende Kraft im Einschaltfall um einen Faktor 3 grösser als im Kurzschlussfall. Die Stromkräfte beider Phänomene sind gleich gross, falls der Einschaltstrom 60 % des Kurzschlussstroms beträgt.

Demzufolge führen hohe Einschaltströme zu ähnlich grossen elektrodynamischen Kräften wie der Kurzschlussstrom. Bei häufigem Einschalten von Leistungstransformatoren unter Leerlaufbedingungen besteht also ein erhöhtes Risiko für eine dauerhafte mechanische Beschädigung der Wicklungsisolierung, was zu frühzeitigem Ausfall des Transformators führen kann.

3.3 Dielektrische Beanspruchung der Wicklungsisolierung

Unkontrolliertes Einschalten von Transformatoren kann speziell bei SF₆- und Vakuumschaltern zu sehr steilen Spannungstransienten führen, da die Vorzündung bei diesen Schaltmedien sehr abrupt erfolgt ([8]). Obwohl die Isolierungsspezifikation des Transformators vorwiegend durch den Blitzstoss bestimmt wird ([9]) und die Alterung hauptsächlich durch thermische Beanspruchung fortschreitet ([10]), könnten genau diese Schaltspannungstransienten auf Grund ihres kumulativen Effekts auf die Alterung der Isolierung zu frühen Ausfällen führen. Erste Vermutungen diesbezüglich wurden in [11] geäussert: Die Fehlerrate von Transformatoren der 735 kV-Ebene ist 4°–5 Mal höher als jene von niedrigeren Übertragungsebenen. Dabei wurde festgestellt, dass Überspannungsableiter die Transformatoren nicht vor internen Spannungssoszillationen zwischen den einzelnen Windungen schützen können, die durch steile Schaltspannungstransienten angeregt werden. Nebst dieser Untersuchung von Hydro-Québec sind auch im Netz von AEP („American Electric Power Service“) viel höhere bzw. höhere Fehlerraten von EHV-Transformatoren im Vergleich zur 138 kV- bzw. 345 kV-Ebene zu verzeichnen ([12]). Des Weiteren ist die Ausfallrate kurz nach Inbetriebnahme sehr hoch und der grösste Anteil der Ausfälle von EHV-Transformatoren ist auf dielektrische Fehlermechanismen zurückzuführen, ohne dass ein Blitz- oder Kurzschlussereignis aufgetreten wäre. Somit sind diese Ausfälle mit grosser Wahrscheinlichkeit auf die Effekte von Schaltspannungstransienten während des Einschaltvorgangs zurückzuführen. Diese These kann anhand zweier Beispiele aus der Praxis belegt werden ([8]).

4. Möglichkeiten zur Reduktion von Einschaltströmen

Das Phänomen der transienten Einschaltströme wurde erstmals von Fleming im Jahr 1892 publiziert ([13]). Seither wurden verschiedene Methoden zur Begrenzung oder Elimination der Transienten beim Einschalten von Transformatoren erforscht.

4.1 Einschaltwiderstände

Die traditionellste Möglichkeit zur Begrenzung von Einschaltströmen sind Einschaltwiderstände, die mit einem zusätzlichen Hilfskontakt parallel zum Hauptkontakt eingebaut werden. Durch den Hilfskontakt kann der Einschaltwiderstand beliebig zu- bzw. weggeschaltet werden. Typischerweise werden bei Spannungen zwischen 230 und 800 kV Einschaltwiderstände zwischen 400 und 800 Ω pro Schalterpol verwendet, die für eine Dauer von 8 – 12 ms zugeschaltet werden ([14]).

Der Spannungsabfall über dem Einschaltwiderstand auf Grund hoher Einschaltströme reduziert die an der Transformatorwicklung anliegende Spannung, weshalb der Transformator Kern weniger stark in die Sättigung getrieben wird. Dadurch wird der Einschaltstrom begrenzt und wegen der kleineren Amplituden der Oberwellen wird die transiente Überspannung deutlich reduziert (Abbildung 4).

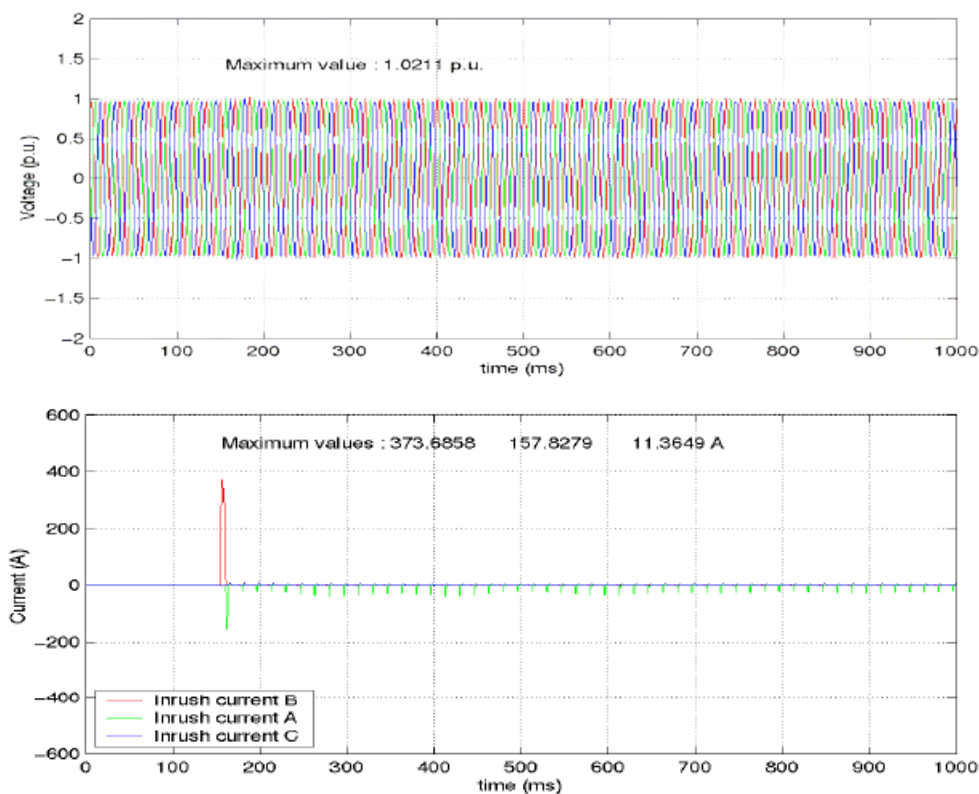


Abbildung 4: Temporäre Überspannungen und Einschaltströme während des Einschaltens eines 465 MVA Blocktransformators mit Einschaltwiderstand (Quelle: [2])

Obschon mit dieser Methode sowohl Einschaltströme als auch temporäre Überspannungen erheblich verringert werden können, handelt es sich nicht um eine optimale Lösung zur Reduktion der Einschalttransienten, da sie lediglich die Einschaltströme dämpft und nicht an der Ursache des Phänomens angreift. Auch aus betriebstechnischen Gründen ist diese Lösung suboptimal, da Leistungsschalter mit Einschaltwiderständen deutlich wartungsintensiver sind als jene ohne Widerstände ([2]).

4.2 Sequentielles Schalten mit Erdungswiderstand

Beim sequentiellen Schalten mit Erdungswiderstand handelt es sich um eine Weiterentwicklung der Einschaltwiderstandsmethode. Im Vergleich zu dieser wird nur ein Widerstand im Erdungspfad des Transformators benötigt ([15], siehe Abbildung 5). Durch sequentielles Einschalten der Phasen wirkt der Erdungswiderstand wie ein Einschaltwiderstand. Dem Vorteil einer Widerstandsreduktion von drei auf ein Element steht der Nachteil einer zusätzlichen Schaltlogik gegenüber, welche die einzelnen Phasen mit einer Verzögerung von 5 – 60 Netzperioden einschaltet. Diese Verzögerungswerte wurden empirisch ermittelt und basieren auf der Regel, dass die nächste Phase erst eingeschaltet werden darf, wenn der transiente Einschaltstrom der zuvor eingeschalteten Phase vollständig abgeklungen ist.

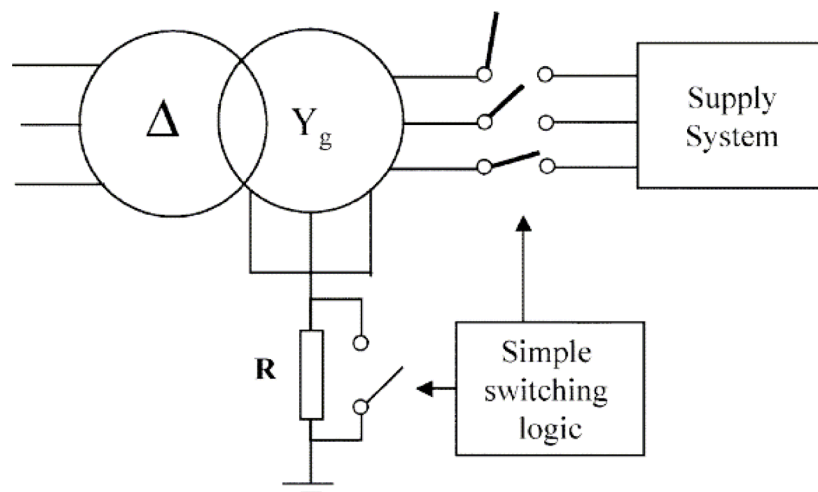


Abbildung 5: Aufbau des sequentiellen Schaltens mit Erdungswiderstand (Quelle: [15])

Nebst dem Umstand, dass diese Strategie nur bei Transformatoren mit Wicklungen in Sternschaltung und herausgeführtem Sternpunkt anwendbar ist und dieselben Nachteile wie bei den Einschaltwiderständen anzuführen sind, ist die lange asymmetrische Belastung des Netzes durch das sequentielle Schalten (10 – 120 Netzperioden) der grösste Mangel dieser Methode.

4.3 Kontrolliertes Schalten auf der Spannungswelle

Mit dieser Methode gelang der erste erfolgreiche Versuch, die Ursache der Einschalttransienten zu ergründen und diese bereits in ihrer Entstehung zu verhindern ([16]). Bis zu diesem Zeitpunkt wurden alle Phasen des Transformators gleichzeitig eingeschaltet und Einschaltwiderstände dienten zur Reduktion der Einschalttransienten. Beim kontrollierten Schalten auf der Spannungswelle (englisch: „point-on-wave controlled switching“) werden die einzelnen Phasen getrennt voneinander zu fest definierten Zeitpunkten eingeschaltet.

Die Herleitung des direkten Zusammenhangs zwischen Schaltzeitpunkt und maximalem magnetischen Fluss, wie er in Kapitel 2 gezeigt wird, bildet die Basis für den Algorithmus. Falls der Flussoffset Φ_{Offset} gleich Null ist, befindet sich der magnetische Fluss gemäss Gleichung (2) sofort nach dem Einschalten im eingeschwungenen Zustand, weshalb keine Einschaltstromtransienten auftreten. Dabei nahmen die Autoren an, dass sämtliche Remanenzflüsse unabhängig von Ausschaltzeitpunkt,

Transformator- und Unterwerkskonfiguration zu Null ausschwingen. Somit kann die erste Phase optimal eingeschaltet werden, wenn der Schalter exakt im Spannungsmaximum schliesst. Für die beiden übrigen Phasen ergeben sich ebenfalls optimale Einschaltzeitpunkte. Diese sind gegenüber der ersten Phase zeitlich verzögert, wobei die Verzögerung je nach Erdungsverhältnissen des Sternpunkts 5 ms (geerdeter Sternpunkt) bzw. 15 ms (isolierter Sternpunkt) beträgt.

Obwohl mit dieser Methode alle Einschaltströme eliminiert werden sollten, treten bei einigen Transformatoren bzw. bei bestimmten Ausschaltzeitpunkten erhebliche Einschaltströme auf. Weiterführende Untersuchungen haben gezeigt, dass auch Remanenzflüsse ungleich Null auftreten (Abbildung 6), weshalb die Annahme für diesen Algorithmus nicht generell gültig ist. Zudem ist die Höhe der Schaltspannungstransienten durch das Einschalten der ersten Phase im Spannungsmaximum am grössten. Dadurch besteht ein erhebliches Potential für dielektrische Fehler in der Wicklungsisolations.

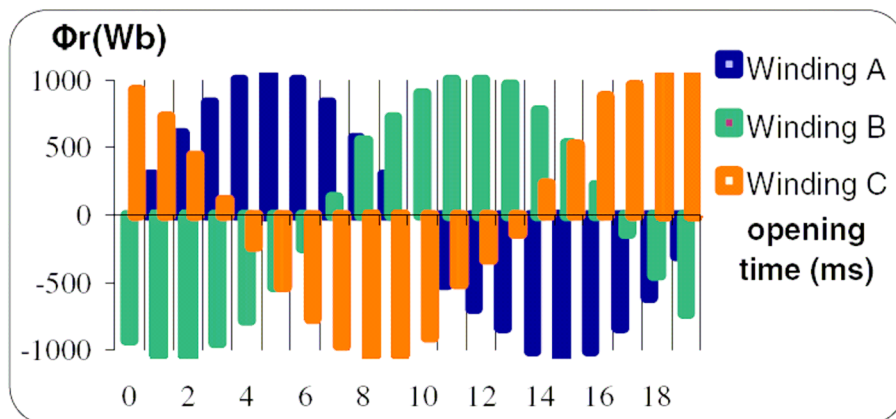


Abbildung 6: Remanenzflussmuster in Abhängigkeit des Ausschaltzeitpunkts (Quelle: [17])

4.4 Kontrolliertes Schalten unter Berücksichtigung des Remanenzflusses

Nachfolgende Forschungsarbeiten verbesserten das Konzept aus Kapitel 4.3. Brunke und Fröhlich konnten schlussendlich einen sehr viel flexibleren Algorithmus für beliebige Remanenzflussmuster vorstellen (englisch: „controlled switching taking into account the residual flux“, [18], [19]). Dieser ist bei allen Transformatoranordnungen ausser bei 4- und 5-Schenkel- sowie Mantelkerntransformatoren ohne Δ -Wicklung anwendbar, da sich in jenen Fällen die magnetischen Flüsse der Wicklungsschenkel nicht zu Null summieren. Weil diese Transformatoranordnungen aber nur sehr selten auf der Übertragungsebene eingesetzt werden ([20]), fällt diese Einschränkung nicht ins Gewicht.

Unter Berücksichtigung der Remanenzflüsse und der dynamischen Flüsse (magnetische Flüsse jener Phasen, die noch nicht eingeschaltet sind, sich aber auf Grund der elektrischen oder magnetischen Kopplung trotzdem ändern) können die Inrushströme und somit auch die temporären Überspannungen für beliebige Remanenzflussmuster vollständig eliminiert werden. Die Ausbildung des Remanenzflussmusters ist ein äusserst komplexer Vorgang, der von vielen verschiedenen Faktoren wie Magnetisierungskennlinie des Transformator-kerns, Kapazitäten des Transformators und der

Unterwerkskomponenten sowie den Stromabrisseseigenschaften des Leistungsschalters abhängt. Falls jedoch der Remanenzfluss beispielsweise durch Messung bekannt ist, kann der Algorithmus angewendet werden.

Der optimale Zeitpunkt für das Einschalten der ersten Phase kann wiederum aus Gleichung (2) berechnet werden, wenn der Flussoffset Φ_{Offset} zu Null gesetzt wird. Alternativ bietet sich auch Abbildung 7 an: Falls der prospektive Fluss (derjenige Fluss, der bei Anlegen der Spannung im stationären Zustand fließen würde) und der Remanenzfluss gleich gross sind, kann ohne Einschaltstromtransienten eingeschaltet werden, da sich der magnetische Kernfluss direkt nach dem Einschalten im stationären Zustand befindet.

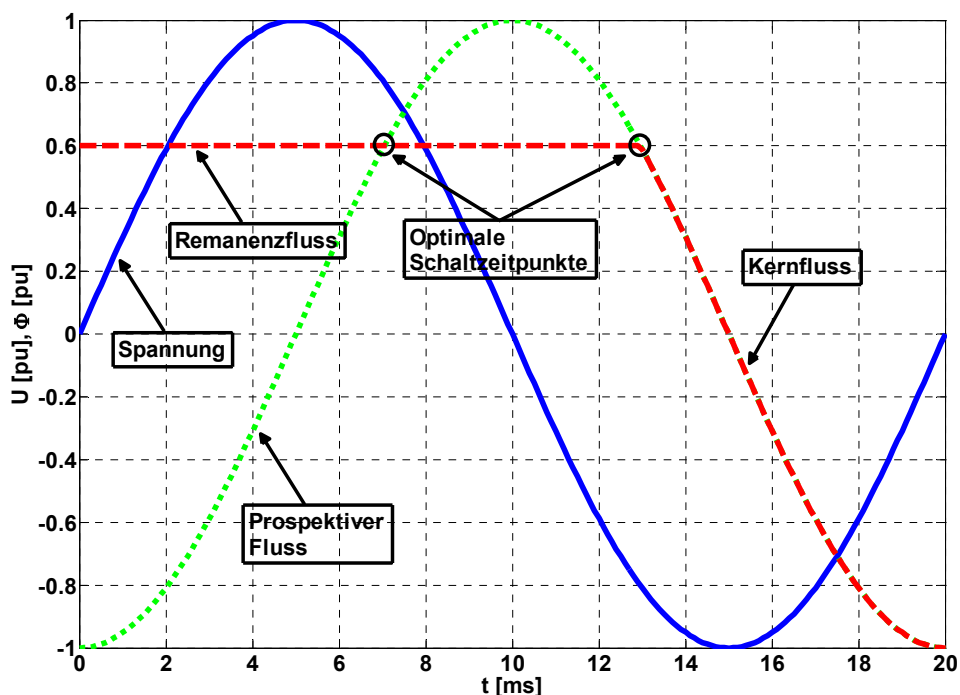


Abbildung 7: Optimale Schaltzeitpunkte für das Einschalten der ersten Phase

Nach dem Einschalten der ersten Phase gleichen sich die dynamischen Flüsse in den beiden anderen Phasen ausgehend von ihren jeweiligen Remanenzflusswerten an. Dabei ergeben sich auch für diese Phasen optimale Einschaltzeitpunkte, bei denen die dynamischen Flüsse mit den prospektiven Flüssen zusammentreffen (siehe Abbildung 8). Bei der „Rapid Closing“-Strategie (Abbildung 8, links) werden alle Phasen innerhalb einer Netzperiode zugeschaltet, weshalb eine sehr genaue Kenntnis des dynamischen Flussverhaltens notwendig ist und alle drei Remanenzflusswerte bekannt sein müssen. Die „Delayed Closing“-Strategie (Abbildung 8, rechts) benötigt hingegen nur die Kenntnis des Remanenzflusswerts für die erste einschaltende Phase. Dafür dauert der Einschaltvorgang 2 – 4 Netzperioden, da mit dem Einschalten der zweiten und dritten Phase gewartet werden muss, bis sich die beiden dynamischen Flüsse angeglichen haben. Ist dies der Fall, können die beiden Schalter unabhängig vom ursprünglichen Remanenzflussmuster im Spannungsnulldurchgang der erste einschaltenden Phase zugeschaltet werden.

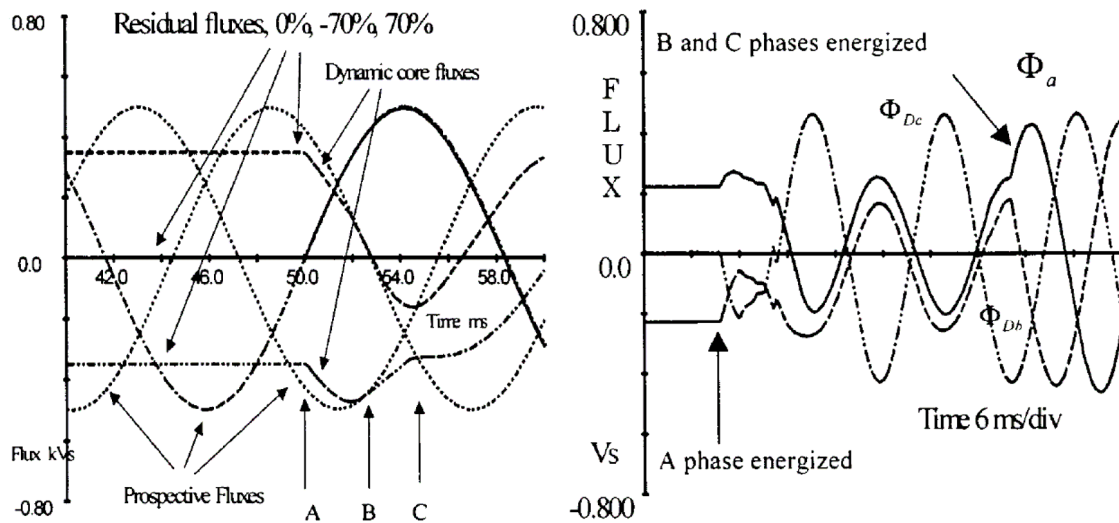


Abbildung 8: Einschwingen der dynamischen Flüsse und optimale Einschaltzeitpunkte (links: "Rapid Closing", rechts: "Delayed Closing", Quelle: [18])

Die Messergebnisse aus [2] zeigen, dass kontrolliertes Schalten unter Berücksichtigung des Remanenzflusses sowohl Einschaltströme als auch temporäre Überspannungen komplett eliminiert (Abbildung 9), weil eine Sättigung des Transformatorkerns erfolgreich verhindert wird. Daher ist diese Methode den anderen deutlich überlegen und heutzutage die beste Vorgehensweise für das Einschalten von Leistungstransformatoren.

