

FKH - Fachtagung

Erzeugung und Messung hoher Spannungen und Ströme



05. Dezember 2024
Hotel Arte, Olten



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

*FKH - Fachtagung
05. Dezember 2024
Hotel Arte, Olten*

Erzeugung und Messung hoher Spannungen und Ströme

Veranstalter:

*Fachkommission für Hochspannungsfragen
Hagenholzstrasse 81
8050 Zürich*



**FKH - Fachtagung
05. Dezember 2024
Hotel Arte, Olten**

Vorwort zur Tagung

Bildet ein gemessenes Hochspannungssignal einen real auftretenden Vorgang mit der richtigen Amplitude ab oder wurde das Signal durch die Umwandlung bzw. durch externe Störungen in seiner Form verfälscht? Vor welche prüftechnischen Herausforderungen stellen uns die zukünftigen Entwicklungen in Hochspannungsnetzen, mit immer länger werdenden Kabeln, hochfrequenten Einspeisequellen, höheren und dynamischeren Belastungen und dem Aufbau von HVDC-Netzen?

Durch Messungen und Prüfungen ist man in der Lage, die Betriebssicherheit von Hochspannungsbetriebsmitteln nachzuweisen und das theoretische Verständnis der Vorgänge im Gesamtnetz sowie an den einzelnen Betriebsmitteln mit der Praxis abzugleichen.

- Die Herausforderung in der Hochspannungsmesstechnik liegt darin, dass Ströme und Spannungen nicht direkt gemessen werden können. Man bedient sich stattdessen verschiedener Wandler und Teiler, um ein proportional herunterskaliertes und dadurch messbares Signal zu erzeugen.
- Die Herausforderung in der Hochspannungsprüftechnik liegt in der Erzeugung ausreichend hoher Prüfspannungen und -ströme sowie in der limitiert zur Verfügung stehenden Einspeiseleistung. Dabei ist das zu prüfende Hochspannungsbetriebsmittel selbst in der Lage, Leistungen im Giga- bis Terrawatt-Bereich zu tragen. In der Praxis werden die realen Belastungen deshalb durch eine Summe repräsentativer Teilprüfungen mit deutlich geringeren Einspeiseleistungen angenähert und trotzdem müssen dabei die ausreichenden Reserven für den Betrieb zuverlässig aufgezeigt werden.

Die Tagung startet mit einer Einführung in die Grundlagen der Hochspannungsprüf- und Messtechnik. Es werden verschiedene Wandler- und Teiler-Prinzipien unter der Berücksichtigung von Messunsicherheiten sowie Frequenzspektren diskutiert. Des Weiteren wird es einen Überblick über die aktuellen und zukünftigen Konzepte der Hochspannungsprüfquellen gegeben. In einem zweiten Teil widmen wir uns konkreten mess- und prüftechnischen Herausforderungen und zeigen auf, wie diese in der Praxis bewältigt werden können.

Prof. Dr.-Ing. Andreas Küchler
Technische Hochschule Würzburg-
Schweinfurt

Dr. Michael Walter
Geschäftsleiter, FKH

Programm für die FKH - Fachtagung 2024

Zeit	Beitrag	Referent
08 ³⁰ -09 ⁰⁰	Willkommenskaffee	
09 ⁰⁰ -09 ⁰⁵	Begrüßung durch den Präsidenten der FKH	Christian Lindner, Axpo Grid AG
09 ⁰⁵ -09 ¹⁰	Informationen zum Fachtagungsablauf	Prof. Dr. Andreas Kuchler, THWS
09 ¹⁰ -09 ³⁵	Prinzipien zur Messung von hohen Spannungen und Strömen bei AC, DC und transienten Vorgängen	Prof. Dr. Andreas Kuchler, THWS
09 ⁴⁰ -10 ⁰⁵	Einführung in die Ermittlung der Messunsicherheit bei Prüf- und Kalibrierarbeiten	Hansjürg Weber, SAS, ehemals. ETH
10 ¹⁰ -10 ³⁵	Prinzipien zur Erzeugung hoher Spannungen und Ströme	Michael Gamlin, Haefely AG
	Kaffeepause	
11 ¹⁰ -11 ³⁵	Beispiele zur Realisierung von Typ-, Werks- und Vorortprüfungen von DC-Kabeln bis 540 kV auf Basis der CIGRE Broschüre 852	Dr. Ralf Pietsch, Highvolt Prüftechnik Dresden GmbH
11 ⁴⁰ -12 ⁰⁵	Diagnosemessungen und Prüfungen an Transformatoren	Dr. Henrik Menne, FKH
12 ¹⁰ -12 ³⁵	Herausforderungen für die Resonanzprüfung von Hochspannungskabeln bei zunehmender Länge der verlegten Strecken	Dr. Michael Walter, FKH
	Mittagessen	
14 ²⁰ -14 ⁴⁵	Neue Anforderungen an die Messwandler aus Sicht der Normenfamilie IEC 61869 und den daraus resultierenden Prüftechnikansätzen	Dr. Erik Sperling, Omicron electronics GmbH
14 ⁵⁰ -15 ¹⁵	Herausforderungen und Erfahrungen mit Kleinsignalmesswandlern (LPIT) in Hochspannungs-GIS	Dr. Peter Menke, Siemens Energy GmbH & Co. KG
15 ²⁰ -15 ⁴⁵	HVDC-Strommessung mit einem Nullflusswandler basierend auf dem Fluxgate-Prinzip	Dr. Manfred Winkelkemper, Piffner Messwandler AG
	Kaffeepause	
16 ¹⁰ -16 ³⁵	Messung und Diagnostik für eine Höherauslastung des Netzes – Ergebnisse der VDE-Task-Force	Prof. Dr. Maik Koch, Hochschule Magdeburg- Stendal
16 ⁴⁰ -17 ⁰⁵	Schlussdiskussion	Prof. Dr. Andreas Kuchler, THWS
ab 17 ¹⁰	Apéro	

Inhaltsverzeichnis

	Seite
Prinzipien zur Messung von hohen Spannungen und Strömen bei AC, DC und transienten Vorgängen Prof. Dr. Andreas Küchler, THWS	1
Einführung in die Ermittlung der Messunsicherheit bei Prüf- und Kalibrierarbeiten Hansjürg Weber, SAS, ehemals. ETH	19
Prinzipien zur Erzeugung hoher Spannungen und Ströme Michael Gamlin, Haefely AG	23
Beispiele zur Realisierung von Typ-, Werks- und Vorortprüfungen von DC-Kabeln bis 540 kV auf Basis der CIGRE Broschüre 852 Dr. Ralf Pietsch, Highvolt Prüftechnik Dresden GmbH	29
Diagnosemessungen und Prüfungen an Transformatoren Dr. Henrik Menne, FKH	49
Herausforderungen für die Resonanzprüfung von Hochspannungskabeln bei zunehmender Länge der verlegten Strecken Dr. Michael Walter, FKH	65
Neue Anforderungen an die Messwandler aus Sicht der Normenfamilie IEC 61869 und den daraus resultierenden Prüftechnikansätzen Dr. Erik Sperling, Omicron electronics GmbH	81
Herausforderungen und Erfahrungen mit Kleinsignalmesswandlern (LPIT) in Hochspannungs-GIS Dr. Peter Menke, Siemens Energy GmbH & Co. KG	97
HVDC-Strommessung mit einem Nullflusswandler basierend auf dem Fluxgate-Prinzip Dr. Manfred Winkelkemper, Pfiffner Messwandler AG	111
Messung und Diagnostik für eine Höherauslastung des Netzes – Ergebnisse der VDE-Task-Force Prof. Dr. Maik Koch, Hochschule Magdeburg-Stendal	127
Referentenadressen	143
QR-Code zu den Präsentationen	145
Notizen	147

FKH - Fachtagung

05. Dezember 2024

Erzeugung und Messung hoher Spannungen und Ströme

Prinzipien zur Messung von hohen Spannungen und Strömen bei AC, DC und transienten Vorgängen

Prof. Dr.-Ing. Andreas Küchler

Technische Hochschule Würzburg-Schweinfurt, Schweinfurt

Funktion und beruflicher Werdegang

Bis 1986 Studium der Elektrotechnik und Promotion an der TH Karlsruhe (heute KIT)

Bis 1991 Entwicklungsleiter der HSP Hochspannungsgeräte Porz GmbH in Köln.

1991 Professor an der FH Würzburg-Schweinfurt (heute TH Würzburg-Schweinfurt).

Leitung des Labors für Hochspannungstechnik und Gründung des Instituts für Energie- und Hochspannungstechnik IEHT in Schweinfurt.

Verfasser der Springer-Lehr- und Fachbücher „Hochspannungstechnik“ und „High Voltage Engineering“.

Forschung zu Isoliersystemen für Transformatoren, Durchführungen, HGÜ und industriellen Anwendungen der Hochspannungstechnik.

Seit 2018 im Ruhestand und freiberuflich als Consultant Hochspannungstechnologie tätig.

IEEE Senior Member, CIGRÉ Advisory Group D1.01, WG D1.63, DAK D1, Convenor CIGRÉ JWG A2/D1.41 (bis 2016), Mitglied VDE / ETG FB Q2 (Isoliersysteme, Werkstoffe, Diagnostik).

Prinzipien zur Messung von hohen Spannungen und Strömen bei AC, DC und transienten Vorgängen

Andreas Küchler

Technische Hochschule Würzburg-Schweinfurt, Schweinfurt

1 Kurzfassung

Die Messung hoher Spannungen und Ströme ist i.d.R. nicht auf direktem Weg mit den in der Elektrotechnik und Elektronik üblichen Messmitteln möglich, weil diese durch zu hohe Spannungs- und Strombelastungen zerstört werden würden. Das grundlegende Prinzip der Messungen besteht deshalb darin, das auf hohem Potential und/oder mit hoher Amplitude vorliegende Signal auf Niederspannungspotential zu übertragen bzw. auf niedrige Amplituden herunterzuteilen oder herunterzutransformieren, so dass es weiter verarbeitet werden kann.

Ansätze hierfür sind (1) Feldsensoren, die die Wirkung elektrischer oder magnetischer Felder erfassen, (2) kapazitive, ohmsche oder kompensierte Spannungsteiler, (3) kapazitive, induktive oder elektrooptische Spannungswandler sowie (4) induktive, resistive oder magnetooptische Stromwandler.

Über die Fragen der allgemeinen Messtechnik hinaus gibt es dabei in der Hochspannungsmesstechnik besondere Herausforderungen:

1. Es ist i.d.R. ein sehr großes Teiler- bzw. Übertragungsverhältnis erforderlich, wodurch die Genauigkeit der Messung beeinträchtigt werden kann.
2. Es ist grundsätzlich erforderlich, auch innerhalb des Messsystems eine hochspannungsfeste Isolation zu realisieren, so dass sich u.U. sehr große räumliche Abmessungen der Messsysteme ergeben.
3. Dadurch sind parasitäre Eigenschaften wie z.B. Kreisinduktivitäten, Streukapazitäten, Wellenausbreitungen sowie elektrische und magnetische Einkopplungen von Bedeutung. Sie beeinflussen v.a. das transiente bzw. höherfrequente Verhalten der Messsysteme.
4. Außerdem können Temperaturgradienten und die Temperaturdrift der dielektrischen Eigenschaften von Isolierwerkstoffen problematisch werden.

Die Auswahl und Gestaltung von Messsystemen ist immer von der jeweiligen Messaufgabe abhängig. Universell einsetzbare Messsysteme für hohe Spannungen und Ströme sind deshalb nicht verfügbar.

Die Messung von Gleichspannungen, Transienten, Wechselspannungen, höherfrequenten Spannungen, Impulsspannungen und Fast Transients stellt jeweils unterschiedliche Anforderungen an das Übertragungsverhalten der Messsysteme. Dieses kann z.B. durch Sprungantwortmessungen bestimmt werden.

Nachfolgend werden Feldsensoren für das elektrische und magnetische Feld, Spannungsteiler in verschiedenen Varianten, Spannungs- und Stromwandler sowie Strommessshunts und Strommessspulen behandelt.

2 Feldbasierte Messungen

Spannungen und Ströme sind mit elektrischen und magnetischen Feldern verknüpft. Ist die Feldgeometrie bekannt, wie z.B. in einem homogenen Feld, kann durch die lokale Erfassung elektrischer und magnetischer Feldstärken eine direkte Messung von Spannungen und Strömen erfolgen. Hierfür können unterschiedliche physikalische Wirkungen der Felder angewandt werden.

- 1.) Beim elektrischen Feld werden z.B. der elektrische Durchschlag (Kugelfunkenstrecke), die Kraftwirkung des elektrischen Feldes (elektrostatisches Voltmeter), Verschiebungsströme (kapazitive Sensoren) oder elektrooptische Effekte (Kerr- und Pockels-Zellen) genutzt.
- 2.) Beim magnetischen Feld sind z.B. die Induktionswirkung (magnetische Sensoren) und magnetooptische Effekte (Faraday-Zellen) von Bedeutung.

Die klassische Messeinrichtung für direkte Spannungsmessungen ist die **Kugelfunkenstrecke**, Abb. 1. Sie basiert auf dem Ansprechen bei Erreichen der Durchschlagsfeldstärke der Luft. Sie ist als echte Scheitelwertmessung universell für DC, AC und Stoss anwendbar. Trotz der nicht unerheblichen Streuung wird sie gelegentlich noch als Messeinrichtung verwendet, da sie einen unmittelbaren und transparenten Spannungsnachweis bietet. Ein Einsatz für Kalibrierzwecke ist allerdings nicht möglich. Die Anwendung ist jedoch nicht sehr komfortabel, da Mittelwerte gebildet und die Tabellenwerte gemäß der Luftdichte umgerechnet werden müssen. Außerdem ist die Messung nicht rückwirkungsfrei, da die zu messende Spannung kurzgeschlossen wird.