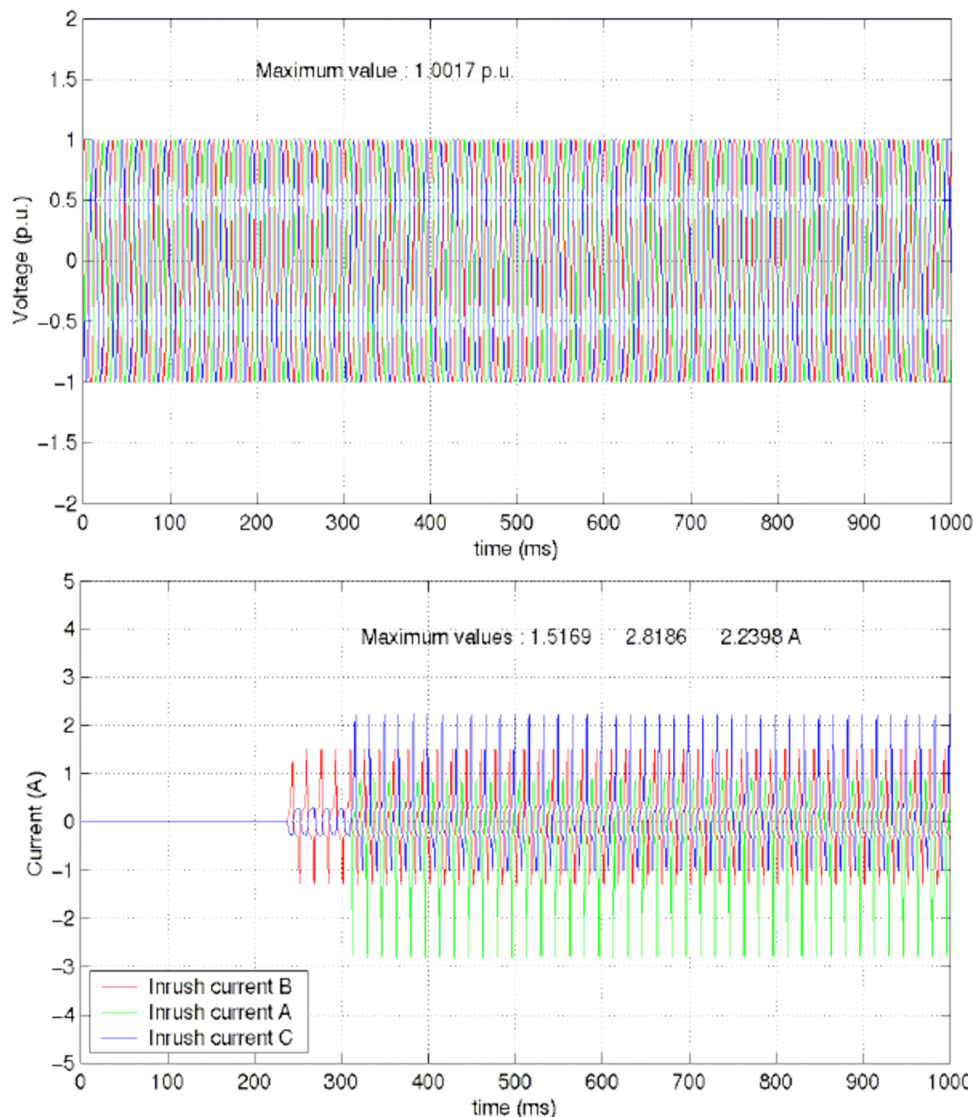


Abbildung 9: Temporäre Überspannungen und Einschaltströme während des Einschaltens eines 465-MVA-Blocktransformators mit kontrolliertem Schalten unter Berücksichtigung des Remanenzflusses („Delayed Closing“-Strategie, Quelle: [2])

5. Kombinierte Reduktion der Strom- und Spannungsbelastung durch kontrolliertes Schalten

5.1 Nachteile des kontrollierten Schaltens unter Berücksichtigung des Remanenzflusses

Sowohl Einschaltströme als auch temporäre Überspannungen werden mit kontrolliertem Schalten unter Berücksichtigung des Remanenzflusses vollständig vermieden. Bei praktisch allen Remanenzflussmustern treten jedoch signifikante Schaltspannungstransienten auf, die gemäss Kapitel 3.3 die Wicklungsisolations dielektrisch beanspruchen. Die Höhe der Schaltspannungstransienten hängt vom jeweiligen Schaltzeitpunkt und somit direkt vom Remanenzflusswert (Abbildung 10) sowie von der verwendeten Schaltstrategie ab.

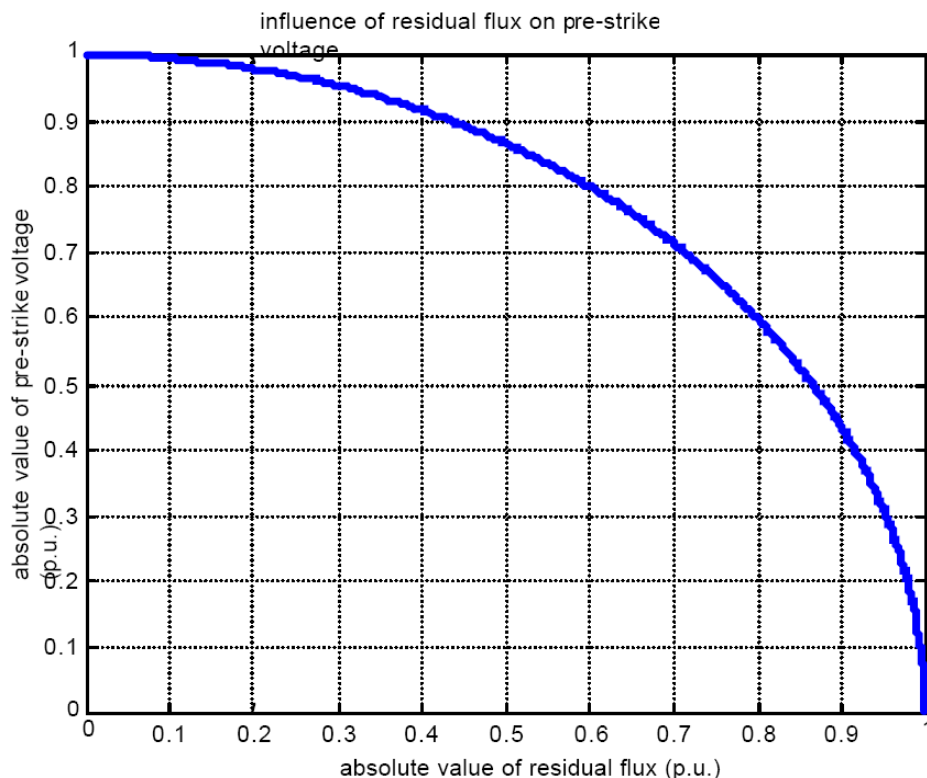


Abbildung 10: Einfluss des Remanenzflusses auf die Höhe der Schaltspannungstransienten für die ersteinschaltende Phase (Quelle: [21])

Damit der angestrebte Schliesszeitpunkt möglichst genau erreicht werden kann, sollte auf Grund praktischer Aspekte wie Schliesszeitpunktabweichung und Vorzündung des Leistungsschalters die Phase mit dem höchsten Remanenzflusswert zuerst eingeschaltet werden ([21]). Dadurch kann zumindest für diese Phase die Belastung durch Schaltspannungstransienten implizit reduziert werden. Eine gezielte Reduktion ist aber mit dem Algorithmus von Brunke und Fröhlich ([18], [19]) nicht möglich.

5.2 Zielsetzung der kombinierten Belastungsreduktion

Abbildung 10 zeigt, dass die ersteinschaltende Phase bei einem Remanenzfluss von 1 pu sowohl ohne Einschaltstrom als auch ohne Schaltspannungstransiente zugeschaltet werden kann. Ausschliesslich in diesem Fall können alle unerwünschten Effekte des Transformatorschaltens vollständig eliminiert werden. Da in der Praxis jedoch nur Remanenzflüsse bis maximal 0.85 pu auftreten, kann dieser Optimalfall nicht erreicht werden. Trotzdem ist eine gezielte Reduktion der Schaltspannungstransienten gemäss Kapitel 3.3 erstrebenswert. Diese ist aber nur auf Kosten von Einschaltströmen möglich, da die Reduktion von Schaltspannungstransienten mit einer Abweichung vom idealen Schliesszeitpunkt für stromloses Einschalten erreicht werden muss. Sofern der Einschaltstrom eine moderate Amplitude aufweist, treten gemäss Kapitel 3.2 und [7] keine signifikanten mechanischen Stromkräfte auf; ebenfalls stellen sich keine temporären Überspannungen ein, falls die Amplituden der Oberwellen und demzufolge auch die des Einschaltstroms nicht zu gross sind (siehe Kapitel 3.3, [22]). Um die Amplitude der Schaltspannungstransienten zu reduzieren, kann also ein moderater Einschaltstrom toleriert werden.

Der neue Algorithmus erweitert die Methode von Brunke und Fröhlich mit der Absicht, eine kombinierte Reduktion von Strom- und Spannungsbelastung zu erreichen. Dabei darf der Einschaltstrompeak maximal 1 pu betragen, wobei die Spannungsbelastung so weit als möglich gesenkt wird.

5.3 Ergebnisse

Die systematische Einschaltanalyse wurde mittels EMTP-ATP an einem dreischenkigen 400 kVA 16.8/0.42 kV Giessharztransformator durchgeführt, der ähnliche Eigenschaften wie die Transformatoren der Übertragungsebene besitzt. Über ideale Schalter wird der mittels Prinzip der Dualität modellierte Transformator mit der idealen Spannungsquelle verbunden (worst case Szenario, siehe Abbildung 11). Die Remanenzflüsse sowie die Abweichungen vom idealen Schaltzeitpunkt gemäss kontrolliertem Schalten unter Berücksichtigung des Remanenzflusses werden dabei systematisch variiert. Bei jeder Simulation werden die Einschaltströme sowie die Verläufe der Schalterspannungen aufgezeichnet. Aus jedem dieser Datensätze werden dann die Einschaltstromspitzenwerte sowie die Schalterspannungen unmittelbar vor dem Schalten extrapoliert.

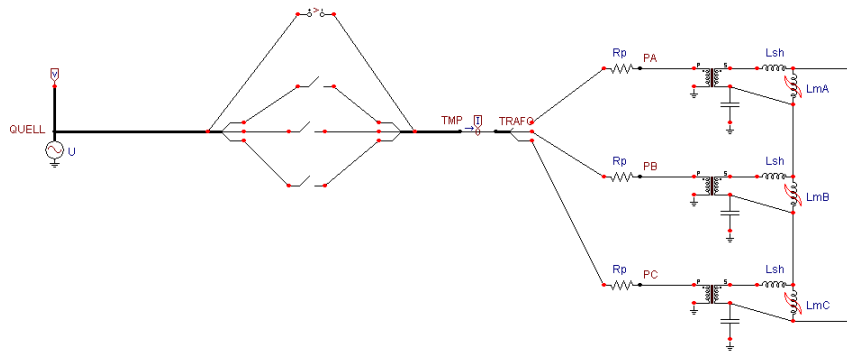


Abbildung 11: Simulationsmodell für systematische Einschaltanalyse

In Abbildung 12 sind diese Daten für die ersteinschaltende Phase dargestellt. In der oberen Graphik ist um 0 ms Schliesszeitpunktabweichung der Bereich ohne Einschaltströme zu erkennen, der zusammen mit der Sättigungs- und Streuinduktivität des Transformators entscheidend für den Nutzen des neuen Algorithmus ist. Falls kein Inrushstrom toleriert wird, ist der Bereich der Schliesszeitpunktabweichungen sehr schmal, womit eine sinnvolle Reduktion der Schaltspannungstransienten nicht möglich ist. Ist aber ein maximaler Einschaltstrom von 1 pu zulässig, so ergeben sich abhängig vom Remanenzflussmuster deutlich breitere Bereiche, die für eine Reduktion der Schaltspannungshöhe in Frage kommen. In diesen Bereichen wird anschliessend nach der minimalen Schaltspannung gesucht. Die entsprechende Abweichung vom idealen Schliesszeitpunkt gemäss kontrolliertem Schalten unter Berücksichtigung des Remanenzflusses wird notiert und entspricht dem optimalen Schaltzeitpunkt für eine kombinierte Reduktion aller Einschaltbelastungen.

Alle so ermittelten Daten der ersteinschaltenden Phase sind für typische Remanenzflusswerte in Abbildung 13 zusammengestellt. Für hohe Absolutwerte des Remanenzflusses (> 0.51 pu) kann die Schaltspannungstransiente der ersteinschaltenden Phase komplett eliminiert werden. Für Remanenzflusswerte grösser als 0.76 pu treten zudem keine Einschaltströme auf, womit der anzustrebende Optimalfall vorliegt. Diese Aussagen sind aber mit Vorsicht zu geniessen, da für eine abschliessende Beurteilung

die Ergebnisse der beiden anderen Phasen ebenfalls berücksichtigt werden müssen.

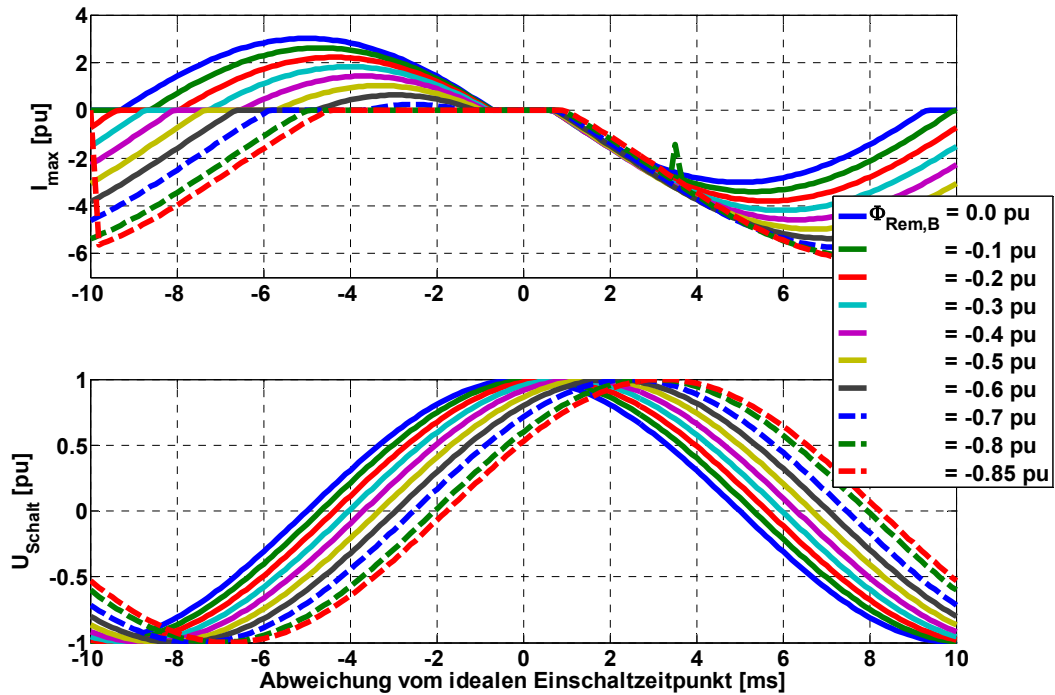


Abbildung 12: Einphasige Transformatoren und ersteinschaltende Phase – Einschaltstrompeak und Höhe der Schaltspannungstransienten in Abhängigkeit der Abweichung vom idealen Schaltzeitpunkt gemäss kontrolliertem Schalten unter Berücksichtigung des Remanenzflusses

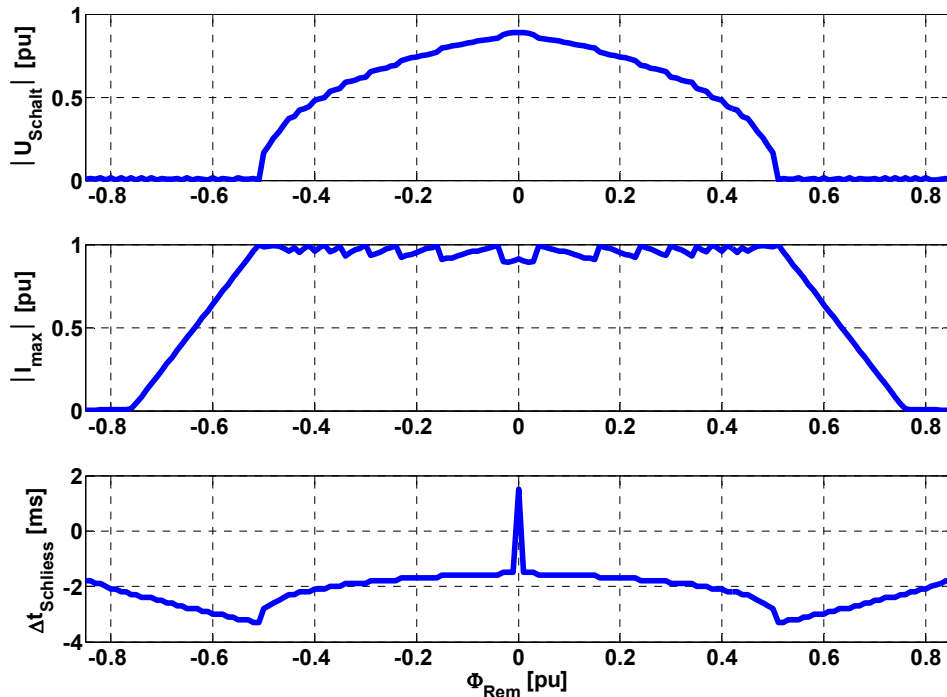


Abbildung 13: Einphasige Transformatoren und ersteinschaltende Phase – Höhe der Schaltspannungstransienten, maximal auftretender Einschaltstrompeak und zugehörige Schaltzeitpunktabweichung für verschiedene Remanenzflüsse

Wird beim Einschalten der zweiten und dritten Phase „Delayed Closing“ verwendet, so kann für die meisten Remanenzflussmuster die Höhe der Schaltspannungstransienten auf 0.75 pu begrenzt werden (Abbildung 14). Dies entspricht für diese Phasen einer Reduktion von 11.7 % im Vergleich zu kontrolliertem Schalten unter Berücksichtigung des Remanenzflusses (Schaltspannung beträgt immer 0.867 pu). Im besten Fall kann die Schaltspannungstransiente der ersteinschaltenden Phase komplett eliminiert werden, wodurch die mittlere Belastung auf 50 % sinkt (Remanenzfluss der ersteinschaltenden Phase > 0.51 pu).

Für die „Rapid Closing“-Strategie ergibt sich bei derselben Analyse wegen asymmetrischer Fluss- und Spannungsverhältnisse sofort nach dem Einschalten der ersten Phase ein komplett anderes Bild (Abbildung 15). Die mittlere Höhe der Schaltspannungstransienten kann im Bereich [0.63 ...0.85] pu auf 50 % begrenzt werden. Allerdings treten in den Phasen U und W Werte von 0.75 pu auf (wie bei „Delayed Closing“). Der beste Bereich für „Rapid Closing“ liegt bei Remanenzflussmustern mit einem Remanenzfluss in der ersteinschaltenden Phase zwischen -0.82 pu und -0.6 pu. Dort kann die mittlere Höhe der Schaltspannungstransienten auf unter 50 % gesenkt werden und die maximal auftretende beträgt 0.7 pu. Dies entspricht einer Reduktion von 22 % im Vergleich zu kontrolliertem Schalten unter Berücksichtigung des Remanenzflusses (Schaltspannung beträgt im schlechtesten Fall 0.92 pu).