d cm	$D = 10$ cm	$D = 15$ cm	$D = 25$ cm	$D = 50$ cm	$D = 75$ cm	$D = 100$ cm
2	59,0	59,0				
2,4	69,5	70,0				
3	84,0	85,5	85,5	86,0	86,0	
Bereich mit nahezu homogenem Feld						
4	105	109	110	111	112	112
5	123	130	133	136	137	138
6	(138)	(148)	152	158	161	163
7	(150)	(163)	169	178	184	187
8			(185)	(196)	206	211
9			(198)	(212)	226	233
10			(209)	(226)	244	254
12			(229)	(249)	275	291
14					(302)	(323)
16	Bereich mit Streuungen und extern beeinflusstem Feld		(326)	(350)	392	402
18			(347)	(374)	429	442
20			(366)	(395)	460	480
					492	505
					510	510

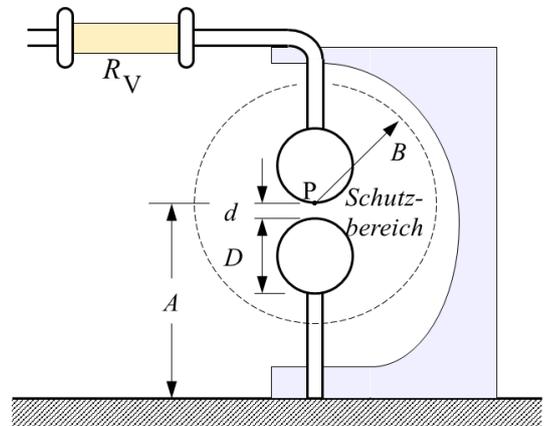


Abbildung 1: Kugelfunkenstrecke mit tabellierten Durchschlagswerten unter atmosphärischen Normalbedingungen [Kue17].

Mit einem **elektrostatischen Voltmeter**, z.B. dem Starke-Schröder-Voltmeter nach Abb. 2, wird die Kraftwirkung des elektrischen Feldes auf Ladungen, die sich auf einem beweglichen Elektrodensegment befinden, zur Spannungsmessung ausgenutzt. Die Kraft wird über die Dehnung einer Feder ermittelt und über einen Lichtzeiger angezeigt. Die Kraft ist dem Quadrat der Feldstärke proportional. Es handelt sich deshalb um eine echte Effektivwertmessung, da wegen der Trägheit des mechanischen Systems der Mittelwert über dem Feldstärkequadrat angezeigt wird. Das Messsystem ist sehr hochohmig, und die Rückwirkung ist praktisch ausschließlich kapazitiv, aufgrund der ausgedehnten Feldsteuerelektroden. Interessant ist auch, dass hier die Spannung auf eine andere physikalische Größe (Kraft) zurückgeführt werden kann, ohne dass eine elektrische Kalibrierung erforderlich ist.

derlich wäre. Wegen des großen und empfindlichen Aufbaus und wegen des Fehlens elektronischer Schnittstellen besitzen die elektrostatischen Voltmeter heute aber kaum noch eine praktische Bedeutung.

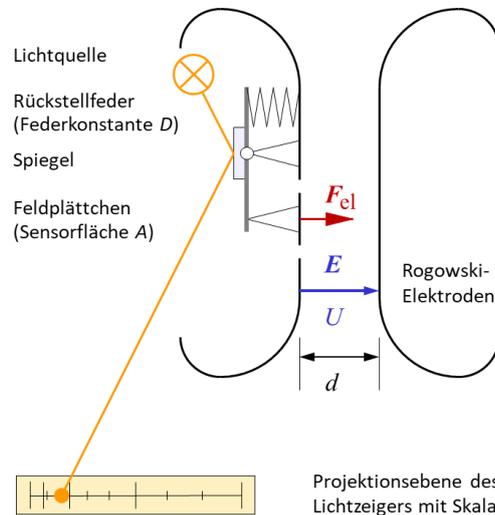


Abbildung 2: Starke-Schröder-Voltmeter [Kue17].

Mit **kapazitiven und magnetischen Sensoren** können von zeitveränderlichen elektrischen und magnetischen Feldern eingekoppelte Verschiebungsströme bzw. induzierte Umlaufspannungen erfasst werden, die sich über eine ggf. bekannte Feldgeometrie mit den zeitveränderlichen Spannungen bzw. Strömen in Beziehung setzen lassen, Abb. 3 (links). Sensoren in der dargestellten Ausführung können direkt für die Messung extrem schnellveränderlicher Spannungs- und Stromimpulse bzw. sehr hochfrequenter Spannungen und Ströme eingesetzt werden. Sie stellen gleichzeitig die Grundform eines kapazitiven Spannungsteilers bzw. eines induktiven Stromwandlers dar. Sie sind somit die physikalische Basis der später behandelten Spannungs- und Stromwandler.

Generatorische Sensoren können auch Gleichfelder erfassen. Bei einem Rotationsvoltmeter nach Abb. 3 (rechts) ergibt sich durch Rotation einer Messfläche unter einer feststehenden Blende eine zeitveränderliche Messfläche, auf der durch das statische elektrische Feld Ladungen influenziert werden, die sich im Messkreis als feldproportionaler Wechselstrom äußern. Das Rotationsvoltmeter ist extrem hochohmig und wird deshalb für spezielle Gleichspannungsmessungen im Labor und für die Messung elektrostatischer Aufladungen eingesetzt. In analoger Weise können rotierende Spulen zur Messung magnetischer Gleichfelder genutzt werden.

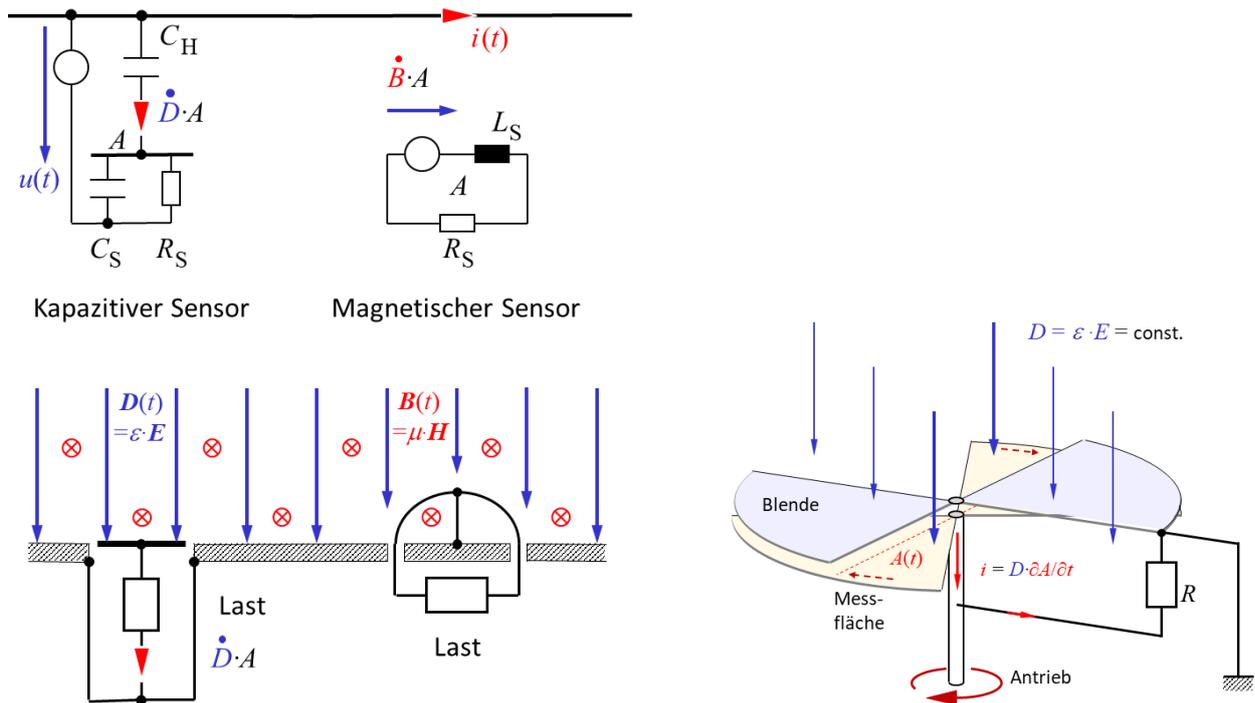


Abbildung 3: Kapazitive und magnetische Feldsensoren (links) und Rotationsvoltmeter (rechts) [Kue17].

Elektro- und magneto-optische Verfahren erfassen die Veränderung der optischen Eigenschaften dielektrischer Materialien unter der Wirkung elektrischer und magnetischer Felder, Abb. 4 (links bzw. rechts). Der **elektrooptische Effekt** basiert auf der Ausrichtung von Molekülen bzw. Deformation von Kristallen durch die elektrischen Feldkräfte. Dadurch ergeben sich für polarisiertes Licht, das parallel bzw. senkrecht zur Feldrichtung schwingt, unterschiedliche Ausbreitungsgeschwindigkeiten (feldinduzierte Doppelbrechung) und dementsprechend Phasenverschiebungen. Dabei gibt es lineare Effekte (Pockels-Effekt in Kristallen) und quadratische Effekte (Kerr-Effekt in Flüssigkeiten). Beim **magneto-optischen Effekt** beeinflusst das magnetische Feld die mikroskopische Materialstrukturen derart, dass die Schwingungsrichtung von polarisiertem Licht feldabhängig gedreht wird (Faraday-Effekt). Sowohl die beschriebene Phasenverschiebung als auch die Verdrehung der Polarisationsrichtung können durch Polarisatoren und Analysatoren in Intensitätsveränderungen des Lichts umgesetzt werden. Sie sind feldstärkeabhängig und können mit der Spannung bzw. dem Strom in Beziehung gesetzt werden. Kerr-Zellen werden in der Forschung für die Messung von Gleichfeldern bzw. Gleichspannungen in Isolierflüssigkeiten eingesetzt. Der magneto-optische Effekt ist Grundlage neuartiger Stromwandler (s.u.).

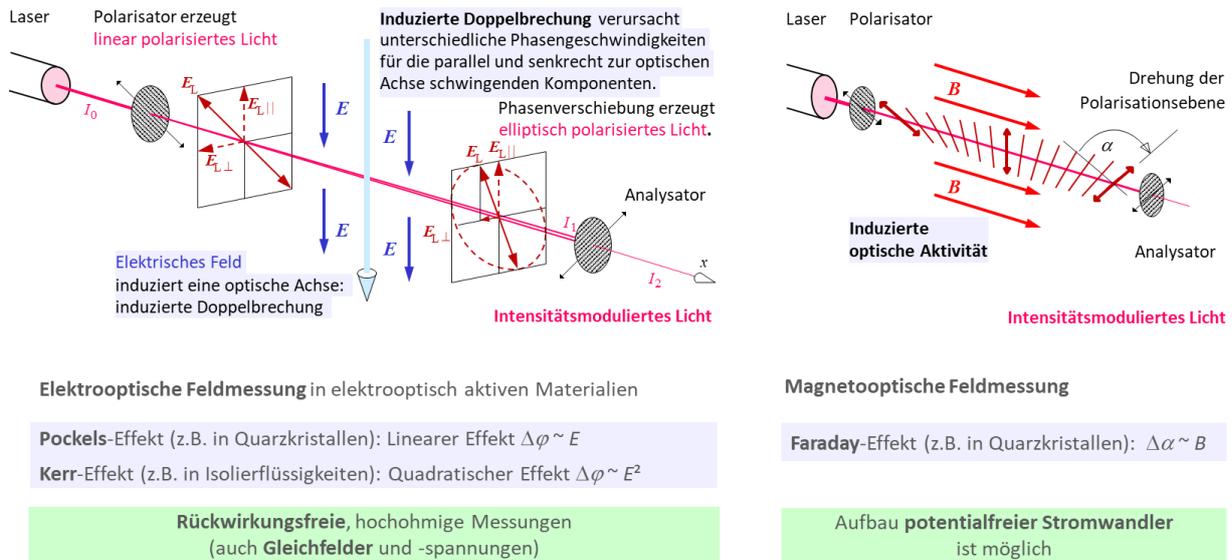


Abbildung 4: Elektrooptische und magnetooptische Feldmessungen (links bzw. rechts) [Kue17].

3 Spannungsmessung mit Spannungsteilern

Die Verwendung von Spannungsteilern ermöglicht unterspannungsseitig den Anschluss von Messgeräten, Oszilloskopen, Transientenrecordern und digitalen Signalverarbeitungssystemen. Sie gehören deshalb zur Grundausstattung von Hochspannungsprüffeldern und -laboren und sie bilden die Grundlage kapazitiver Spannungswandler (s. Abschnitt 5).

Spannungsteiler bestehen aus einer sog. Teilersäule, i.d.R. in einem langen Gehäuseisolator, dessen Länge und Verteilung der Bauelemente so gestaltet sein muss, dass die zu messende Hochspannung isolationstechnisch beherrscht wird, Abb. 5 (rechts).

Das Übertragungsverhalten eines Spannungsteilers wird zunächst durch das ideale Übersetzungsverhältnis definiert. Es besagt, dass Gesamt- und Unterspannung im Verhältnis der gesamten zur unterspannungsseitigen Impedanz stehen (sog. Spannungsteilerregel). Abb. 5 gibt dies für das Beispiel eines ohmschen Teilers an. In der Realität wird das Übertragungsverhalten durch Messung der sog. **Sprungantwort** ermittelt, Abb. 5. D.h. beim Anlegen eines Spannungssprungs am Hochspannungsanschluss des Teilers kann aus dem Verlauf der unterspannungsseitigen Sprungantwort ermittelt werden, inwieweit der Zeitverlauf des Sprunges richtig abgebildet wird und inwieweit das Teilverhältnis für kurze und lange Zeiten (bzw. für hohe und niedrige Frequenzen) konstant bleibt und dem idealen Teilverhältnis entspricht.

Abweichungen sowie Zeit- bzw. Frequenzabhängigkeiten entstehen durch parasitäre Eigenschaften der Teilerkomponenten (wie z.B. Längsinduktivitäten und -kapazitäten), durch Temperaturgradienten entlang der Teilersäule, durch Streukapazitäten zu umgebenden, meist geerdeten Strukturen, durch elektromagnetische Einkopplungen sowie durch die Abschlussimpedanzen bzw. -netzwerke.