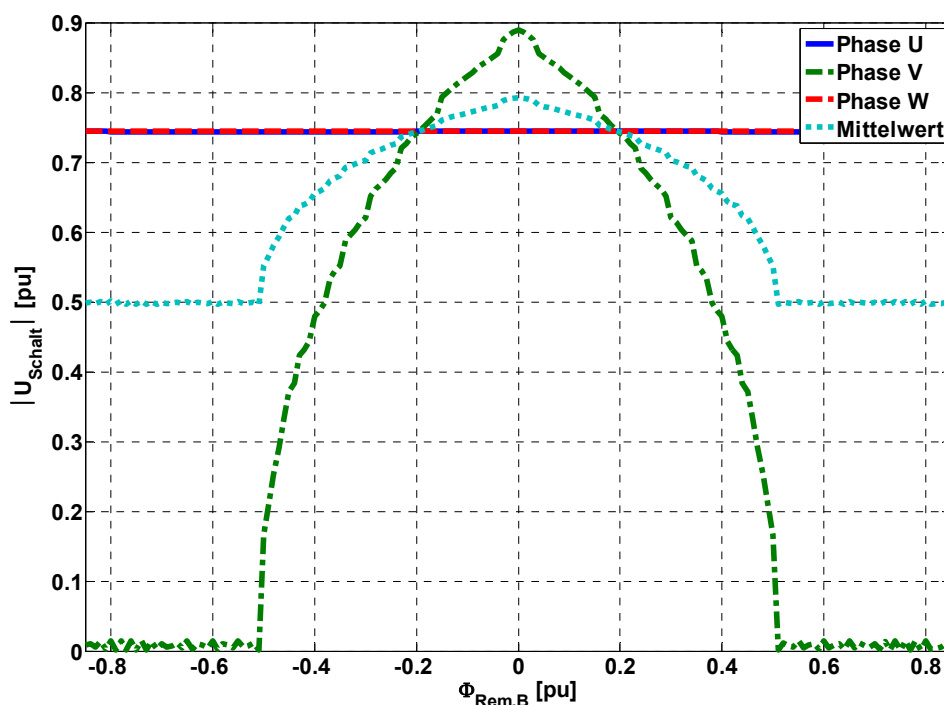


Abbildung 14: „Delayed Closing“-Strategie – Höhe der Schaltspannungstransienten für verschiedene Remanenzflüsse

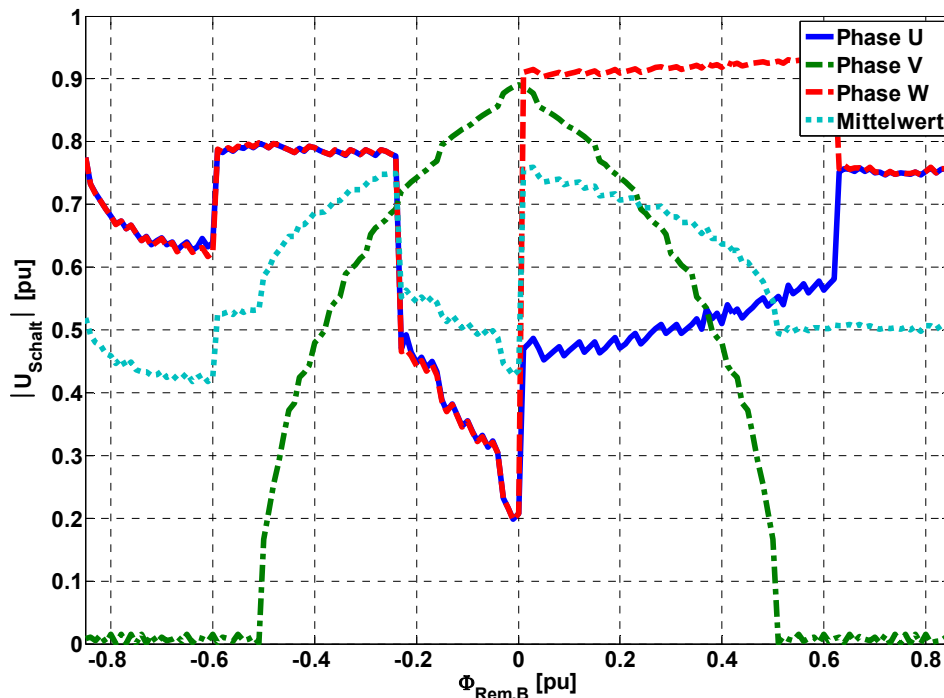


Abbildung 15: „Rapid Closing“-Strategie – Höhe der Schaltspannungstransienten für verschiedene Remanenzflüsse

5.4 Schlussfolgerungen

Mit dem neuen Algorithmus kann die Höhe der Schaltspannungstransienten gezielt gesenkt werden, ohne dass signifikante Einschaltströme auftreten. Dabei muss ein Kompromiss zwischen Höhe der Einschaltströme und Reduktion der Schaltspannung gefunden werden, so dass alle unerwünschten Effekte beim Einschalten von Transformatoren reduziert werden können.

Durch die Tolerierung von 1 pu Einschaltstrom kann die Höhe der Schaltspannungstransienten um 11.6 % („Delayed Closing“) bzw. 22 % („Rapid Closing“) reduziert werden, ohne dass bedeutende Stromkräfte oder temporäre Überspannungen auftreten. Desgleichen beeinflusst das Remanenzflussmuster die Güte des Algorithmus. Aus diesem Grund kann der vorliegende Algorithmus nur sinnvoll eingesetzt werden, wenn das Remanenzflussmuster durch kontrolliertes Ausschalten gezielt gesetzt wird.

Literaturverzeichnis

- [1] C. E. Lin, C. L. Cheng, C. L. Huang, J. C. Yeh: Investigation of Magnetising Inrush Current in Transformers. Part II – Harmonic Analysis; IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 8, No. 1 (Januar 1993), Seiten 255 – 263
- [2] A. Mercier, E. Portales, Y. Fillion, A. Salibi: Transformer Controlled Switching taking into Account the Core Residual Flux – A real Case Study; No. 13-201, CIGRÉ Session 2002

- [3] D. Povh, W. Schultz: Analysis of Overvoltages caused by Transformer Magnetizing Inrush Currents; IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-97, No. 4 (Juli/August 1978), Seiten 1355 – 1365
- [4] G. Sybille, M. M. Gavrilovic, J. Bélanger, V.Q. Do: Transformer Saturation Effects on EHV System Overvoltages; IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104, No. 3 (März 1985), Seiten 671 – 680
- [5] J. P. Bowles: Overvoltages in HV DC Transmission Systems caused by Transformer Magnetizing Inrush Currents; IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-93, No. 2 (März 1974), Seiten 487 – 495
- [6] K. Hur, S. Santoso: Analysis and Modeling of Dynamic Overvoltage Phenomena due to Transformer Energizing; IEEE General Meeting 2005, Vol. 2, Seiten 1126 – 1130
- [7] M. Steurer, K. Fröhlich: The Impact of Inrush Currents on the Mechanical Stress of High Voltage Power Transformer Coils; IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 17, No. 1 (Januar 2002), Seiten 155 – 160
- [8] CIGRÉ Joint WG A2-A3-B3.21: Electrical Environment of Transformers – Impact of Fast Transients; Electra No. 218 (Februar 2005), Seiten 25 – 37
- [9] CIGRÉ WG A3.07: Controlled Switching of HVAC Circuit Breakers – Benefits & Economic Aspects; CIGRÉ Brochure No. 262 (Dezember 2004)
- [10] IEEE Standard C57.91-1995
- [11] R. Malewski, J. Douville, L. Lavallée: Measurements of Switching Transients in 735-kV Substations and Assessment of their Severity for Transformer Insulation; IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 3, No. 4 (Oktober 1988), Seiten 1380 – 1390
- [12] L. B. Wagenaar, J. M. Schneider, J. A. Fleeman: EHV Transformer Dielectric Specification Improvements; IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 9, No. 1 (Januar 1994), Seiten 265 – 284
- [13] J. A. Fleming: Experimental Researches on Alternate Current Transformers; Journal of the IEE, Vol. 21, Sec. VIII (1892), Seiten 677 – 685
- [14] C. R. Zani, J. A. Filho, P. C. V. Esmeraldo, P. C. Fernandez: Use of Controlled Switching Systems in Power System to Mitigate Switching Transients. Trends and Benefits – Brazilian Experience; CIGRÉ SC A3 & B3 Joint Colloquium 2005, No. 208
- [15] Y. Cui, S. G. Abdulsalam, S. Chen, W. Xu: A Sequential Phase Energization Technique for Transformer Inrush Current Reduction – Part I: Simulation and Experimental Results; IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 20, No. 2 (April 2005), Seiten 943 – 949
- [16] G. Moraw, W. Richter, H. Hutegger, J. Wögerbauer: Point-on-Wave Controlled Switching of High Voltage Circuit Breakers; CIGRÉ Session 1988, No. 13-02
- [17] Y. Husianycia, M. Rioual: Determination of the Residual Fluxes when De-Energizing a Power Transformer / Comparison with On-Site Tests; IEEE General Meeting 2005; Seiten 449 – 454
- [18] J. H. Brunke, K. Fröhlich: Elimination of Transformer Inrush Currents by Controlled Switching – Part I: Theoretical Considerations; IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 16, No. 2 (April 2001), Seiten 276 – 280
- [19] J. H. Brunke, K. Fröhlich: Elimination of Transformer Inrush Currents by Controlled Switching – Part II: Application and Performance Considerations; IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 16, No. 2 (April 2001), Seiten 281 – 285

- [20] E. Colombo, G. Santagostino: Results of the Enquiries on actual Network Conditions when Switching Magnetizing and Small Inductive Currents and on Transformer and Shunt Reactor Saturation Characteristics; Electra No. 94 (Mai 1984), Seiten 35 – 53
- [21] CIGRÉ WG A3.07: Controlled Switching of HVAC Circuit Breakers – Guidance for further Applications including unloaded Transformer Switching, Load and Fault Interruption and Circuit-Breaker Uprating; CIGRÉ Brochure No. 263 (Dezember 2004)
- [22] A. Tokic, I. Uglesic: Power Quality Problems due to Transformer Inrush Currents; CIGRÉ Symposium on Transient Phenomena in large Electric Power Systems 2007, No. 0304

FKH- / VSE-Fachtagung

11. November 2008

Überspannungen und Isolationskoordination im Hochspannungsnetz

Design und Dimensionierung von Überspannungsableitern

Dipl.-Ing. Bernhard Doser
ABB Switzerland Ltd., Wettingen

- Geboren am 15. Mai 1954 in Ottobeuren/Deutschland
- Studium der Elektrotechnik/Hochspannungstechnik an der Technischen Universität München, Abschluss als Dipl. Ing. (TU)
- Seit 01.04.1980 in verschiedenen Positionen bei BBC/ABB
- Seit November 2002 Leiter der Entwicklung Überspannungsableiter bei ABB in Wettingen

Design und Dimensionierung von Überspannungsableitern

Bernhard Doser

ABB Switzerland Ltd., Wettingen

Zusammenfassung

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 Jahren 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 Fehlerfall 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 10kA, nur bei stationsnahen Einschlägen können höhere Ströme auftreten. Die IEC 60099-4 hat die Nenn-Ableitstossströme auf 5kA, 10kA und 20kA normiert und nutzt diese zusammen mit den fünf Leitungsentladeklassen zur Klassierung der Überspannungsableiter. Bei der Definition der Leitungsentladeklassen wird davon ausgegangen, dass die Energie einer auf die Höhe einer Schaltüberspannung aufgeladenen langen Leitung in den Überspannungsableiter eingebracht wird. Beim Energieaufnahmevermögen wird zwischen mechanischer Integrität des Ableiters nach Energiebeanspruchungen und thermischer Stabilität nach der Absorption von Energie unterschieden. Der Nachweis der mechanischen Integrität erfolgt an MO-Widerständen über die Leitungsentladeprüfung mit 18 Impulsen. Der thermische Nachweis erfolgt über eine Sequenz verschiedener Stromimpulse mit Energieeintrag und temporärer Überspannung (Bemessungsspannung) am thermischen Modell. 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 ab von der U/I-Charakteristik der MO-Widerstände, deren Durchmesser und dem thermischen Verhalten der Ableiterkonstruktion. 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, die seit der letzten Revision der IEC 60099-4 auch für Polymerableiter zwingend verlangt wird. Der beschränkte räumliche Schutzbereich der Überspannungsableiter infolge Wanderwelleneffekten und der Eigeninduktivität des Ableiterstrompfades ist zu beachten.

Bernhard Doser

Design und Dimensionierung von Überspannungsableitern

FKH Fachtagung 11.11.2008

ABB

Wozu Überspannungsableiter?

- Überspannungsableiter sind Teil der Isolationskoordination (IEC 60071-1/2), die die Auswahl der dielektrischen Festigkeit der Apparate im Netz für zuverlässigen Betrieb festlegt.
- Überspannungsableiter begrenzen transiente (kurzzeitige) Überspannungen
- Überspannungsableiter werden eingesetzt zum Schutz der Isolation teurer Apparate (z.B. Trafos)

**ABB**

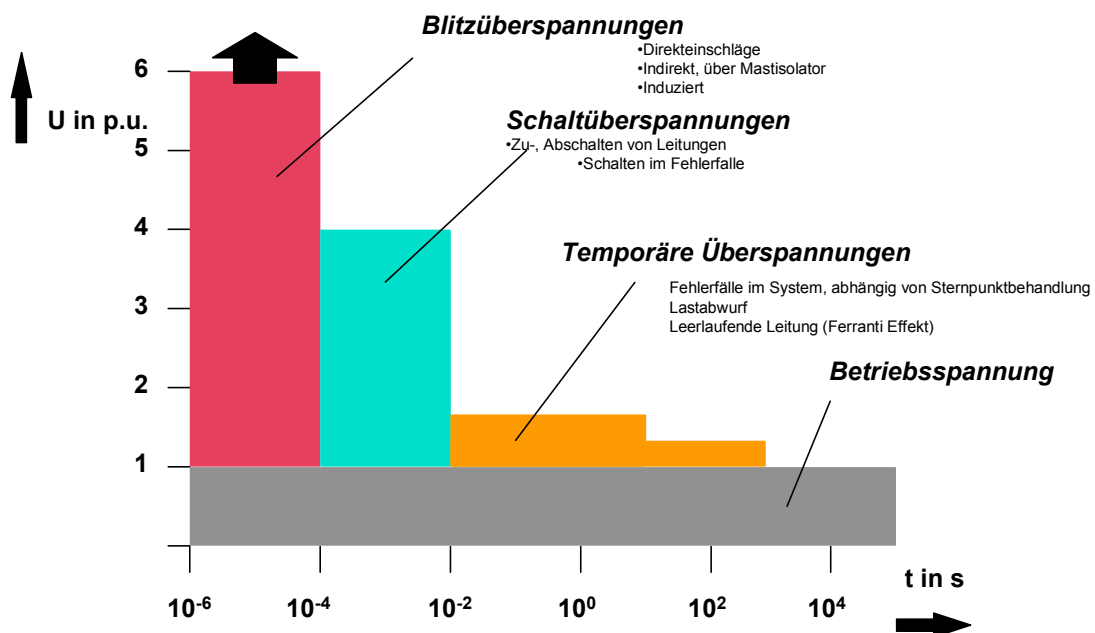
Technische Anforderungen an Überspannungsableiter

- 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

© ABB Power Products, Surge Arresters PTHA-T - 2 -



Spannungen im Netz



1 p.u. = $U_s \cdot \sqrt{2} / \sqrt{3}$,
 U_s höchste Betriebsspannung

© ABB Power Products, Surge Arresters PTHA-T - 4 -



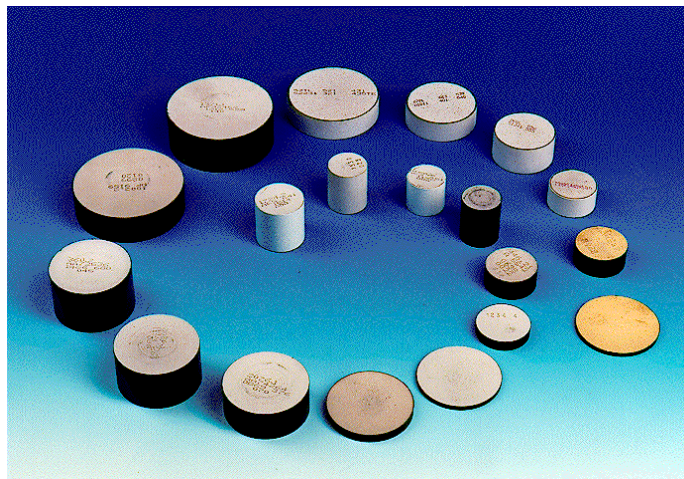
Charakteristiken von Überspannungsableitern



© ABB Power Products, Surge Arresters PTHA-T - 5 -

- Dauerbetriebsspannung U_c
- Bemessungsspannung U_r
- Nenn-Ableitstrom I_n
- Wechselspannungs-Zeit Kennlinie
- Blitzstoss-Schutzpegel U_{pl}
- Hochstossstromfestigkeit
- Leitungsentladeklasse
- Energieaufnahmevermögen
- Bemessungs-Kurzschlussstrom I_s
- Kriechweg
- Umbruchfestigkeit
- Masse, Gewicht, Dimensionen
- usw.

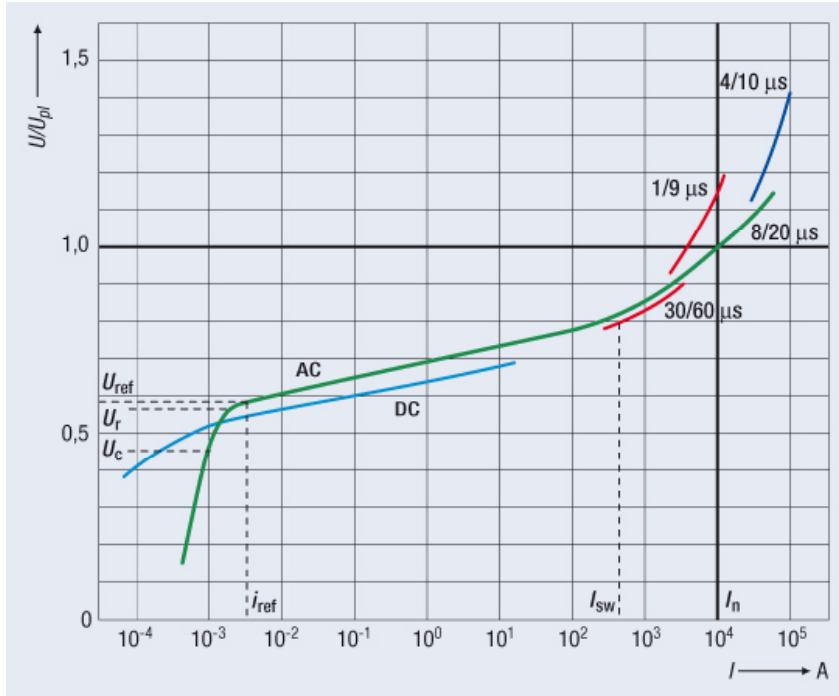
Metalloxid (MO)-Widerstände, der „aktive“ Teil der MO-Ableiter



© ABB Power Products, Surge Arresters PTHA-T - 1 -

Ein breites Sortiment für unterschiedlichste Anwendungen

Widerstandskennlinie der MO-Widerstände



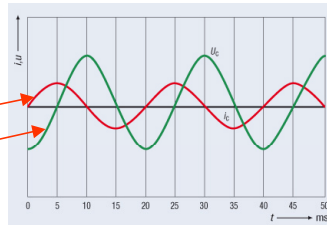
© ABB Power Products, Surge Arresters PTHA-T - 7 -