Sprungantworten können (über)schwingend oder – bei ausreichender Dämpfung – auch aperiodisch verlaufen, Abb. 5 (links). Die Charakterisierung einer schwingenden Sprungantwort durch die sog. „Response Time“, bei der Über- und Unterschwinger mit unterschiedlichen Vorzeichen verrechnet werden, führt auf optimistische (d.h. zu kleine)

Werte, in denen die zugrundeliegende Zeitkonstante des Anstiegs nicht mehr sichtbar wird. Aperiodische Sprungantworten können durch die Anstiegszeit von 10 % auf 90 % der Amplitude gut charakterisiert werden. Bei exponentiellen Anstiegen ist die Anstiegszeit das 2,2-fache der Zeitkonstante.

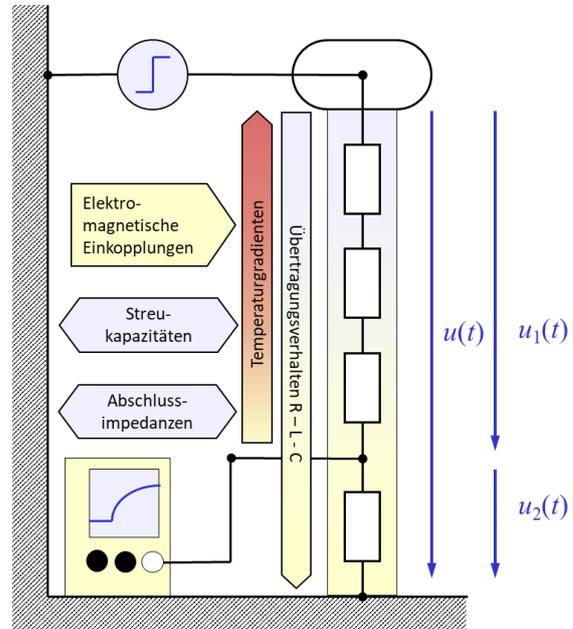
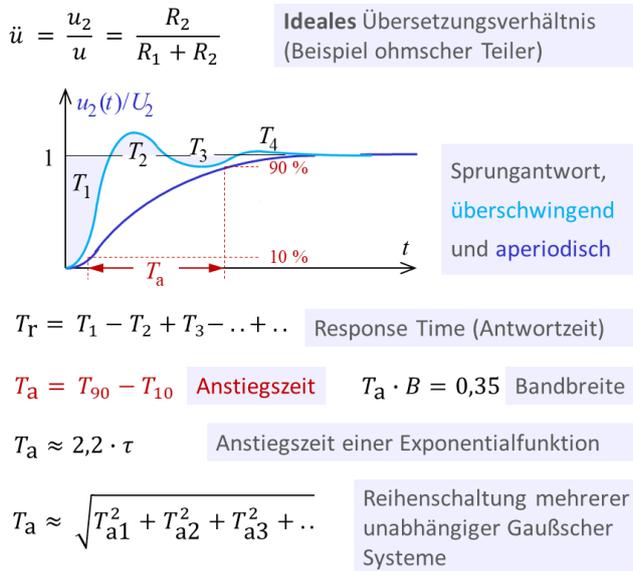


Abbildung 5: Die Sprungantwort von Hochspannungsteilern [Kue17].

Je nach **Teilerbauart** ist der Einsatz nur für bestimmte Spannungsformen möglich, Abb. 6. In den dargestellten Ersatzschaltbildern sind verschiedene parasitäre Eigenschaften, die das Übertragungsverhalten stark beeinflussen können, nicht enthalten. Sie werden in Abschnitt 4 näher betrachtet.

Ohmsche Spannungsteiler teilen die Spannung im Verhältnis der ohmschen Widerstände herab, Abb. 6 (links). Die Ausgangsspannung ergibt sich aus dem Spannungsabfall, den der Leitungsstrom U/R_{ges} durch die Teilersäule am Widerstand R_2 verursacht. Das ohmsche Teilverhältnis ist dabei theoretisch frequenzunabhängig. Die Teiler müssen aber sehr hochohmig aufgebaut werden, damit sie auch bei hohen Spannungen keine nennenswerten Belastungsströme verursachen. Dadurch ergeben sich schon mit geringen Streukapazitäten sehr große Zeitkonstanten, die das Übersetzungsverhältnis frequenzabhängig verfälschen, i.d.R. schon bei 50 Hz. Ohmsche Teiler können deshalb nur bei *Gleichspannung* eingesetzt werden.

Kapazitive Spannungsteiler teilen die Spannung im Verhältnis der kapazitiven Impedanzen herab, Abb. 6 (dritter Teiler von links). Die Ausgangsspannung ergibt sich aus dem Spannungsabfall, den der kapazitive Verschiebungsstrom $U \cdot \omega \cdot C_{ges}$ durch die Teilersäule an der Impedanz $1/(\omega \cdot C_2)$ verursacht. Das kapazitive Teilverhältnis ist deshalb grundsätzlich frequenzunabhängig und für unterschiedliche *Wechselspannungen* sehr gut definiert. Bei Gleichspannung ist eine Messung aber nicht mehr möglich, da sich das Teilverhältnis aus undefinierten Isolationswiderständen bilden würde. Dieses Problem kann durch einen **ohmsch-kapazitiven Spannungsteiler** gelöst werden, bei dem zwei Teiler mit gleichem Übersetzungsverhältnis parallelgeschaltet sind, Abb. 6 (zweiter Teiler von links). Daraus folgt, dass alle Zeitkonstanten $R_1 \cdot C_1 = R'_1 \cdot C'_1 = R_2 \cdot C_2$ gleich sein müssen.

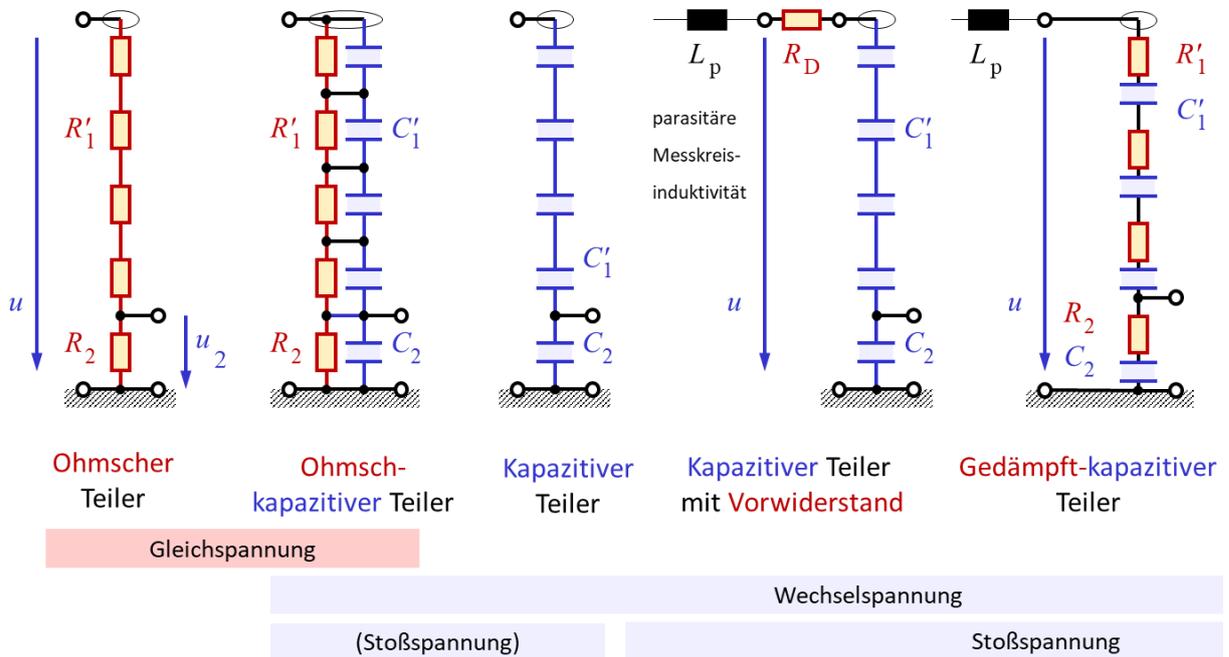


Abbildung 6: Bauarten von Hochspannungsteilern und ihre Eignung für verschiedene Spannungsarten [Kue17].

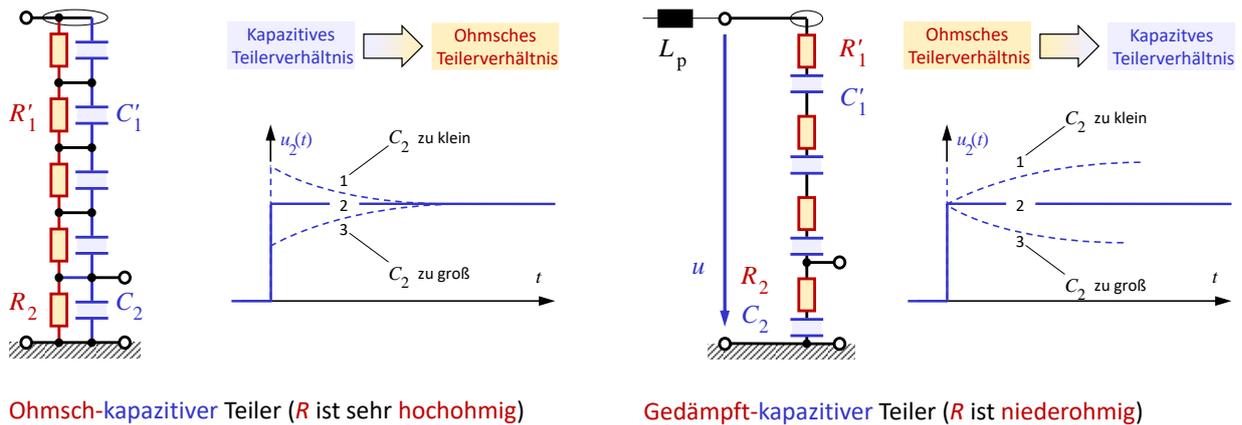
Für sehr schnell veränderliche Vorgänge dürfen die parasitären Induktivitäten und kaum gedämpfte Eigenschwingungen des Systems nicht vernachlässigt werden, so dass die o.g. Teiler für schnelle Stoßspannungen (LI) nur noch bedingt geeignet sind. Beim **kapazitiven Teiler mit Vorwiderstand** werden deshalb die o.g. Schwingungen so weit bedämpft, dass trotz der parasitären Kreisinduktivität L_p eine Stoßspannungsmessung möglich ist, Abb. 6 (vierter Teiler von links). Voraussetzung ist allerdings, dass die Teilersäule nicht zu lang und Wanderwellenschwingungen entlang der weiterhin ungedämpften Teilersäule keine Rolle spielen.

Bei sehr hohen Spannungen kann diese Grenze überschritten werden werden. Deshalb wird beim **gedämpft-kapazitiven Teiler** (Zaengl-Teiler) der Dämpfungswiderstand gleichmäßig entlang der Teilersäule verteilt, Abb. 6 (fünfter Teiler von links). Für sehr schnell veränderliche Vorgänge dominieren dabei die ohmschen Impedanzen R_1 gegenüber den kapazitiven Impedanzen $1/\omega \cdot C_1$. Dadurch werden die sehr schnellen Vorgänge quasi mit einem niederohmigen ohmschen Teiler gemessen, während bei langsamer veränderlichen Vorgängen das kapazitive Teilverhältnis wirkt. Somit müssen auch hier das ohmsche und das kapazitive Teilverhältnis und die Zeitkonstanten $R_1 \cdot C_1 = R_1' \cdot C_1' = R_2 \cdot C_2$ gleich sein.

In Abschnitt 2 wurden bereits die für die Messung sehr schnell veränderlicher Vorgänge (Fast Transients) geeigneten **kapazitiven Feldsensoren** beschrieben. Sie können in diesem Zusammenhang auch als extrem schnelle kapazitive Spannungsteiler aufgefasst werden, deren Hochspannungskapazität C_1 dem elektrischen Feld zwischen Hochspannungselektrode und Sensorfläche zugeordnet wird, Abb. 3 (links).

4 System- und Übertragungsverhalten von Spannungsteilern

Die o.g. **Kompensation** ohmsch-kapazitiver und gedämpft kapazitiver Spannungsteiler ist erforderlich, um ein über weite Bereiche frequenzunabhängiges Teilverhältnis zu erhalten, Abb. 7. Es muss dabei sichergestellt werden, dass das ohmsche und das kapazitive Teilverhältnis übereinstimmen, die Streukapazitäten sind dabei zu quantifizieren und zu berücksichtigen. Ggf. sind die Teilerkapazitäten so groß zu wählen, dass der Einfluss der Streukapazitäten innerhalb der zulässigen Grenzen bleibt.



Kompensationsbedingung:
Ohmsches Teilverhältnis = Kapazitives Teilverhältnis

$$R'_1 \cdot C'_1 = R_1 \cdot C_1 = R_2 \cdot C_2$$

Abbildung 7: Kompensation ohmsch-kapazitiver und gedämpft kapazitiver Teiler [Kue17].

Die Wirkung von **Erdstreu kapazitäten** besteht darin, dass Verschiebungsströme entlang der Teilersäule zur Erde hin abgeleitet werden. Diese Ströme sind dann im Strom durch das Niederspannungsteil Z_2 nicht mehr enthalten, wodurch das Teilverhältnis in Größe und Frequenzgang stark verändert werden kann, Abb. 8 (links). Am Beispiel eines ohmschen Teilers mit Erdstreu kapazitäten – vereinfachtes Ersatzschaltbild nach Abb. 8 (mittig) – wird klar, dass das ideale Übersetzungsverhältnis nur für Gleichspannung gilt. Mit steigender Frequenz nehmen die Querströme zu und das Ausgangssignal wird immer kleiner, Abb. 8 (rechts).