Beispiele für die nichtlineare U/I Charakteristik

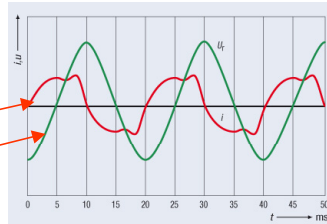
- Dauerspannung U_c

Strom
Spannung



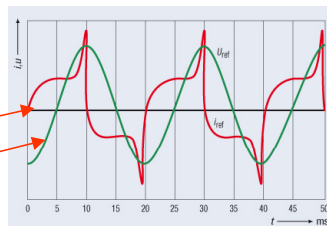
- Bemessungsspannung U_r

Strom
Spannung



- Referenzspannung U_{ref}

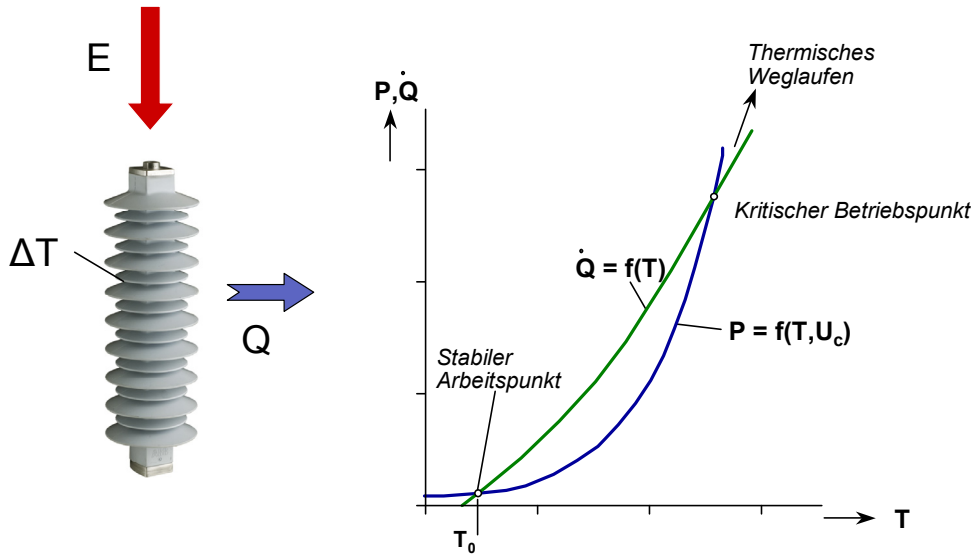
Strom
Spannung



© ABB Power Products, Surge Arresters PTHA-T - 8 -



Thermische Auslegung der MO Überspannungsableiter



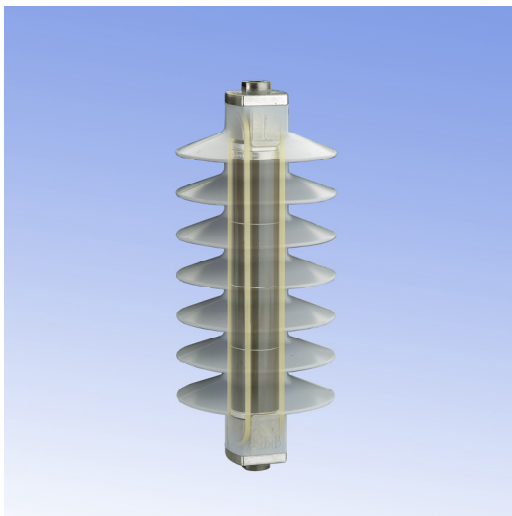
© ABB Power Products, Surge Arresters PTHA-T - 9 -

- E: Energie der Überspannung, die im Überspannungsableiter absorbiert wird und den Aktivteil um ΔT erwärmt.
- Q: Wärmeabgabe des Überspannungsableiter bei Aktivteilktemperatur T
- P: Verlustleistung des Aktivteils des Überspannungsableiter bei T und U_c
- T_0 : Betriebstemperatur bei Umgebungsbedingungen



Beispiele für Ausführungsformen

MS Ableiter,
Leitungsentladeklasse 1



HS Ableiter
Leitungsentladeklasse 4

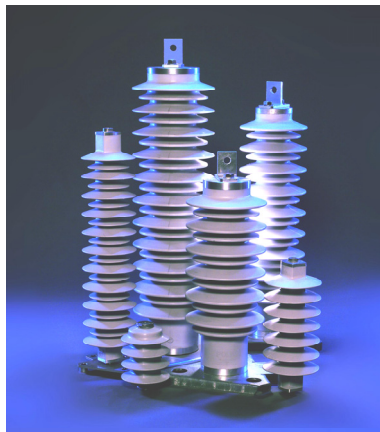


© ABB Power Products, Surge Arresters PTHA-T - 10 -



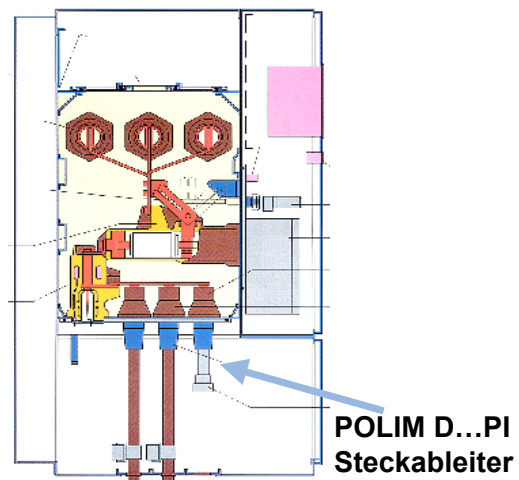
MS Überspannungsableiter für Freiluftschaltanlagen

■ IEC Leitungsentladeklasse:	1	2	3	4
■ Nenn-Ableitstossstrom I_n (8/20 μ s)	10 kA	10 kA	10 kA	20 kA
■ Hochstossstromfestigkeit: (4/10 μ s)	100 kA	100 kA	100 kA	100 kA
■ Energieabsorptionsvermögen:	3.6 kJ/kV- U_c	5.5 kJ/kV- U_c	9.0 kJ/kV- U_c	13.3 kJ/kV- U_c
■ Rechteckstossstrom, 2 ms	250 A	550 A	1000 A	1350 A


ABB

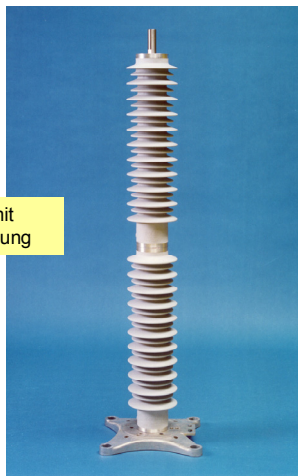
MS Überspannungsableiter, gekapselte Ausführung

- Steckableiter für gasisolierte MS Schaltfelder
Berührungssicher für Innenkonusstecksysteme 2 & 3

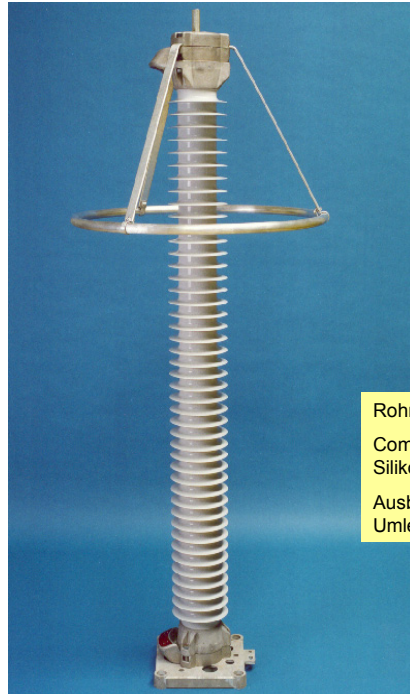

ABB

Überspannungsableiter für Freiluftschaltanlagen Us ? 132kV

- Einteilige und mehrteilige Ausführungen
- $I_n (8/20\mu s)$: 10 kA und 20kA
- IEC Leitungsentladeklasse: 3, 4
- Hochstossstromfestigkeit: 100kA
- Energieabsorptionsvermögen:
9.0, 13.3 kJ pro kV - U_c



Direktumguss mit
Silikonbeschichtung



Rohrdesign
Compound Rohr mit
Silikonbeschichtung
Ausblasventile mit
Umlenkungen

ABB

© ABB Power Products, Surge Arresters PTHA-T - 12 -

HS Überspannungsableiter für gasisolierte Schaltanlagen

- Einphasige und dreiphasige Ausführungen
- $I_n (8/20\mu s)$: 10 kA und 20kA
- IEC Leitungsentladeklasse: 3, 4, 5
- Hochstossstromfestigkeit: 100kA
- Energieabsorptionsvermögen:
9.0, 13.3, 18 kJ pro kV - U_c



ABB

© ABB Power Products, Surge Arresters PTHA-T - 13 -

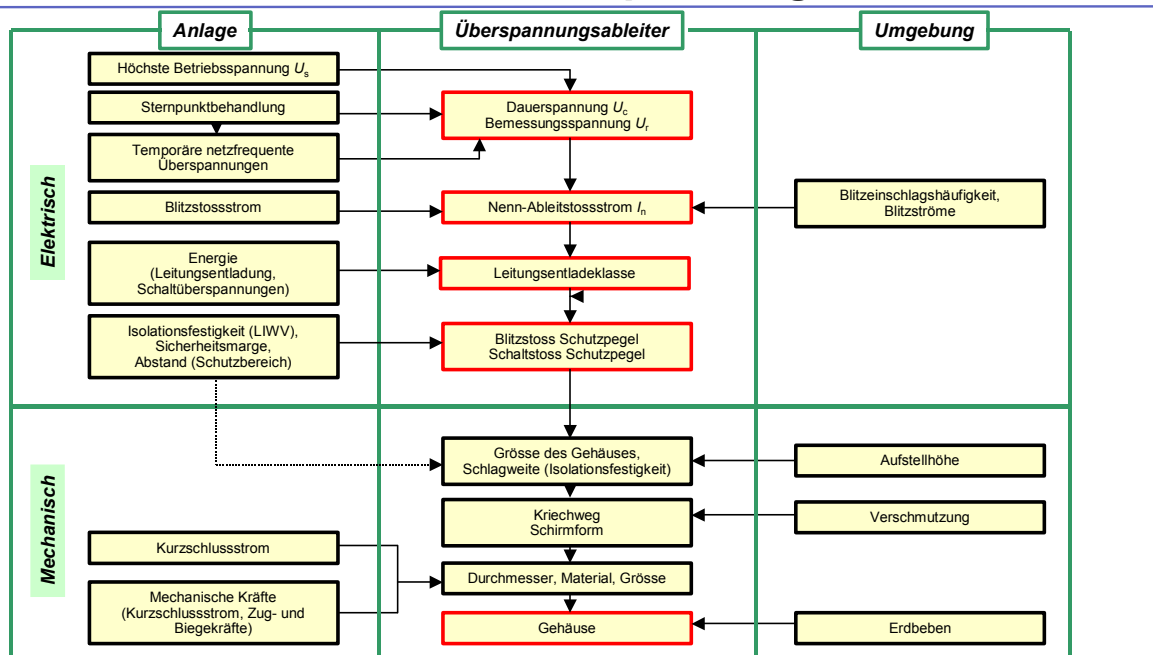
Auswahlverfahren

- Nach welchen Kriterien wählt man aus der Vielzahl der möglichen Überspannungsableitertypen den geeigneten aus?

© ABB Power Products, Surge Arresters PTHA-T - 14 -



Auswahlverfahren für Überspannungsableiter



© ABB Power Products, Surge Arresters PTHA-T - 16 -



Gegenüberstellung der 50Hz Spannungen

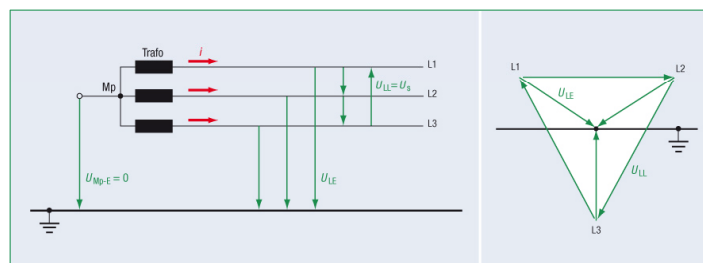
Anlage

- Höchste Betriebsspannung U_s , definiert als Phase-Phase Spannung
- Temporäre (netzfrequente) Überspannungen

Überspannungsableiter

- Spannungen sind definiert an den Klemmen, d.h. meist als Phase-Erde Spannungen
- Dauerspannung U_c
- Bemessungsspannung $U_f = 1.25 \cdot U_c$
- Wechselspannungs-Zeit Kennlinie TOV

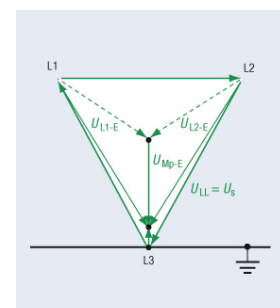
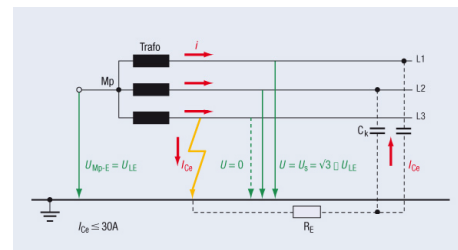
© ABB Power Products, Surge Arresters PTHA-T - 17 -



ABB

Netze mit isoliertem Sternpunkt

- **Einsatz:**
 - 10kV Mittelspannungsnetze mit geringer Ausdehnung
 - Eigenbedarfsanlagen, Industrie
- **Im einpoligen Erdschlussfall gilt:**
 - Erdfehlerfaktor $k = ?3$
 - Erdfehlerstrom $I_{Ce} < 30A$
 - Fehlerdauer: $t > 2h$
- **Wahl von U_c der Überspannungsableiter**
 - Phasenableiter: $U_c ? U_s$
 - Sternpunktableiter des Trafos: $U_c ? U_s / ?3$



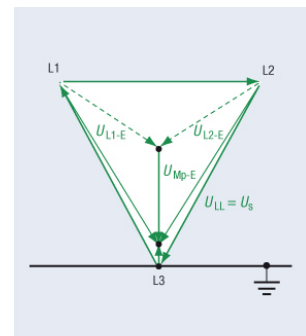
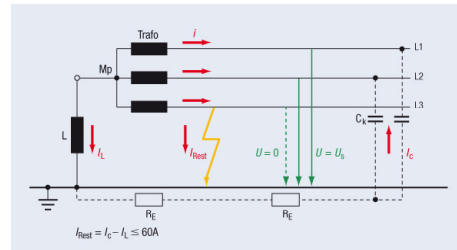
ABB

Bemerkung: Diese Annahmen gelten für typische Netze

© ABB Power Products, Surge Arresters PTHA-T - 17 -

Netze mit Erdschlusskompensation

- **Einsatz:**
 - Freileitungsnetze 10kV .. 100kV
 - Erdschlusslöschspule zwischen Sternpunkt und Erde
- **Im einpoligen Erdschlussfall gilt:**
 - Erdfehlerfaktor $k = (1.0 \dots 1.1) \times ?3$
 - Erdfehlerstrom I_{Ce} 5A .. 60A
 - Fehlerdauer: $t >$ Minuten bis mehrere Stunden
- **Wahl von U_c der Überspannungsableiter**
 - Phasenableiter: $U_c ? (1.0 \dots 1.1) \times U_s$
 - Sternpunktbleiter des Trafos: $U_c ? U_s / ?3$

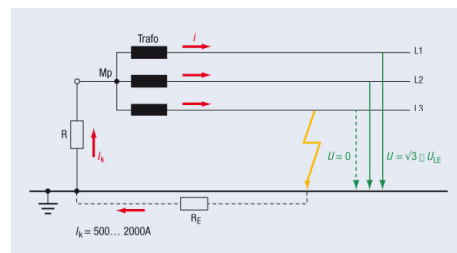


ABB

Bemerkung: Diese Annahmen gelten für typische Netze

Netze mit strombegrenzender Sternpunktterdung und Erdschlussabschaltung

- **Einsatz:**
 - Kabelnetze 10kV .. 110kV
- **Im einpoligen Erdschlussfall gilt:**
 - Erdfehlerfaktor $k = (0.8 \dots 1.05) \times ?3$
 - Erdfehlerstrom $I_{Ce} = 500 \dots 2000A$
 - Fehlerdauer: $t < 3$ s
- **Wahl von U_c der Überspannungsableiter**
 - Phasenableiter: $U_c ? 1.05 \times U_s / T$
 - Sternpunktbleiter des Trafos: $U_c ? U_s / (T \times ?3)$

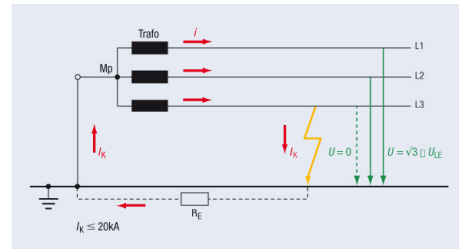


ABB

Bemerkung: Diese Annahmen gelten für typische Netze

Netze mit direkter (niederohmiger) Sternpunktterdung (und Erdschlussabschaltung)

- Einsatz:
 - Freileitungsnetze der Transportebene
- Im einpoligen Erdschlussfall gilt:
 - Erdfehlerfaktor $k \approx 1.4$
 - Erdfehlerstrom $I_{Ce} = \text{gross}$
 - Fehlerdauer: $t < 3s$
- Wahl von U_c der Überspannungsableiter



Phasenableiter: $U_c \geq \frac{1.4 \times U_s}{T \times \sqrt{3}}$

Sternpunktbleiter des Trafos:

$$U_c \geq \frac{0.4 \times U_s}{T}$$

- Beispiel

$$U_c \geq \frac{1.4 \times U_s}{1.31 \times \sqrt{3}} = \frac{1.07 \times U_s}{\sqrt{3}}$$

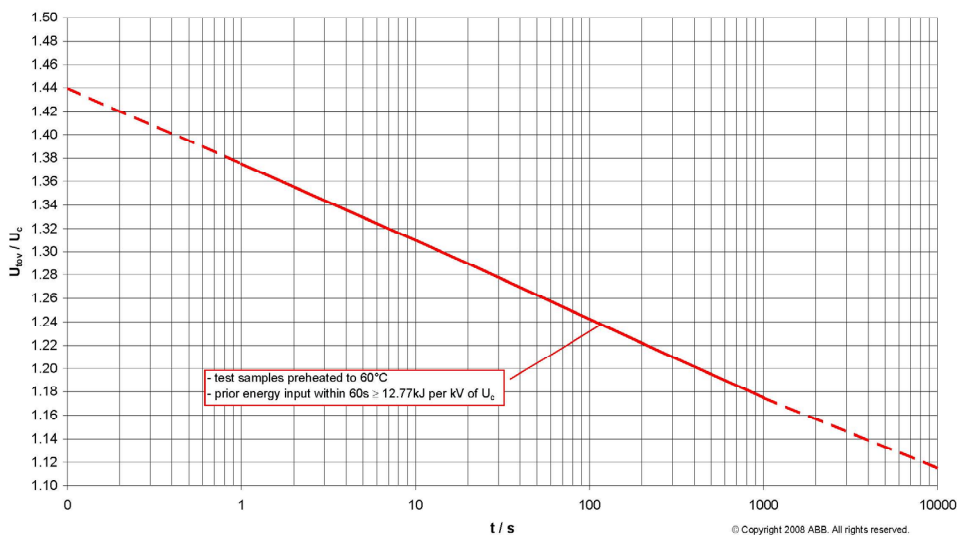
Bemerkung: Diese Annahmen gelten für typische Netze



© ABB Power Products, Surge Arresters PTHA-T - 21 -

Wechselspannungs-Zeit Kennlinie (TOV)

Power-frequency voltage versus time characteristics according to IEC 60099-4 clause 6.10
 Polymer-housed surge arrester type POLIM-H - Metal-oxide resistor type MAH7H48GGA - Line discharge class 4
 (see test report PTHA 491180 for further details)



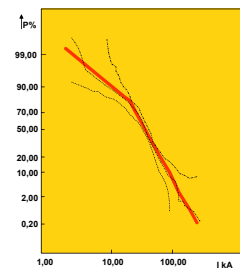
© Copyright 2008 ABB. All rights reserved.