Der **Schutz von Spannungsteilern gegen Erdstreu kapazitäten** kann durch ausreichend groß bemessene Längskapazitäten erfolgen. Konstruktiv sind Kopf- und Erdelektroden möglich, die das elektrische Feld in der Umgebung des Teilers stärker in eine axiale Ausrichtung bringen, Abb. 9 (linke Seite). Dieser Effekt wird durch einen symmetrischen Aufbau verstärkt, durch den die verbleibenden Streukapazitäten teilweise zur Hochspannungs- und teilweise zur Erdelektrode gerichtet sind, wodurch sich die ein- und ausgekoppelten Ströme teilweise kompensieren, Abb. 9 (rechte Seite). Eine wichtige Maßnahme ist auch die Kalibrierung des Teilers am Aufstellungsort in dem bereits vollständig aufgebauten Versuchs- bzw. Prüfaufbau.

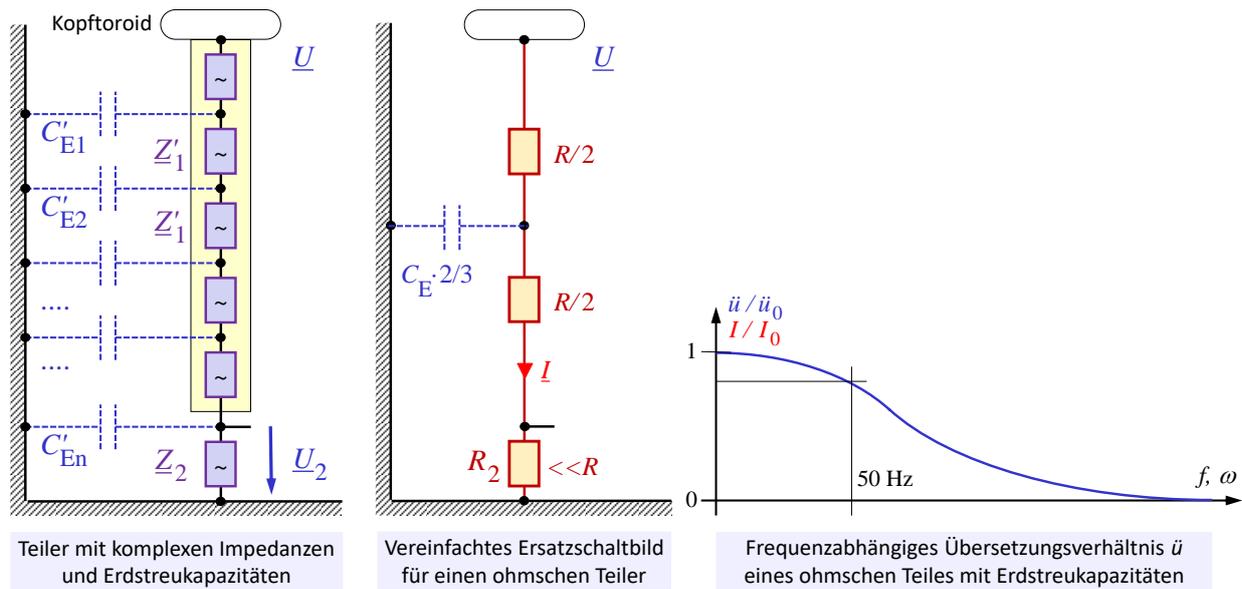


Abbildung 8: Wirkung von Erdstreckkapazitäten auf Spannungsteiler (links) mit dem vereinfachten Beispiel eines ohmschen Teilers (mittig und rechts) [Kue17].

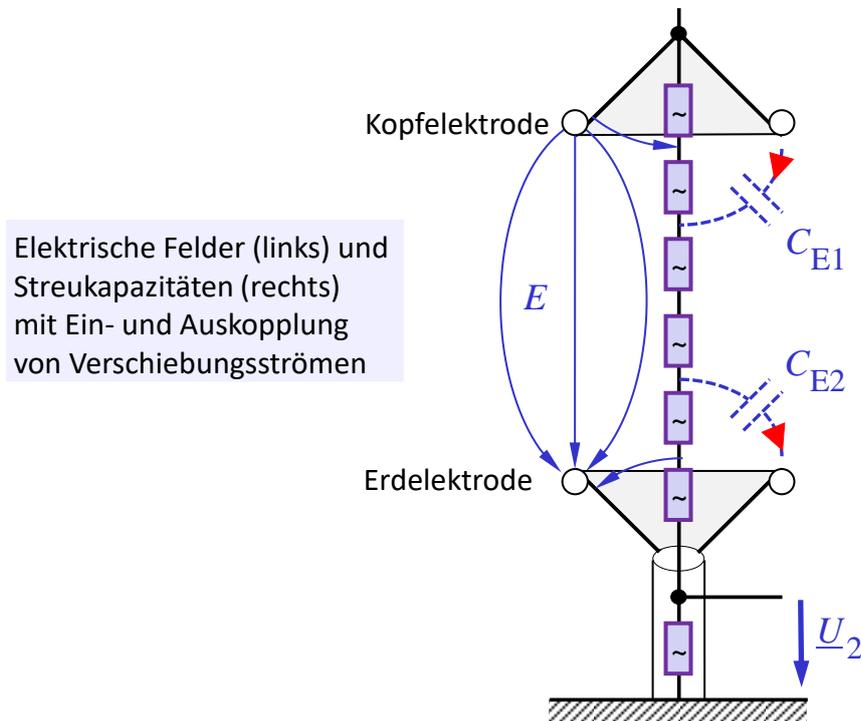


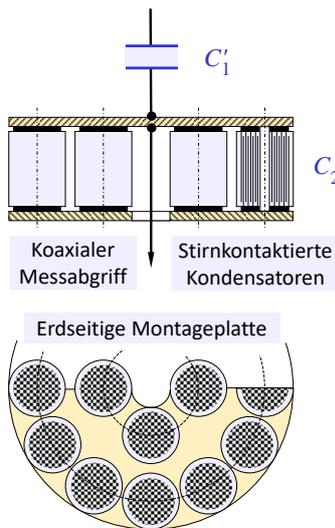
Abbildung 9: Reduzierung der Erdstreckkapazitäten und Schutz gegen Einkopplungen durch Schirmelektroden [Kue17].

Die **Vermeidung von Induktivitäten** im Messkreis spielt eine wichtige Rolle für die Vermeidung von Schwingungen und für eine ausreichend hohe Bandbreite des Messsystems. Insbesondere bei Niederspannungskapazitäten können sich wegen der sehr hohen Kapazitätswerte bereits sehr kleine Induktivitätswerte sehr nachteilig auswirken. Abb. 10 (links) zeigt beispielhaft den Aufbau einer niederinduktiven Niederspannungskapazität zwischen zwei Metallplatten. Die niederinduktiven stirnkontaktierten Rundwickelkonden-

satoren sind in zwei Kreisen so eng wie möglich verbaut. In der Achse befindet sich der koaxiale Messabgriff.