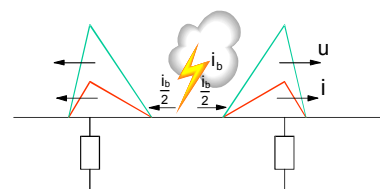
© ABB Power Products, Surge Arresters PTHA-T - 22 -

Nenn-Ableitstossstrom I_n

- Die IEC 60099-4 unterteilt die Überspannungsableiter entsprechend ihrer Nenn-Ableitstossströme und Leitungsentladeklassen
- Der Nenn-Ableitstossstrom I_n
 - hat die Wellenform 8/20 μ s
 - definiert den Blitzstosschutzpegel U_{pl} für die Isolationskoordination
 - definiert Prüfparameter der Typenprüfungen
- Übliche Werte für Überspannungsableiter nach IEC 60099-4 sind: 5kA, 10kA, 20kA
- Stromimpulse, hervorgerufen durch Blitzeinschläge in die Leiterseile der Freileitungen, sind meist kleiner als 10kA
 - Erdseile schirmen die Leiterseile und Schaltanlagen gegen direkte Blitzeinschläge ab
 - Überschläge an Isolatoren begrenzen die Spannungen und damit auch die Ströme der einlaufenden Wellen
Beispiel: $\hat{u}_{\text{Isolator-Überschlag}} = 2000\text{kV}$, $Z_l = 350 \Omega \rightarrow \hat{i} = 5.8\text{kA}$
- Der Aufstellungsort bestimmt die Blitzstossstromhäufigkeit



Blitzstromstatistik



Blitzeinschlag

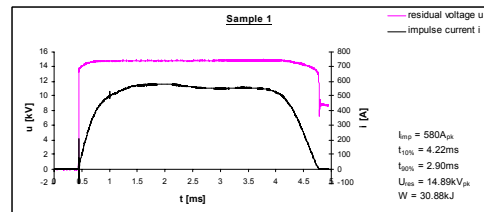
Anforderungen an das Energieaufnahmevermögen

- Zwei Ziele:
 - Mechanische Integrität der Überspannungsableiter nach Energiebeanspruchungen
 - Nachweis erfolgt über Leitungsentladeprüfung (18 Impulse in 6 Gruppen mit Abkühlung), die einer Materialprüfung an MO-Widerständen entspricht
 - Thermische Stabilität des Überspannungsableiters nach der Absorption von Energie
 - Nachweis erfolgt über eine Sequenz verschiedener Stromimpulse einschliesslich temporärer Überspannung an thermischem Modell des Überspannungsableiters (Arbeitsprüfung)
 - Energieeintrag für Überspannungsableiter der Leitungsentladeklasse 1 mittels Hochstossstrom 100kA
 - Energieeintrag für Überspannungsableiter der Leitungsentladeklassen 2..5 mittels Rechteckimpulsen (Leitungsentladungen)

Wahl der Leitungsentladeklassen

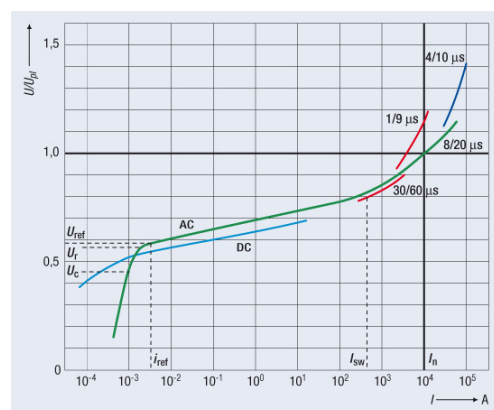
- Einzige in IEC 60099-4 vorgesehene Möglichkeit das Energieaufnahmevermögen des Überspannungsableiters zu spezifizieren
- Bei der Definition der Leitungsentladeklassen wird davon ausgegangen, dass sich eine auf die Höhe einer Schaltüberspannung aufgeladene Leitung in den Überspannungsableiter entladen kann
- Die Energie wird aus den Parametern des Rechteckstossstromes unter Berücksichtigung der Restspannung des Schaltstossstromes berechnet. Je tiefer die Restspannung, desto grösser die eingebrachte Energie für gleiche Parameter
- Wahl der Leitungsentladeklasse nach IEC 60099-5

I_n kA	LD	U_s kV	L km	Z_L Ω	T ms
10	1	? 245	300	450	2.0
10	2	? 300	300	400	2.0
10	3	? 420	360	350	2.4
20	4	? 525	420	325	2.8
20	5	? 765	480	300	3.2



Überprüfung des Schutzpegels

- Die Schutzcharakteristik eines Überspannungsableiters ist gegeben durch die maximale Restspannung U_{res} als Funktion des Stromes.
- Blitzstossschutzpegel ist definiert bei Nennableitstrom I_n
- Das Verhältnis U_{pl} / U_c ist ein Mass für die Güte des Schutzes eines Ableiters. Je tiefer desto besser.
- Schutzverhältnis hängt ab von:
 - Charakteristik der MO-Widerstände
 - Durchmesser der MO-Widerstände
 - Ableiterdesign (thermisches Verhalten)
- Typische Werte liegen bei:
 - U_{pl} / U_c ? 3.0 .. 3.2 für Hochspannungsableiter
 - U_{pl} / U_c ? 3.1 .. 3.6 für Mittelspannungsableiter

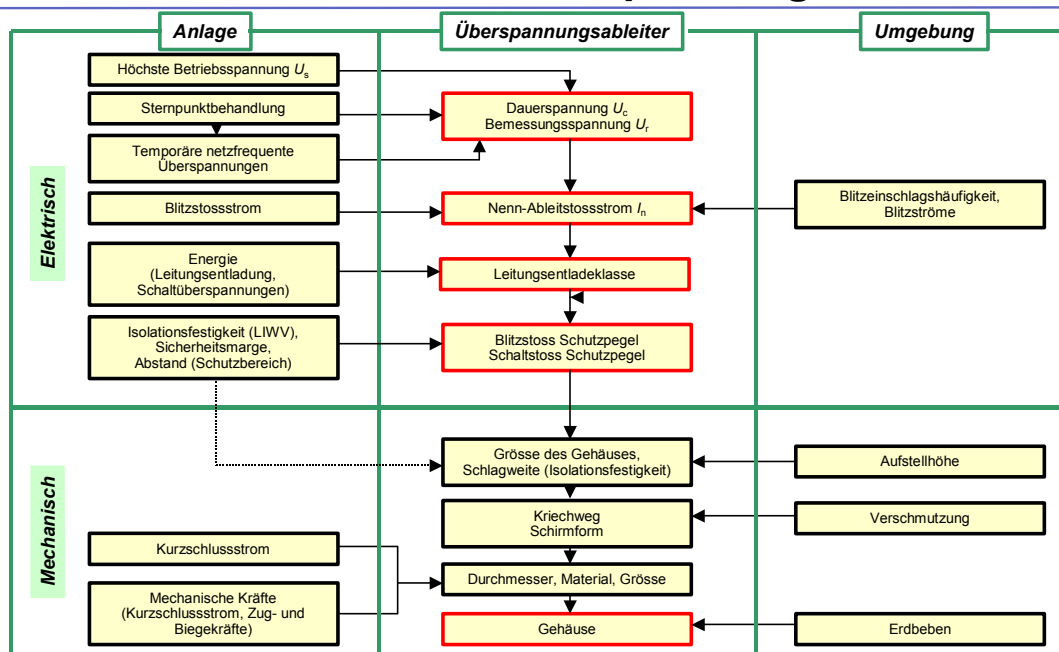


Überprüfung des Schutzpegels

- Die Spannung an den Geräteklemmen soll einen Wert von $LIWV/1.15$ nicht überschreiten (IEC 60071-1)
- Abwägen zwischen:
 - Tiefes Schutzniveau \leftrightarrow geringere Stabilität bei temporären Überspannungen
 - Kleinere Sicherheitsmarge gegen LIWL \leftrightarrow höhere Stabilität bei temporären Überspannungen
- Stabilität des Überspannungsableiters im Netz ist wichtiger als voll ausgenutzter Schutzpegel



Auswahlverfahren für Überspannungsableiter



Anforderungen an das Gehäuse

- Mechanische Festigkeit
 - Statisch und dynamisch
- Isolationsfestigkeit
- Verhalten unter Verschmutzung
- Kurzschlussfestigkeit, im Falle der Überlastung

© ABB Power Products, Surge Arresters PTHA-T - 29 -



Verschmutzungsklassen entsprechend IEC 60815

Verschmutzungsgrad	Kleinster empfohlener Kriechweg	Mögliche Reduktion des Kriechwegs bei Silikonisolation
I - Leicht	16 mm / kV*	30%
II - Mittel	20 mm / kV*	20%
III - Stark	25 mm / kV*	keine Reduktion empfohlen
IV - Sehr stark	31 mm / kV*	keine Reduktion

* Nach IEC 60815 kleinster Nennkriechweg für Isolatoren zwischen Leiter und Erde, bezogen auf die höchste Betriebsspannung U_s (Leiter-Leiter)

- Nachweis der Verschmutzungssicherheit in 1000h Salznebelprüfung entsprechend IEC 60099-4

© ABB Power Products, Surge Arresters PTHA-T - 30 -



Kurzschlussverhalten nach Überlastung

- Prüfung pro Typ mit 4 verschiedenen Strömen
- Prüfung mit „Prefailing“ für Ableiter mit Direktverguss, d.h. Überlastung mit temporärer Überspannung innerhalb von 2..8 min und anschließenden Kurzschlussströmen
- Kriterien:
 - Keine harten Teile > 60g ausserhalb der Umrandung
 - Flammen verlöschen selbsttätig innerhalb von 2 min



POLIM-Ableiter nach Prüfung mit 50kA-0.2s

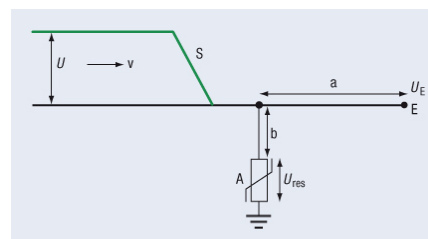


Schutzbereich, Einbauort

Berechnung der Spannung U_E am Ende der Leitung unter der Annahme einer einlaufenden Spannungswelle der Frontsteilheit S

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

$$L = a + b$$



Vereinfachte Berechnung der Schutzdistanz L eines Überspannungsableiters

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

LIWV: Isolationspegel des Apparates
K_s: Sicherheitsfaktor

Der Schutzbereich eines Überspannungsableiters beträgt nur wenige Meter. Deshalb den Ableiter immer so nah wie möglich an den zu schützenden Apparat einbauen



Referenzen

- IEC 60099-4 Ed. 2.1
Überspannungsableiter – Teil 4: Metalloxidableiter ohne Funkenstrecken für Wechselspannungsnetze
- IEC 60099-5 Ed. 1.1
Überspannungsableiter – Teil 5: Auswahl und Anwendungsempfehlungen (Diese Empfehlung wird im Moment überarbeitet)
- ABB Anwendungsrichtlinien – Überspannungsschutz
Bemessung, Prüfung und Einsatz von Metalloxidableitern in Mittelspannungsnetzen, Juli 2008

FKH- / VSE-Fachtagung

11. November 2008

Überspannungen und Isolationskoordination im Hochspannungsnetz

Auswirkung des Schaltprinzips auf Überspannungen in MS-Verteilstationen

Ing. FH Hansruedi Luternauer
ewz, Zürich

1978 – 1981 Studium Energietechnik; FH Muttenz
1981 – 1985 Projektierung- und Inbetriebsetzung, BBC Schweiz, Baden
seit 1985 bei ewz
Sektorleiter Projektierung, Bau und Betrieb Verteilnetz
Leiter Projektierung Anlagen
Leiter Netzdesign (Planung) Verteilnetz

Dr. Reinhold Bräunlich

1982 / 1993 Diplom als Elektroingenieur und Dissertation an der ETH Zürich
1982 bis 1983 Versuchsingenieur bei Brown Boveri & Cie in Baden
1983 bis 1990 Wiss. Mitarbeiter in der Fachgruppe für Hochspannungstechnik der ETH Zürich
seit 1990 Ingenieur bei der FKH, Fachkommission für Hochspannungsfragen in Zürich
seit 2000 Geschäftsleiter der FKH

Einsitz in diversen Fachgremien

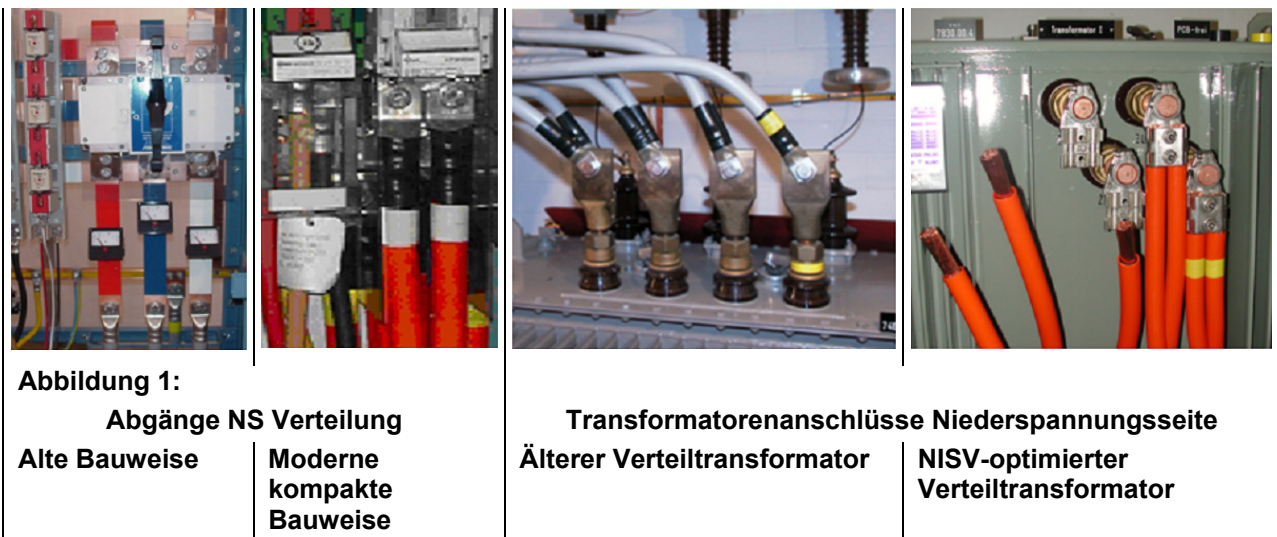
Auswirkung des Schaltprinzips auf Überspannungen in MS-Verteilstationen

Hansruedi Luternauer
ewz, Zürich

Reinhold Bräunlich
FKH, Zürich

1. Einleitung

Beim Schalten in Transformatorstationen mit Hoch- und Niederspannungsschaltern treten Überspannungen auf. Fallbeispiele aus der Praxis haben gezeigt, dass insbesondere auf der Niederspannungsseite der Verteiltransformatoren mit hohen Schaltüberspannungen von mehreren kV zu rechnen ist. Die Gefahr, dass diese Überspannungen zu Überschlägen führen könnten, hat sich angesichts moderner kompakter Bauweisen und damit reduzierter Schlagweiten in den letzten Jahren verschärft. Insbesondere im Rahmen der Bemühungen zur Reduktion der magnetischen Streuflussdichte von Transformatorstationen wird angestrebt, die Phasenabstände möglichst gering zu halten (Abbildung 1).



Das Elektrizitätswerk der Stadt Zürich hat diesbezüglich Untersuchungen in Auftrag gegeben, welche die kritischen Schalthandlungen identifizieren und die wichtigsten Einflüsse auf die Höhe der Überspannungen abklären sollten. Die diesbezüglich interessierenden Fragen betrafen folgende Einflussgrößen:

1. Die Höhe der Belastung (ggf. Leerlauf) des Transformators
2. Art der Schalthandlung bzw. des Schaltzustands (optimale Schaltreihenfolge)
3. Die Höhe der Betriebsspannung auf der Mittelspannungsebene
4. Der verwendete Schaltertyp (Einfluss des Löschmediums)

Für die Versuche wurde eine Transformatorstation ausgesucht, welche sowohl vom 11-kV-Netz wie auch vom 22-kV-Netz gespeist werden kann, wobei die Transformatoren für den Betrieb mit beiden Spannungen umgeschaltet werden können. Ferner war es in dieser Transformatorstation möglich, für die Schaltversuche verschiedene Mittelspannungsschalter mit unterschiedlichen Löschmedien Öl, SF₆ und Vakuum (Abbildung 2) einzusetzen.



Abbildung 2:

ölarmierter Leistungsschalter



SF₆-Lasttrennschalter



Vakuum-Leistungsschalter

2. Durchgeführte Untersuchungen

Abbildung 3 zeigt ein einpoliges Ersatzschaltbild der Trafostation, in welcher einer der beiden Verteiltransformatoren für die Schaltversuche freigeschaltet wurde. Ein- und Ausschaltungen wurden mit dem Transformatorschalter auf der Mittelspannungsseite und auf der Niederspannungsseite durchgeführt.

Bei allen Schalthandlungen wurden die überspannungs- und unterspannungsseitigen Spannungen und Ströme mit breitbandigen Messteilern bzw. Messwandlern und Transientenrekordern aufgezeichnet.

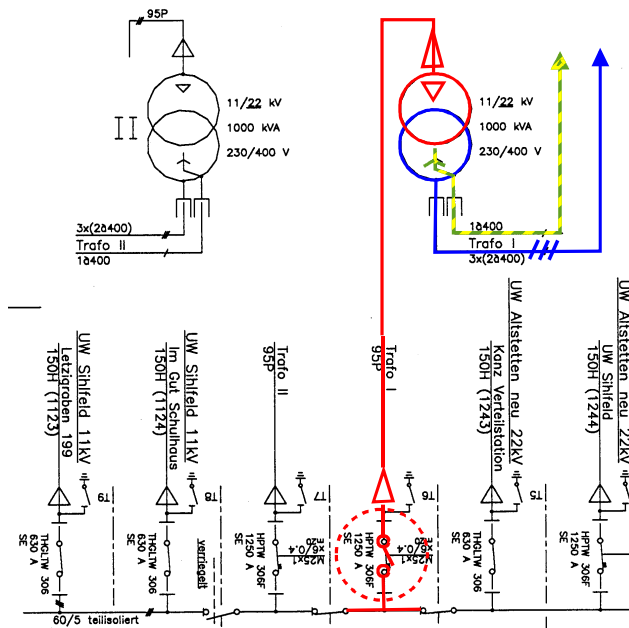


Abbildung 3: Trafostation Fellenbergstrasse, einpoliges Schaltbild Mittelspannungsschaltanlage und Transformatoren

Als Vorbereitung für die Schaltversuche wurden 6 Spannungsteiler zur Messung der transienten Spannungsverläufe an den drei Phasen auf der Primär- und der Sekundärseite des Transformators in die Transformatorzelle eingebaut (Abbildung 4). Diese Spannungsteiler weisen 3-dB-Bandgrenzen von 10 Hz bzw. 10 MHz auf und besitzen über 6 Frequenzdekaden hinweg einen nahezu flachen Frequenzgang. Es wurden dafür Stützisolatoren mit eingegossenen Elektroden eingesetzt, deren Kapazität von einigen pF als Primärkondensatoren eines kapazitiven Teilers verwendet wurden. Diese Stützisolatoren wurden mit niederinduktiven, gedämpft-kapazitiven Sekundärteilen versehen, die vorgängig im Labor der FKH für diesen Zweck optimiert worden waren.

Die Positionen und Bezeichnungen der Messstellen sind im Prinzipschema Abbildung 4 eingezeichnet.

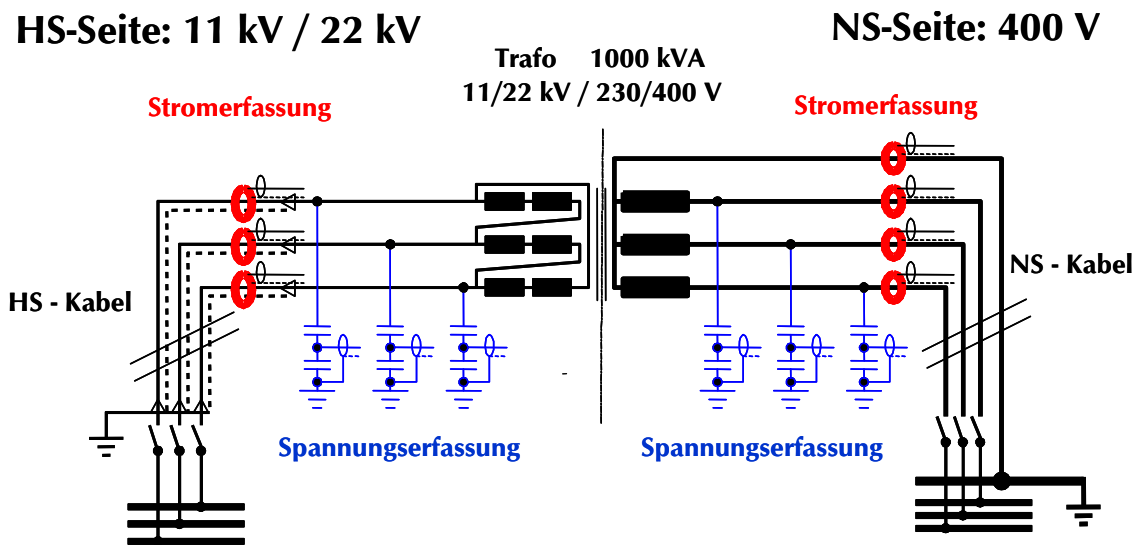


Abbildung 4: Anordnung der Breitbandstromwandler und der Spannungsteiler

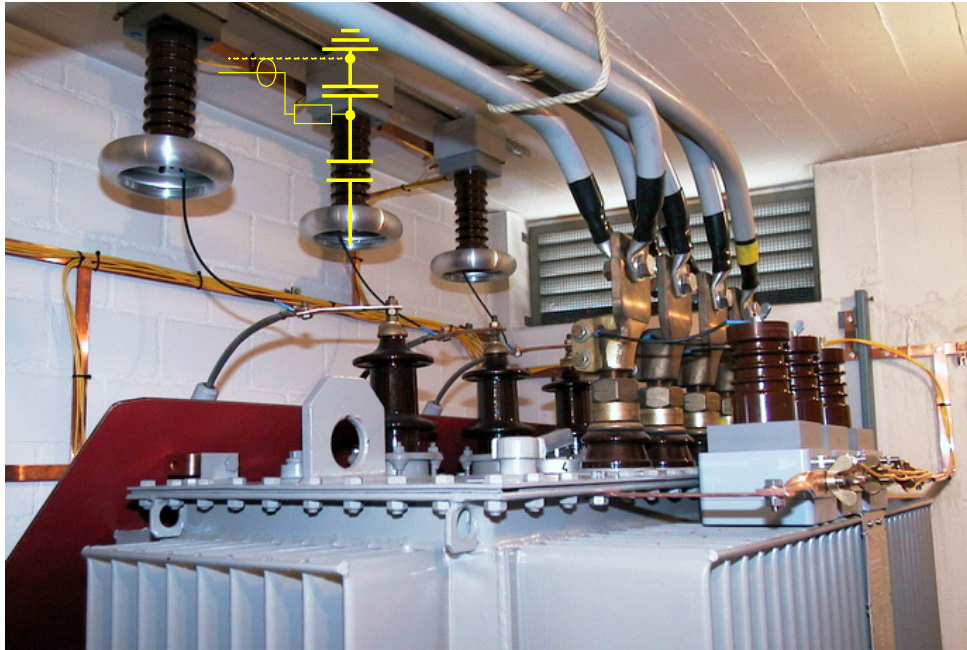


Abbildung 5: Spannungsteiler aus Isolatoren mit eingegossenen Mess-Elektroden auf der Primär- und Sekundärseite des Transformators

Für die Ströme wurden Spezialstromwandler der Firma PFIFFNER Messwandler AG beschafft, welche ein niedriges Übersetzungsverhältnis und eine eingebaute elektrostatische Abschirmung besitzen. In die Stromwandleranschlusskästchen wurden niederinduktive Mess-Shunts eingebaut (Abbildung 6). Mit diesen Strommeseinrichtungen wurde ähnlich wie bei den Spannungsteilern eine ausreichend hohe Bandbreite erreicht (3-dB-Frequenzbandgrenzen: 15 Hz und 5 MHz).



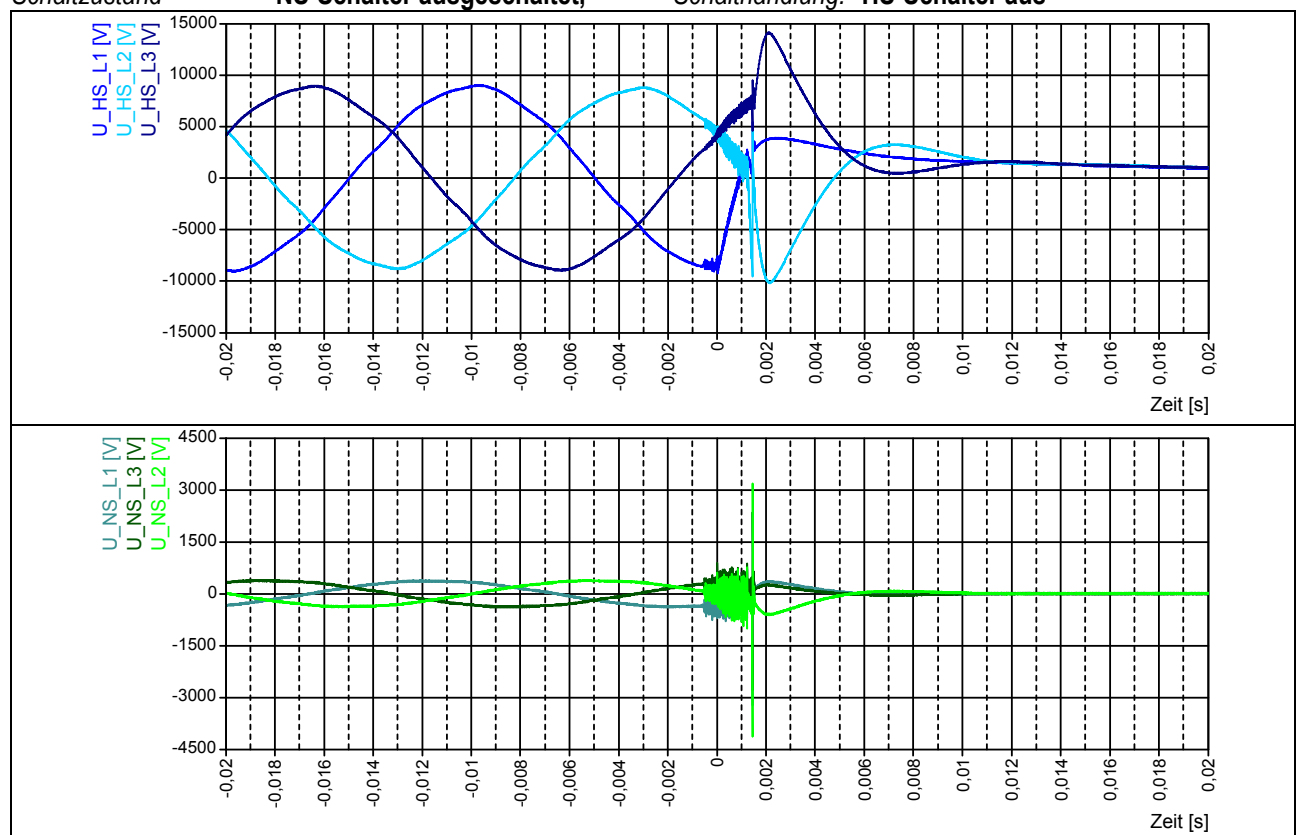
Abbildung 6 Montage der Spezialstromwandler auf der Unterspannungsseite (links) und der Oberspannungsseite (rechts)

3. Oszillographische Aufzeichnungen

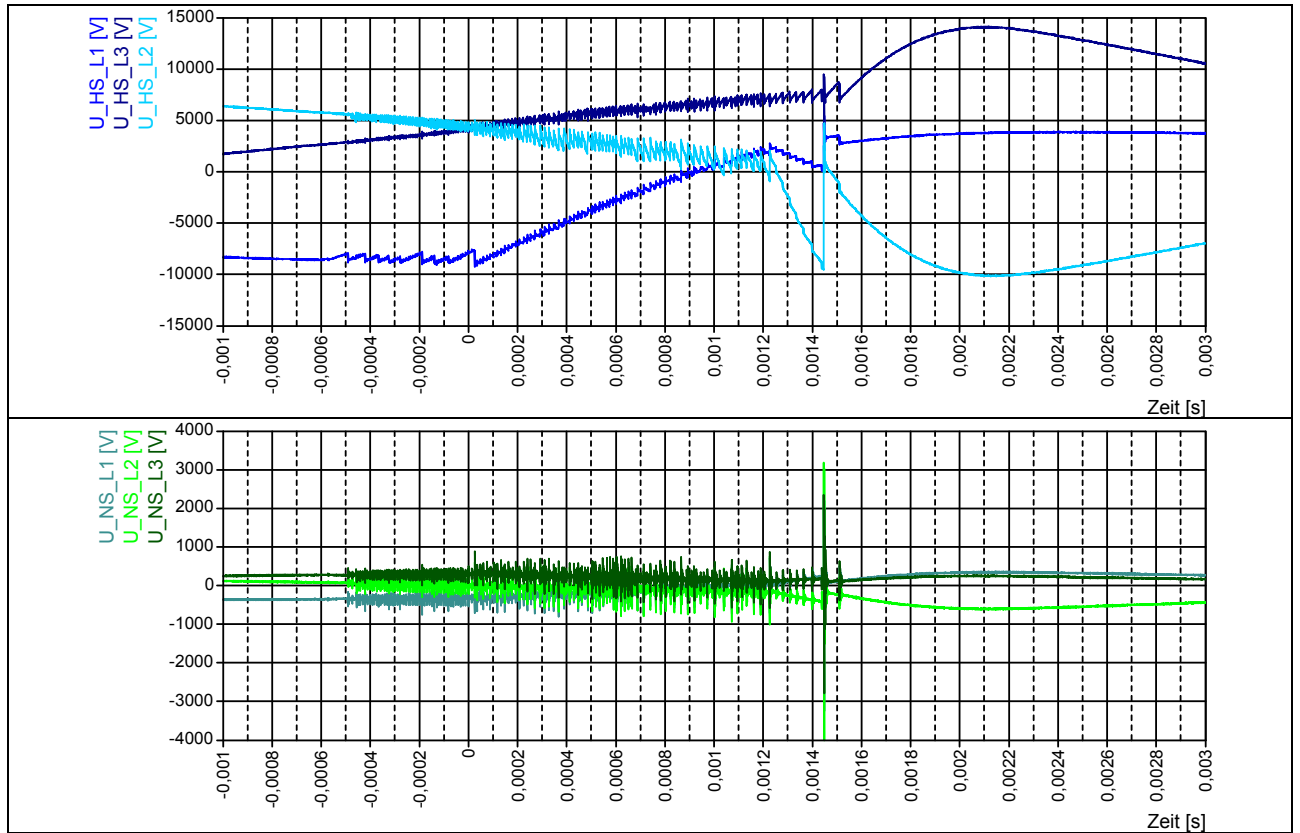
Für die drei Schalterlöschemdien Öl, SF₆ und Vakuum wurde je eine Transientenaufzeichnungen ausgesucht und in der folgenden Oszillogrammserie dargestellt. Um die langsamen, netzfrequenten und die hochfrequenten Vorgänge sichtbar zu machen, wurde bei der ersten Aufzeichnung (ölarmer Schalter) der Verlauf in drei zeitlichen Auflösungen dargestellt.

Jede Aufzeichnung zeigt in einer oberen Graphik die drei überspannungsseitigen Phasenspannungen gegen Erde (geerdetes Trafogehäuse). In der Graphik darunter sind jeweils im gleichen Zeitmassstab die niederspannungsseitigen Phasenspannungsverläufe dargestellt.

Schaltmedium: **ölarmer, HS-Spannung 11 kV,**
Schaltzustand: **NS-Schalter ausgeschaltet, Schalthandlung: HS-Schalter aus**



1. gedehnte Darstellung



2. gedehnte Darstellung

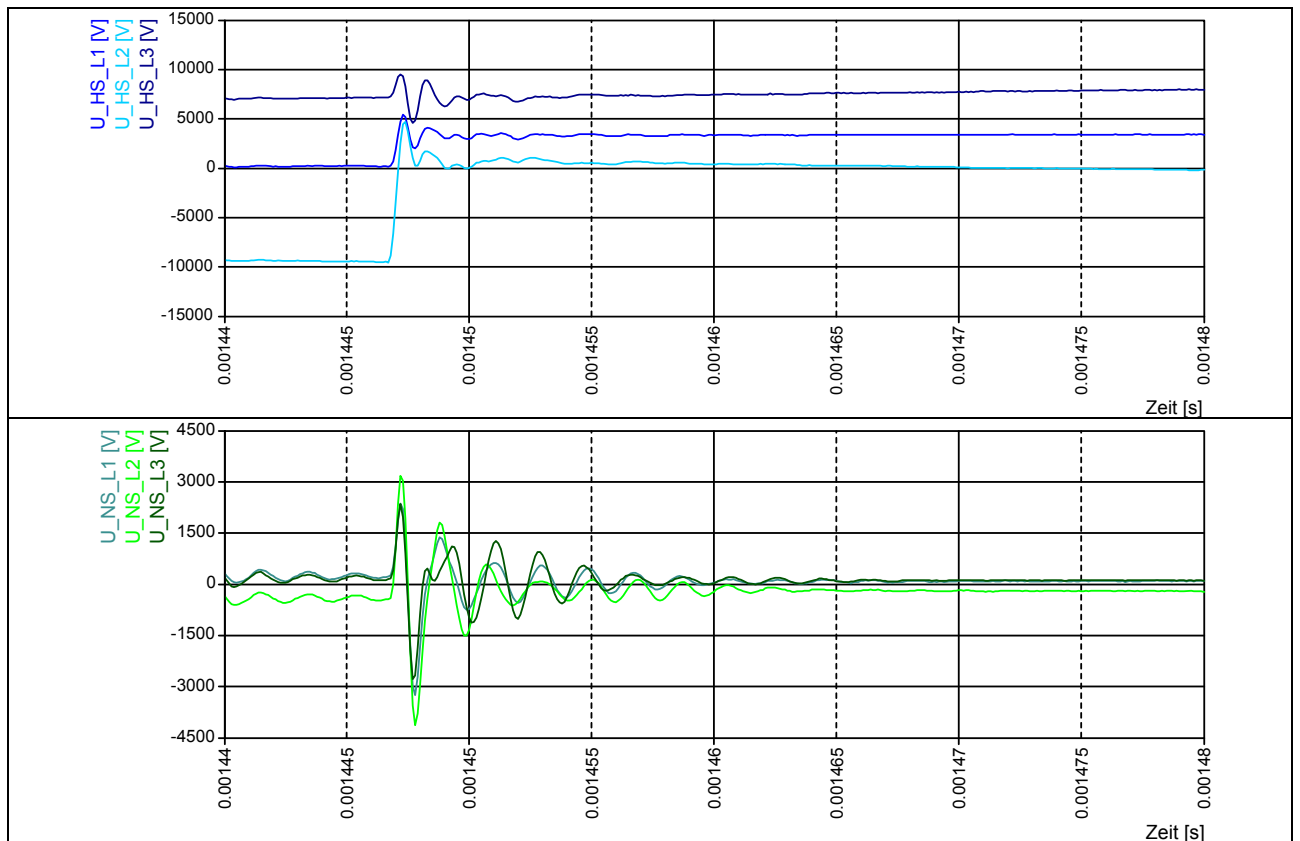


Abbildung 7 Spannungszosillogramme ölarmter Schalter

Schaltmedium: **SF₆**, *HS-Spannung* **11 kV**,
 Schaltzustand **NS-Schalter ausgeschaltet**, *Schalthandlung:* **HS-Schalter aus**

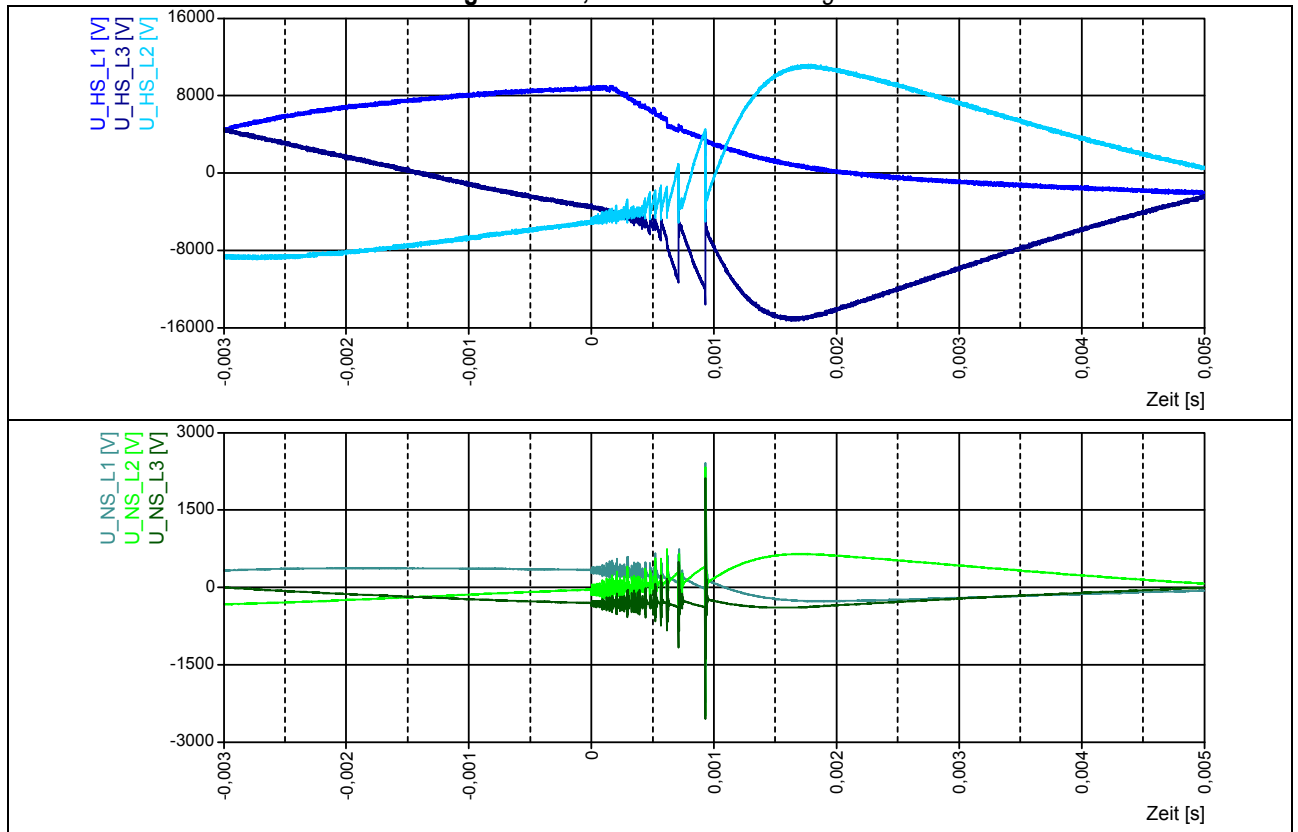


Abbildung 8 Spannungszillogramme SF₆-Schalter

Schaltmedium: **Vakuum, HS-Spannung 11 kV,**
 Schaltzustand **NS-Schalter ausgeschaltet, Schalthandlung: HS-Schalter aus**

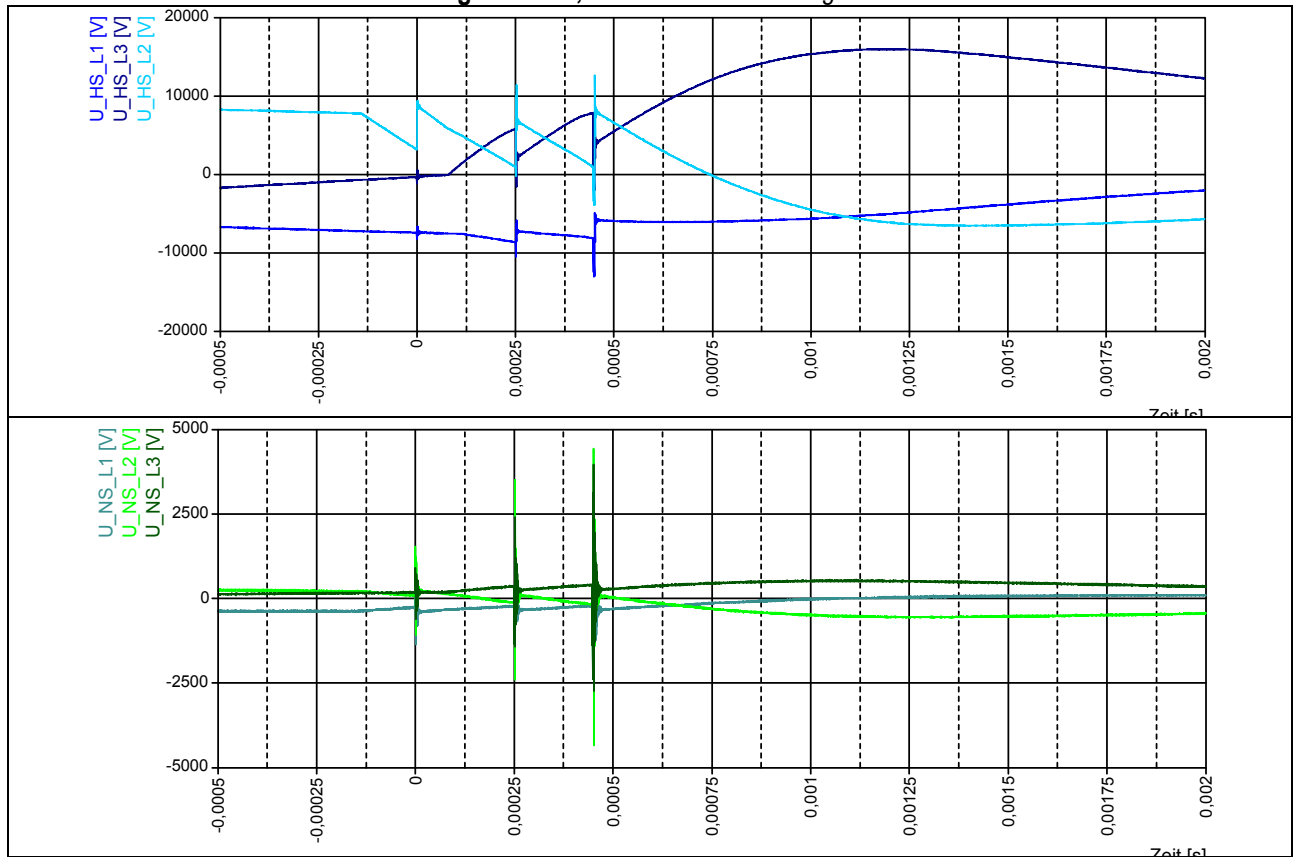
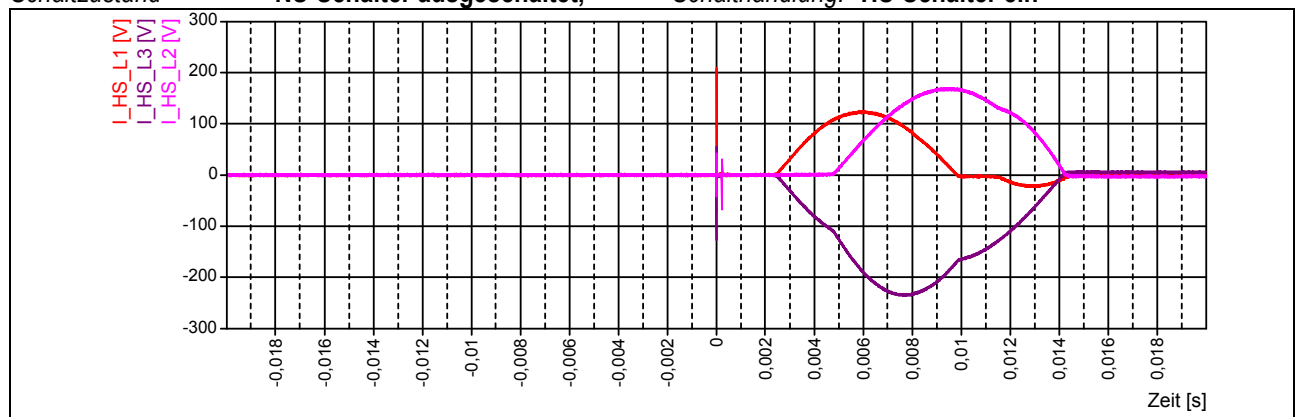


Abbildung 9 Spannungszillogramme Vakuum-Schalter

Schaltmedium: **Öl-Schalter, HS-Spannung** **22 kV,**
Schaltzustand **NS-Schalter ausgeschaltet, Schalthandlung: HS-Schalter ein**



Schaltmedium: **NS-Schalter, HS-Spannung** **22 kV,**
Schaltzustand **HS-Schalter ausgeschaltet, Schalthandlung: NS-Schalter ein**

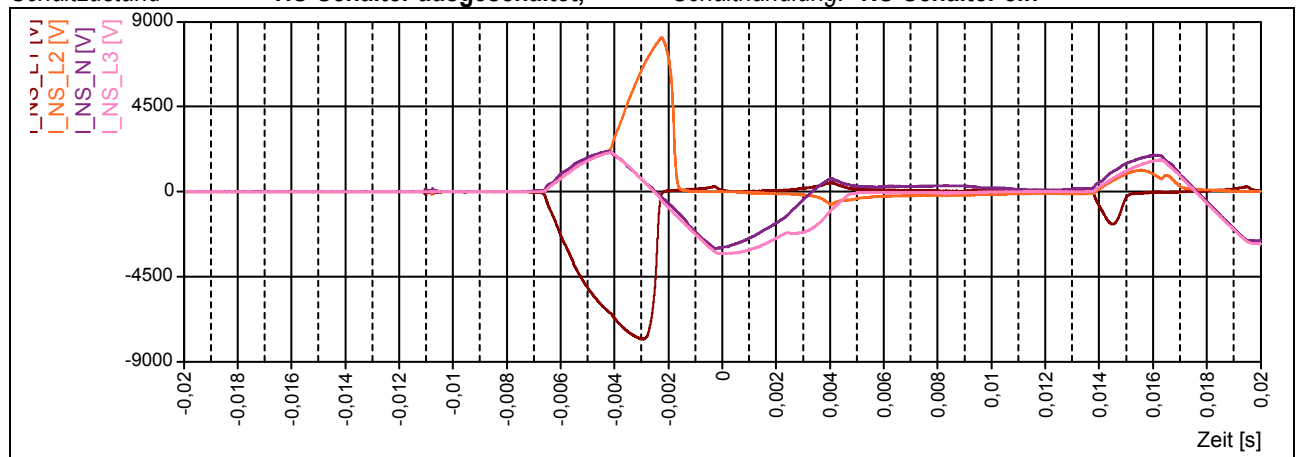


Abbildung 10 Stromoszillogramme beim Zuschalten des Transformators von der Oberspannungsseite her (oben: Strom Oberspannungsseite) und von der Unterspannungsseite her (unten: Strom Unterspannungsseite)

Zur Bewertung der Schaltreihenfolgen für das Ein- und Ausschalten der Transformatoren wurden die auftretenden Amplituden der Schalttransienten für die zwei möglichen Schaltreihenfolgen statistisch ausgewertet und die Ergebnisse in der folgenden Abbildung 11 zusammengestellt.

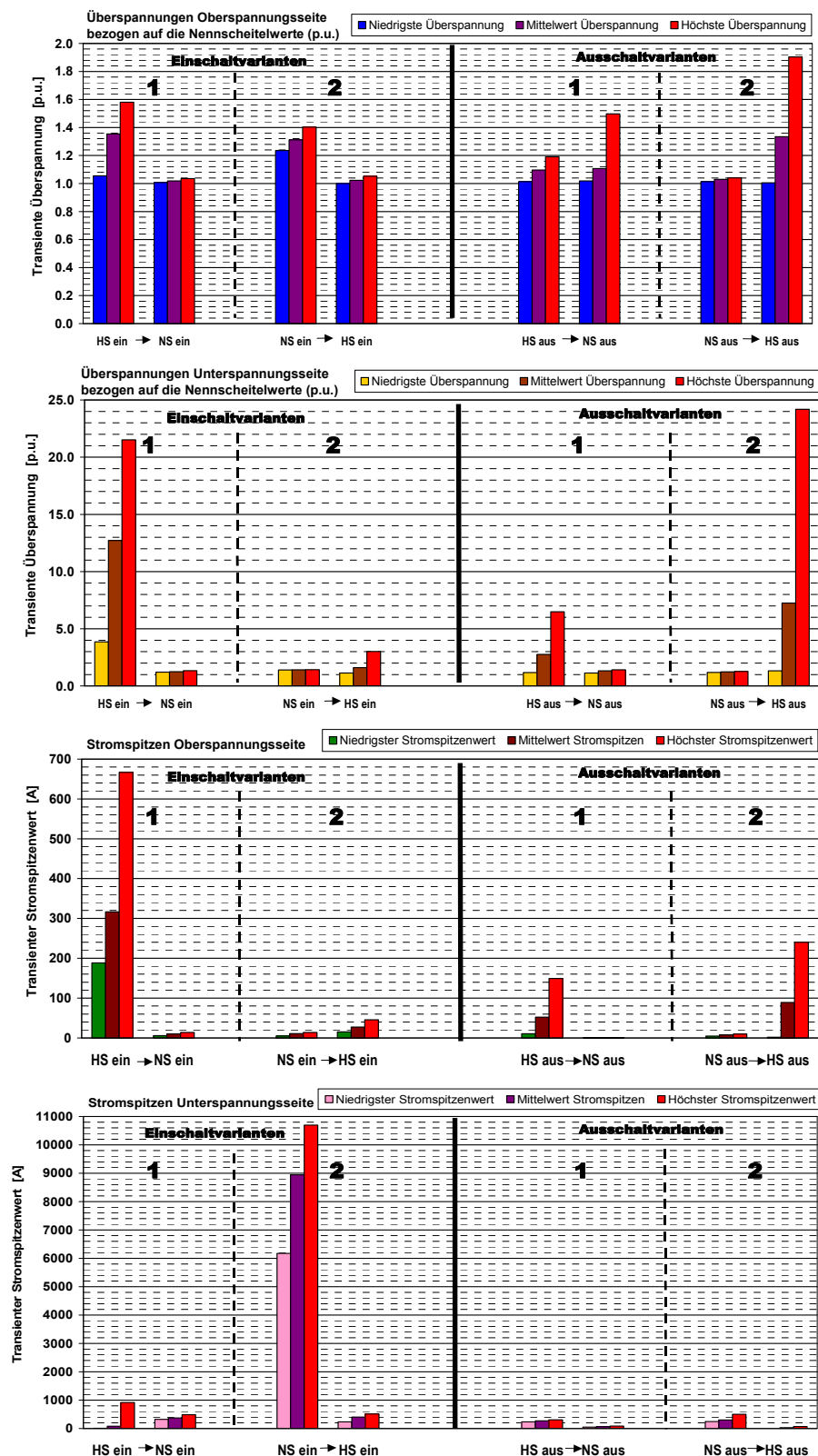


Abbildung 11: Minimalwert, Mittelwert und Maximalwert aller gemessenen Überspannungen und Stromspitzen (Ober- und Unterspannungsseite) bei Ein- und Ausschaltungen zur Gegenüberstellung der Schalterfolgen bei der Inbetriebnahme und der Ausserbetriebnahme eines Transformators. Für diese Auswertung wurden alle Schaltertypen einbezogen

3. Schlussfolgerung

Aus den Schalttransientenuntersuchungen in der Versuchstrafostation konnten folgende Schlussfolgerungen gezogen werden:

1. Auf der Oberspannungsseite des Transformators traten verhältnismässig geringe Überspannungen auf, die stets deutlich unter dem zweifachen Nennscheitelwert der Betriebsspannung lagen.
2. Auf der offenen Sekundärseite des Trafos waren vereinzelt Überspannungen bis zum 25-fachen des Nennscheitelwerts der Niederspannung festzustellen. Diese Überspannungen werden durch eine kapazitive Kopplung zwischen den Transformatorwicklungen übertragen. Bei einer Betriebsspannung auf der Oberspannungsseite von 11 kV erreichten die Überspannungen etwa 60 % derjenigen bei einer Betriebsspannung von 22 kV. Die höchsten Überspannungen ergaben sich generell bei Ein- und Ausschaltungen des leerlaufenden Transformators von der Oberspannungsseite her, d.h. bei ausgeschaltetem Niederspannungsschalter, wobei sich die Amplituden der Ein- und Ausschaltungen innerhalb der statistischen Streuung kaum unterschieden. Bei zugeschalteter NS-Sammelschiene erreichten die Überspannungen bei Ein- und Ausschaltungen auf der Oberspannungsseite noch den 6-fachen Nennscheitelwert (2000 V).
3. Die verschiedenen Schaltprinzipien unterscheiden sich deutlich im Ausschaltvorgang: Beim Ölschalter wurde meist eine sehr grosse Anzahl von Rückzündungen mit kleiner Amplitude festgestellt. Der Vakuumschalter weist weniger häufige Rückzündungen auf (typisch 5 bis 10), dafür zwangsläufig mit grösserer Amplitude des Spannungssprungs. Der SF₆-Schalter liegt diesbezüglich zwischen den beiden anderen Schaltprinzipien. Die letzten Rückzündungen erzeugen die höchsten Spannungstransienten. Bezüglich der Amplitude dieser grössten Rückzündungen unterscheiden sich die Schaltprinzipien nur wenig. Wobei der Vakuumschalter tendenziell höhere Überspannungen erzeugt, als die beiden anderen Schaltprinzipien. Die Streubereiche der Spitzenwerte überlappen sich aber weitgehend für die drei getesteten Schalter.
4. Die Schalthandlungen mit dem **Niederspannungsschalter** erzeugten auf der Niederspannungsseite keine nennenswerten Überspannungen.
5. Das Einschalten des Transformators kann hohe **Einschaltstromspitzen** zur Folge haben, die auf eine Kernsättigung des Transformators zurückzuführen sind (Inrush Current). Die Überströme traten statistisch und an den drei Phasen in unterschiedlicher Intensität auf. Entscheidend hierfür ist der Schaltwinkel. Ein Zuschalten im Spannungsnulldurchgang der Spannung, die über einer Trafowicklung anliegt, führt zu maximaler Sättigung und zu den grössten Überströmen. Der höchste Einschaltstrom von der Oberspannungsseite her betrug 670 A. Beim Einschalten von der Sekundärseite her traten Einschaltströme bis 10.7 kA auf.
6. Bezüglich der **Schaltreihenfolge** bei Inbetriebnahmen und Ausserbetriebnahmen von Vereilttransformatoren wird aufgrund der Transientenmessungen vorgeschlagen, stets die Oberspannungsseite vor der Unterspannungsseite zu schalten (siehe Abbildung 11):

Schaltziel	1. Schalthandlung	2. Schalthandlung	Begründung
Inbetriebnahme des Transformators	Einschaltung Oberspannungsseite	Einschaltung Unterspannungsseite	Vermeidung hoher Einschaltströme
Ausserbetriebnahme des Transformators	Ausschaltung Oberspannungsseite	Ausschaltung Unterspannungsseite	Vermeidung von Spannungstransienten

Trotz dieser Vorgehensweise können aber zumindest beim Einschalten des Transformators hohe Überspannungen auf der NS-Seite nicht vermieden werden. Wegen der grossen Inrush-Ströme wird aber dennoch von einer Zuschaltung von der Niederspannungsseite her abgeraten.

FKH - / VSE-Fachtagung

11. November 2008

Überspannungen und Isolationskoordination im Hochspannungsnetz

Diskussionsbeitrag: "Koordination zwischen Lasttrenner und HH-Sicherungen"

Ing. FH Hansruedi Luternauer
ewz, Zürich



FKH- / VSE - Fachtagung 2008

Überspannungen und Isolationskoordination im Hochspannungsnetz

Datum: Dienstag, 11. November 2008, Beginn 0900

Ort: Aula, HSR Hochschule für Technik, Rapperswil



Koordination zwischen Lasttrenner und
HH-Sicherungen
H. Luternauer ewz



Ein Unternehmen
der Stadt Zürich

Koordination zwischen Lasttrenner und HH- Sicherungen.

Agenda.

- Relevante Normen
- Koordination Last(trenn)schalter und Sicherung
- Sicherungsempfehlungen
- Kriterien zur Auswahl der Sicherung
- Bedingungen nach IEC 62271-105
- Beispiel



Ein Unternehmen
der Stadt Zürich

Sicherungslasttrenner. Normen.

Relevante Normen:

IEC 62271-105^(2002.08) **Zusammenspiel Lasttrenner Sicherung**
gilt seit: 01.10.2002 CH

IEC 60265-1⁽¹⁹⁹⁸⁻⁰¹⁾ **Anforderung für Lastschalter**

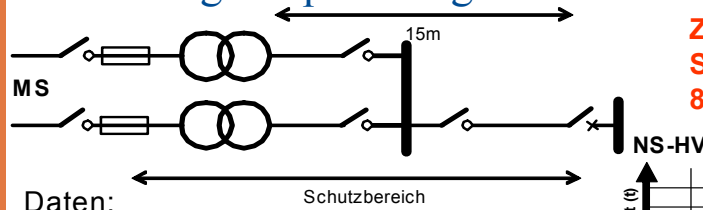
IEC 60282-1^(2005.11) **Anforderung an strombegrenzende Sicherung**

IEC 60787^(2007.3) **Empfehlungen für die Auswahl von Sicherungen**

Sicherungslasttrenner. Koordination Last(trenn)schalter und Sicherung

Strom /	Sicherungen	Schlagstift	Lastschalter
	sprechen dreipolig an, begrenzen den Strom und löschen in einer Halbwelle	→ löst Schalter aus	→ schaltet stromlos
$20 \cdot I_{nHH}$	sprechen in allen drei Polen an und löschen	→ löst Schalter aus	→ schaltet stromlos
	$5 \dots 15 \cdot I_{nHH}$: Bereich des „Transfer Current“ (I_{TC})		
$10 \cdot I_{nHH}$			
$5 \cdot I_{nHH}$	spricht an und löscht in einem Pol	→ löst Schalter aus	→ schaltet: dreipolig löscht: zweipolig
	I_{min} Mindestausschaltstrom bei dem die Sicherung löschen kann		
$3 \cdot I_{nHH}$	spricht an, löscht nicht	→ löst Schalter aus	→ schaltet: dreipolig löscht: zweipolig
$2 \cdot I_{nHH}$			
	Sicherungs-nennstrom		
I_{nHH} I_{nK}	Nennstrom der Kombination (<Sicherungs-nennstrom)		Betriebsschaltungen schaltet: dreipolig löscht: dreipolig

Sicherungslasttrenner. Sicherungsempfehlungen.



**Zeit/Strom Kennlinie:
Sicherungen (DIN)
80A;100A;125A;160A**

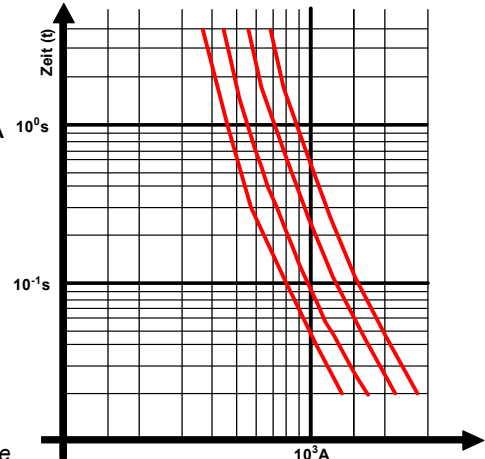
Daten:

Trafo
1000kVA; uk=4,5%; 11,3/0,4kV; I_N = 51 A
Anlage
U_N = 20kV; I_N = 630A; I_k = 20kA;
I_{TA} = 1150A; T₀ = 20-25ms

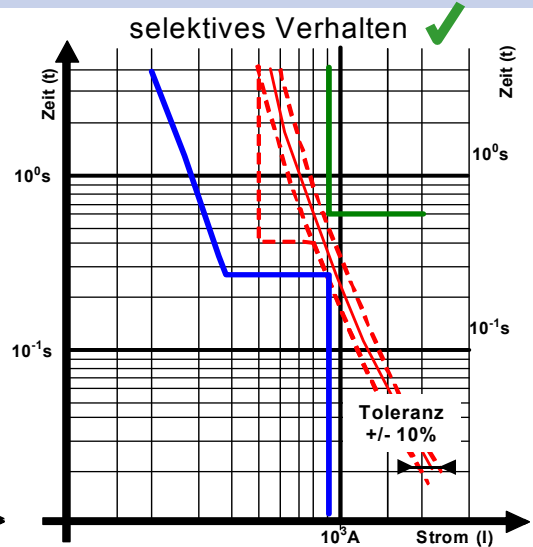
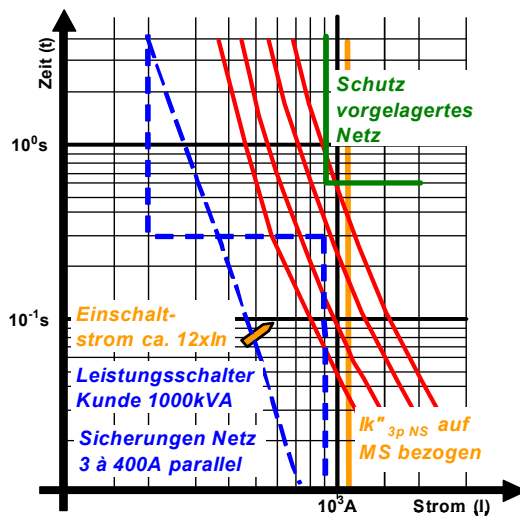
Sicherungsempfehlungen 10-12kV:

IEC 60787 (VDE 0670)	125-160 A
Sicherungshersteller	80-160 A
Anlagenhersteller	80-100 A

grössere Werte
auf Anfrage



Sicherungslasttrenner. Kriterien zur Auswahl der Sicherung (Netz; Trafo; Anlage).



Leistungsabgabe Sicherung:

$$(I_{N \text{ Trafo}} \times 1,1 \times X_{\text{Überlast}} / I_{N \text{ Sicherung}})^2 \times P_v \text{ Verlustleistung Sicherung ? } P_v \text{ Sicherungsträger}$$

$$(51 \text{ A} \times 1.1 / 125 \text{ A})^2 \times 320 \text{ W} = 65 \text{ W ? } 80 \text{ W}$$

HH-Sicherung 24 kV 125 A



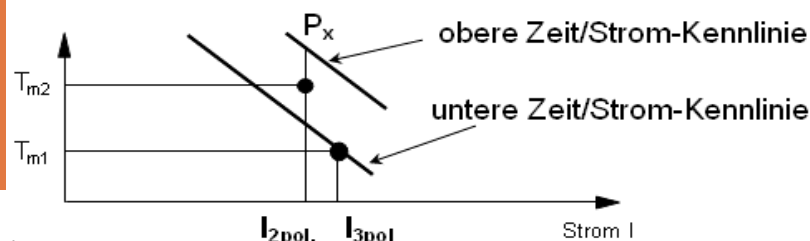
Sicherungslasttrenner. Weitere Kriterien aus Norm.

Bedingungen nach IEC 62271-105 (2002.08)

$$1) I_{TA} \text{ (Transferstrom der Anlage)} > I_{TS} \text{ (Transferstrom der Sicherung)}$$

und

$$2) I_{lk\ 3p \text{ (uk)Trafo.}} > I_{TS} \text{ (Transferstrom der Sicherung)}$$



Sicherungslasttrenner. Beispiel.

Beispiel: Trafo 1000kVA uk= 4,5%; **Sicherung 24kV 125A (DIN)**
Anlage $I_{TA} = 1150A$; $T_0 = 20-25ms$

- | | | | |
|----|-------------------|--|---------------|
| 1) | $1150 A > 1660 A$ | | nicht erfüllt |
| 2) | $1135 A > 1660 A$ | | nicht erfüllt |

Trafo 1000kVA uk= 4,5%; **Sicherung 24kV 100A (DIN)**
Anlage $I_{TA} = 1150A$; $T_0 = 50ms$

- | | | | |
|----|-------------------|--|---------|
| 1) | $1150 A > 1000 A$ | | erfüllt |
| 2) | $1135 A > 1000 A$ | | erfüllt |

Anlage (I_{TA} ; T_0) & Sicherung (Grösse; Kennlinie)

Teilnehmerverzeichnis sortiert nach Namen

Aeberhard	Martin	Schweizerische Bundesbahnen SBB	Zollikofen
Aschwanden	Thomas	Kraftwerke Oberhasli AG	Innertkirchen
Bader	Marcel	St. Gallisch-Appenzellische Kraftwerke AG	St. Gallen
Bärtschi	Markus	Industrielle Werke Basel	Basel
Bolt	Armin	Siemens Schweiz AG	Zürich
Boss	Pierre	ABB Sécheron SA	Genève 2
Boss	Martin	Pfiffner Messwandler AG	Hirschthal
Bräunlich	Reinhold	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Zürich
Braissant	Pierre	Service de l'électricité de la ville de Lausanne	Lausanne 9
Brantschen	Florian	HYDRO-EXPLOITATION SA	Sion
Brechna	Habibo		Meilen
Brügger	Thomas	Eidg. Technische Hochschule Zürich	Zürich
Buchs	Gérald	Atel Netz AG	Olfen
Büchel	Beat	EKT AG	Arbon
Büttler	Roland	Atel Netz AG	Olfen
Castelli	Giovanni	AEW Energie AG	Aarau
Christen	Michael	ABB Switzerland Ltd, Micafil	Zürich
Christen	Joseph	AREVA T&D AG	Oberentfelden
Costa	Pino	Starkstrom-Gerätebau GmbH	Zürich
Del Castillo	Alvaro	AREVA T&D AG	Oberentfelden
Der Houhanessian	Vahe	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Zürich
Doser	Bernhard	ABB Schweiz AG	Wettingen
Duss	Stefan	Onyx Energie Netze	Langenthal
Ebner	Andreas	Eidg. Technische Hochschule Zürich	Zürich
Egger	Brigitte	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Zürich
Eggimann	Lukas	BKW FMB Energie AG	Ostermundigen
Eggli	Guido	Städtische Werke Schaffhausen	Schaffhausen
Egli	Kasimir	BKW FMB Energie AG	Mühleberg
Fessler	Peter	ewz	Zürich
Fuhr	Jitka	BKW FMB Energie AG	Ostermundigen
Galli	Daniel	AEK Energie AG	Solothurn
Gambon	Pascal	Nordostschweizerische Kraftwerke AG	Baden
Gautschi	David	AREVA T&D AG	Oberentfelden
Giger	Walter	Siemens Schweiz AG	Zürich
Glanzmann	Armin	Centralschweizerische Kraftwerke AG	Luzern
Glassey	Olivier	HYDRO-EXPLOITATION SA	Sion
Gosteli	Yann	Centralschweizerische Kraftwerke AG	Luzern
Graber	Lukas	Eidg. Technische Hochschule Zürich	Zürich
Gränicher	Thomas	BKW FMB Energie AG	Ostermundigen
Grimm	Peter	Maxwell Technologies SA	Rossens
Grütter	Renato	AREVA T&D AG	Oberentfelden
Gut	Markus	EBM Netz AG	Münchenstein
Häberli	Hans-Peter	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Zürich
Hässig	Martin	Nordostschweizerische Kraftwerke AG	Baden
Horner	Heinz	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Zürich
Huber	Christof	Stadtwerk Winterthur	Winterthur
Hug	Urs	Centralschweizerische Kraftwerke AG	Luzern
Huppertz	Jochem	Haefely Test AG	Basel

Imhof	Felix	Kraftwerke Oberhasli AG	Innertkirchen
Jakob	Roland	St. Gallisch-Appenzellische Kraftwerke AG	St. Gallen
Joye	Patrick	BKW FMB Energie AG	Ostermundigen
Knab	Hans-Josef	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Däniken
Köppl	Georg	Köppl Power Experts	Wettingen
Kreuzer	Josef		Genève
Kronig	Heinz	Dr. H. Kronig & Partner AG	Zermatt
Krüsi	Urs	ABB Schweiz AG	Zürich
Krummen	Bernard	Service de l'électricité de la ville de Lausanne	Lausanne
Lardi	Gian Paolo	Rätia Energie AG	Poschiavo
Lehmann	P.-A.	Alpha Elektrotechnik AG	Nidau
Lehner	Markus	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich	Zürich
Liechti	Dominik	Cellpack Power Systems AG	Villmergen
Luder	Markus	ABB Switzerland Ltd	Baden
Lüscher	Robert	AREVA T&D AG	Oberentfelden
Lustenberger	Pirmin	ewl Kabelnetz AG	Luzern
Luternauer	Hansruedi	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich	Zürich
Marthaler	Hanspeter	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Zürich
Mathis	Peter	Kraftwerke Oberhasli AG	Innertkirchen
Mauchle	Urban	EKT AG	Arbon
Meier	Andreas	Brugg Kabel AG	Brugg
Meier	Peter	Nordostschweizerische Kraftwerke AG	Baden
Mele	Adamo	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Zürich
Metzger	Fridolin	Nordostschweizerische Kraftwerke AG	Laufenburg
Miesch	Markus	AREVA T&D AG	Oberentfelden
Miljanovic	Mijodrag	Nordostschweizerische Kraftwerke AG	Baden
Minkner	Ruthard		Pfeffingen
Minnig	René	Siemens Suisse SA	Renens
Mösch	Lukas	Nordostschweizerische Kraftwerke AG	Baden
Moser	Urs	Stadtwerk Winterthur	Winterthur
Müller	Beat	ABB Switzerland Ltd	Baden
Muller	Pierre		Lausanne
Neuhold	Stephan	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Däniken
Oberholzer	Patrick	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Zürich
Orzan	David	The Energy Consulting Group AG	Zürich
Raselli	Loris	Rätia Energie AG	Poschiavo
Renaud	François	Energie Ouest Suisse	Lausanne
Riechert	Uwe	ABB Schweiz AG	Zürich
Riesen	Daniel	BKW FMB Energie AG	Ostermundigen
Ritter	Luigi		Mettmenstetten
Rohs	Arian	AEW Energie AG	Aarau
Rudin	Markus	Industrielle Werke Basel	Basel
Rüeger	Urs	Alpha Elektrotechnik AG	Nidau
Schell	J. Fabian	Pöyry Energy AG	Zürich
Schenk	Christoph	AREVA T&D AG	Oberentfelden
Scheuer	Thomas	Cellpack Power Systems AG	Villmergen
Schluchter	Samuel	Kraftwerke Oberhasli AG	Innertkirchen
Schmid	Roland	EcoWatt Projects AG	Altendorf
Schneiter	Emanuel	BKW FMB Energie AG	Ostermundigen
Seitz	Thomas	Rauscher & Stoecklin AG	Sissach
Storf	Günther	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Zürich
Straumann	Ulrich	Eidg. Technische Hochschule Zürich	Zürich

Studer	Martin	ABB Switzerland Ltd, Micafil	Zürich
Suter	Roger	Stadtwerk Winterthur	Winterthur
Swoboda	Michael	Wienstrom GmbH	Wien
Tahiri	Sabit	Cellpack Power Systems AG	Villmergen
Teich	Timm H.	Eidg. Technische Hochschule Zürich	Zürich
Traber	Patrik	Kernkraftwerk Gösgen-Däniken AG	Däniken
Tröndle	Markus	Nordostschweizerische Kraftwerke AG	Baden
Tschopp	Martin	St. Gallisch-Appenzellische Kraftwerke AG	St. Gallen
Vallotton	Jean-Daniel	Siemens Schweiz AG	Zürich
Voss	Gerd	ABB Schweiz AG	Baden
Waishar	Robert	AREVA T&D AG	Oberentfelden
Weber	Hans-Jürg	Eidg. Technische Hochschule Zürich	Zürich
Weck	Karl-Heinz	FGH	Mannheim
Weidmann	Matthias	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Däniken
Weingartner	Jörg	ewl Kabelnetz AG	Luzern
Wenger	Hans-Ulrich	BKW FMB Energie AG	Ostermundigen
Wicki	Stefan	Onyx Energie Netze	Langenthal
Wirz	Thomas	Siemens Schweiz AG	Zürich
Wyss	Sascha	Siemens Schweiz AG	Zürich
Zaengl	Walter		Dübendorf
Zellweger	Rudolf	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Zürich
Ziegler	Roland	Nordostschweizerische Kraftwerke AG	Baden
Zimmermann	Urs	Kantonales Elektrizitätswerk Nidwalden	Stans
Züger	Alois	AG Kraftwerk Wägital	Siebnen

Teilnehmerverzeichnis sortiert nach Firmen

Brechna	Habibo		Meilen
Kreuzer	Josef		Genève
Minkner	Ruthard		Pfeffingen
Muller	Pierre		Lausanne
Ritter	Luigi		Mettmenstetten
Zaengl	Walter		Dübendorf
Doser	Bernhard	ABB Schweiz AG	Wettingen
Krüsi	Urs	ABB Schweiz AG	Zürich
Riechert	Uwe	ABB Schweiz AG	Zürich
Voss	Gerd	ABB Schweiz AG	Baden
Boss	Pierre	ABB Sécheron SA	Genève 2
Luder	Markus	ABB Switzerland Ltd	Baden
Müller	Beat	ABB Switzerland Ltd	Baden
Christen	Michael	ABB Switzerland Ltd, Micafil	Zürich
Studer	Martin	ABB Switzerland Ltd, Micafil	Zürich
Galli	Daniel	AEK Energie AG	Solothurn
Castelli	Giovanni	AEW Energie AG	Aarau
Rohs	Arian	AEW Energie AG	Aarau
Züger	Alois	AG Kraftwerk Wägital	Siebnen
Lehmann	P.-A.	Alpha Elektrotechnik AG	Nidau
Rüeger	Urs	Alpha Elektrotechnik AG	Nidau
Christen	Joseph	AREVA T&D AG	Oberentfelden
Del Castillo	Alvaro	AREVA T&D AG	Oberentfelden
Gautschi	David	AREVA T&D AG	Oberentfelden
Grütter	Renato	AREVA T&D AG	Oberentfelden
Lüscher	Robert	AREVA T&D AG	Oberentfelden
Miesch	Markus	AREVA T&D AG	Oberentfelden
Schenk	Christoph	AREVA T&D AG	Oberentfelden
Waishar	Robert	AREVA T&D AG	Oberentfelden
Buchs	Gérald	Atel Netz AG	Olten
Büttler	Roland	Atel Netz AG	Olten
Egli	Kasimir	BKW FMB Energie AG	Mühleberg
Gränicher	Thomas	BKW FMB Energie AG	Ostermundigen
Joye	Patrick	BKW FMB Energie AG	Ostermundigen
Riesen	Daniel	BKW FMB Energie AG	Ostermundigen
Schneiter	Emanuel	BKW FMB Energie AG	Ostermundigen
Wenger	Hans-Ulrich	BKW FMB Energie AG	Ostermundigen
Eggimann	Lukas	BKW FMB Energie AG	Ostermundigen
Fuhr	Jitka	BKW FMB Energie AG	Ostermundigen
Meier	Andreas	Brugg Kabel AG	Brugg
Liechti	Dominik	Cellpack Power Systems AG	Villmergen
Scheuer	Thomas	Cellpack Power Systems AG	Villmergen
Tahiri	Sabit	Cellpack Power Systems AG	Villmergen
Glanzmann	Armin	Centralschweizerische Kraftwerke AG	Luzern
Gosteli	Yann	Centralschweizerische Kraftwerke AG	Luzern
Hug	Urs	Centralschweizerische Kraftwerke AG	Luzern
Kronig	Heinz	Dr. H. Kronig & Partner AG	Zermatt
Gut	Markus	EBM Netz AG	Münchenstein

Schmid	Roland	EcoWatt Projects AG	Altendorf
Brügger	Thomas	Eidg. Technische Hochschule Zürich	Zürich
Ebner	Andreas	Eidg. Technische Hochschule Zürich	Zürich
Graber	Lukas	Eidg. Technische Hochschule Zürich	Zürich
Straumann	Ulrich	Eidg. Technische Hochschule Zürich	Zürich
Teich	Timm H.	Eidg. Technische Hochschule Zürich	Zürich
Weber	Hans-Jürg	Eidg. Technische Hochschule Zürich	Zürich
Büchel	Beat	EKT AG	Arbon
Mauchle	Urban	EKT AG	Arbon
Fessler	Peter	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich	Zürich
Lehner	Markus	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich	Zürich
Luternauer	Hansruedi	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich	Zürich
Häberli	Hans-Peter	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Zürich
Horner	Heinz	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Zürich
Marthaler	Hanspeter	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Zürich
Oberholzer	Patrick	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Zürich
Renaud	François	Energie Ouest Suisse	Lausanne
Lustenberger	Pirmin	ewl Kabelnetz AG	Luzern
Weingartner	Jörg	ewl Kabelnetz AG	Luzern
Bräunlich	Reinhold	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Zürich
DerHouhanessian	Vahe	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Zürich
Egger	Brigitte	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Zürich
Knab	Hans-Josef	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Däniken
Mele	Adamo	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Zürich
Neuhold	Stephan	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Däniken
Storf	Günther	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Zürich
Weidmann	Matthias	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Däniken
Zellweger	Rudolf	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Zürich
Weck	Karl-Heinz	FGH	Mannheim
Huppertz	Jochem	Haefely Test AG	Basel
Brantschen	Florian	HYDRO-EXPLOITATION SA	Sion
Glasse	Olivier	HYDRO-EXPLOITATION SA	Sion
Bärtschi	Markus	Industrielle Werke Basel	Basel
Rudin	Markus	Industrielle Werke Basel	Basel
Zimmermann	Urs	Kantonales Elektrizitätswerk Nidwalden	Stans
Traber	Patrik	Kernkraftwerk Gösgen-Däniken AG	Däniken
Köppl	Georg	Köppl Power Experts	Wettingen
Aschwanden	Thomas	Kraftwerke Oberhasli AG	Innertkirchen
Imhof	Felix	Kraftwerke Oberhasli AG	Innertkirchen
Mathis	Peter	Kraftwerke Oberhasli AG	Innertkirchen
Schluchter	Samuel	Kraftwerke Oberhasli AG	Innertkirchen
Grimm	Peter	Maxwell Technologies SA	Rossens
Gambon	Pascal	Nordostschweizerische Kraftwerke AG	Baden
Hässig	Martin	Nordostschweizerische Kraftwerke AG	Baden
Meier	Peter	Nordostschweizerische Kraftwerke AG	Baden
Metzger	Fridolin	Nordostschweizerische Kraftwerke AG	Laufenburg
Miljanovic	Mijodrag	Nordostschweizerische Kraftwerke AG	Baden
Mösch	Lukas	Nordostschweizerische Kraftwerke AG	Baden
Rosser	Alexander	Nordostschweizerische Kraftwerke AG	Baden
Tröndle	Markus	Nordostschweizerische Kraftwerke AG	Baden
Ziegler	Roland	Nordostschweizerische Kraftwerke AG	Baden
Duss	Stefan	Onyx Energie Netze	Langenthal

Wicki	Stefan	Onyx Energie Netze	Langenthal
Boss	Martin	Pfiffner Messwandler AG	Hirschthal
Schell	J. Fabian	Pöyry Energy AG	Zürich
Lardi	Gian Paolo	Rätia Energie AG	Poschiavo
Raselli	Loris	Rätia Energie AG	Poschiavo
Seitz	Thomas	Rauscher & Stoecklin AG	Sissach
Aeberhard	Martin	Schweizerische Bundesbahnen SBB	Zollikofen
Braissant	Pierre	Service de l'électricité de la ville de Lausanne	Lausanne 9
Krummen	Bernard	Service de l'électricité de la ville de Lausanne	Lausanne
Bolt	Armin	Siemens Schweiz AG	Zürich
Giger	Walter	Siemens Schweiz AG	Zürich
Vallotton	Jean-Daniel	Siemens Schweiz AG	Zürich
Wirz	Thomas	Siemens Schweiz AG	Zürich
Wyss	Sascha	Siemens Schweiz AG	Zürich
Minnig	René	Siemens Suisse SA	Renens
Bader	Marcel	St. Gallisch-Appenzellische Kraftwerke AG	St. Gallen
Jakob	Roland	St. Gallisch-Appenzellische Kraftwerke AG	St. Gallen
Tschopp	Martin	St. Gallisch-Appenzellische Kraftwerke AG	St. Gallen
Huber	Christof	Stadtwerk Winterthur	Winterthur
Moser	Urs	Stadtwerk Winterthur	Winterthur
Suter	Roger	Stadtwerk Winterthur	Winterthur
Eggli	Guido	Städtische Werke Schaffhausen	Schaffhausen
Costa	Pino	Starkstrom-Gerätebau GmbH	Zürich
Orzan	David	The Energy Consulting Group AG	Zürich
Swoboda	Michael	Wienstrom GmbH	Wien

Referentenadressen

Bräunlich, Dr.	Reinhold	Fachkommission für Hochspannungsfragen FKH Voltastrasse 9 8044 Zürich	braeunlich@fkh.ch Tel.: +41 44 253 62 62 dir.: +41 44 253 62 63 Fax: +41 44 253 62 60
Doser	Bernhard	ABB Schweiz AG PTHA Jurastrasse 45 5430 Wettingen	berhard.doser@ch.abb.com Tel.: + 41 58 585 33 47 Fax.: +41 58 585 43 10
Ebner	Andreas	Eidg. Techn. Hochschule Zürich EEH, ETL H 35.2 Physikstrasse 3 8092 Zürich	andreas.ebner@eeh.ee.ethz.ch Tel.: +41 44 632 27 77 dir.: +41 22 632 41 93 Fax: +41 22 632 12 02
Köppl	Georg	Koeppel Power Experts Landstrasse 113 5430 Wettingen	gskoeppel@bluewin.ch Tel.: +41 56 430 25 65 Fax: +41 56 430 25 66
Orzan, Dr.	David	The Energy Consulting Group AG Freigutstrasse 40 8002 Zürich	david.orzan@the-ecgroup.com Tel.: +41 43 299 66 66 Fax: +41 43 299 66 77
Krüsi, Dr. Riechert, Dr.	Urs Uwe	ABB Schweiz AG PTHS-TA Brown Boveri Strasse 5 8050 Zürich	urs.kruesi@ch.abb.com uwe.riechert@ch.abb.com Tel.: +41 585 88 32 04 Fax: +41 585 88 19 41
Weck, Dr.	Karl-Heinz	Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen Hallenweg 40 D-68219 Mannheim	karlh.weck@fgh-ma.de Tel.: +49 621 8047-101 dir.: +49 621 8047-200 Fax: +49 621 8047-113

Internetseite für nachträgliche Informationen zur Fachtagung

Internetseite: <http://213.3.5.195/>

Benutzername: ft2008

Passwort:
(wird anlässlich der Tagung angegeben)

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

Bei der Benutzung des Microsoft Internet-Explorers Version 7.0 muss die Freigabe zum Download aus Web-Seiten vor dem Aufruf des FKH-Fileservers erfolgen, sonst tritt ein Fehler auf. Bei allen anderen Versionen und Browsern kann der Download auch bei Rückfrage des Browsers noch bestätigt werden.