Beim Anschluss von Messkabeln und Messgeräten am Niederspannungsteil müssen die **Belastungsimpedanzen** als Bestandteile der Niederspannungsimpedanz berücksichtigt werden. Das Übersetzungsverhältnis und die Sprungantwort bzw. der Frequenzgang des Gesamtsystems können dadurch sehr stark beeinflusst werden. Abb. 10 (rechts) zeigt beispielhaft die Ankopplung eines hochohmigen Messgeräts, z.B. eines Oszilloskops mit einer Eingangsimpedanz von $1\text{ M}\Omega$, über ein längeres Messkabel an einen gedämpft kapazitiven Teiler. Für sehr schnelle Spannungsänderungen wirkt hier ein Vorwiderstand in Verbindung mit der Kabelimpedanz als Belastung mit $2 \cdot Z$. Für Zeiten $\ll 2 \cdot Z \cdot C_2$ ist die Belastung „hochohmig“ und das Teilverhältnis nicht beeinträchtigt. Auf dem Messkabel breitet sich das Signal allerdings mit halber Amplitude aus und wird erst am hochohmigen Eingang des Oszilloskops durch Reflexion wieder auf den ursprünglichen Wert verdoppelt. Die rücklaufende Welle wird im Vorwiderstand, der nahezu dem Leitungswellenwiderstand entspricht, reflexionsfrei absorbiert. Für längere Zeiten $\ll R_{\text{osz}} \cdot C_2$ ist der Teiler ebenfalls hochohmig belastet. Dabei ist vorausgesetzt, dass die Kabelkapazität $\ll C_2$ bleibt und vernachlässigt werden kann.

Niederinduktiver Aufbau einer Niederspannungskapazität



Beispiel für die Ankopplung eines hochohmigen Messgerätes an einen gedämpft kapazitiven Teiler

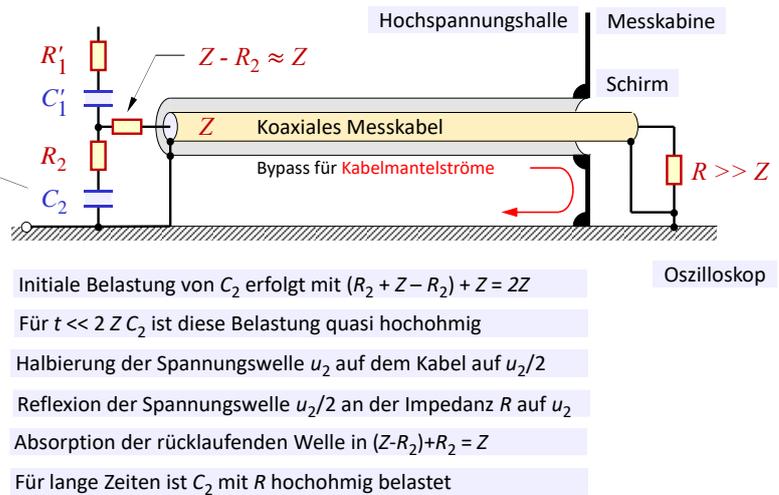


Abbildung 10: Niederinduktiver Aufbau einer Niederspannungskapazität und beispielhafter Anschluss eines Messkabels [Kue17].

5 Spannungswandler

Spannungswandler dienen der Messung betriebsfrequenter Spannungen im Netzbetrieb. Dabei ist eine erhöhte Bandbreite hilfreich, um Oberschwingungen und Transienten ebenfalls erfassen zu können. Im Unterschied zu Spannungsteilern in Labors oder Prüffeldern müssen Spannungswandler je nach Einsatz auch für den Freiluftbetrieb (mit Gehäuseisolator und Schirmen), den Betrieb in einer Schaltanlage oder für den Einbau in ein Betriebsmittel geeignet sein. Abb. 11 zeigt einige wichtige Ausführungen für induktive und kapazitive Spannungswandler.

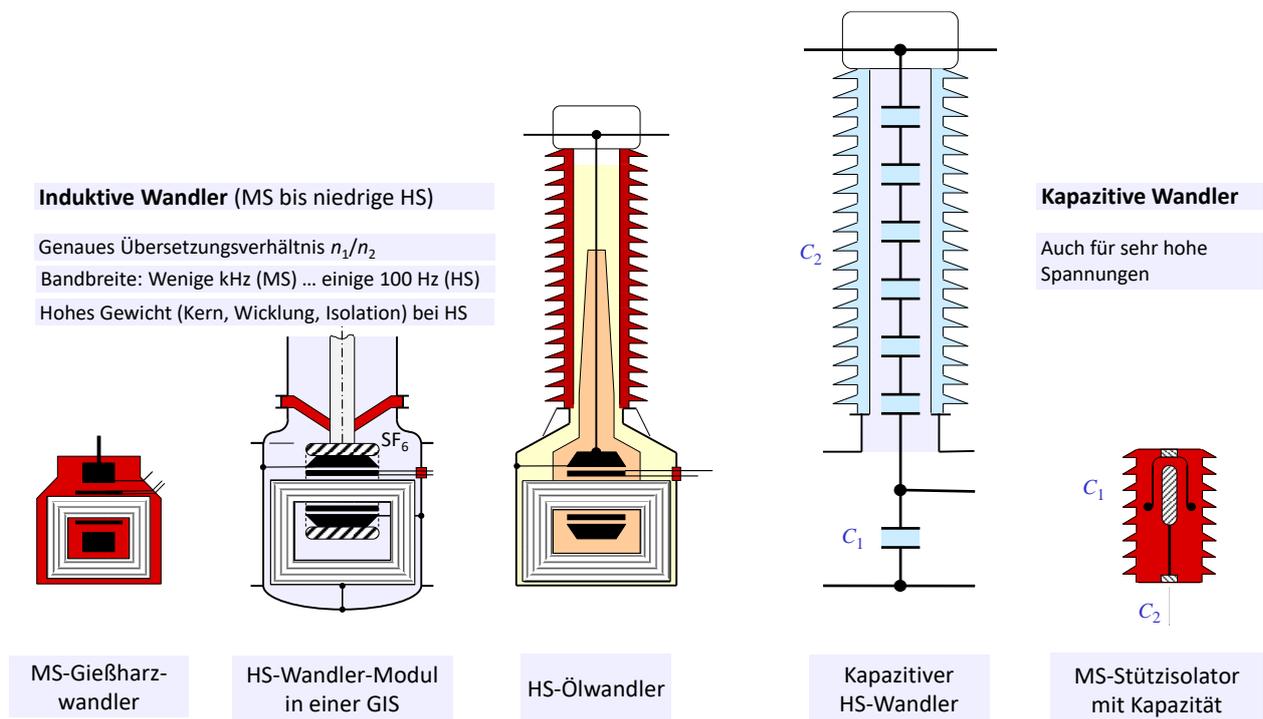


Abbildung 11: Induktive und kapazitive Spannungswandler [Kue17].

Induktive Wandler bestehen wie Prüftransformatoren für geringe Leistungen aus zwei Wicklungen und einem Eisenkern zur Führung des magnetischen Flusses, Abb. 11 (Wandler eins bis drei, von links). Vorteilhaft ist ein über das Windungszahlenverhältnis n_1/n_2 genau definiertes Übersetzungsverhältnis. Allerdings ist die Bandbreite begrenzt von wenigen kHz für die kleineren MS-Wandler bis herab zu einigen 100 Hz für die größeren HS-Wandler. Nachteilig ist auch, dass mit steigender Spannung der magnetische Fluss und damit der Eisenquerschnitt und das Kerngewicht stark zunehmen. Induktive Wandler werden deshalb v.a. im Bereich der MS und der niedrigeren HS eingesetzt.

Mittelspannungswandler sind oftmals mit Kern und Wicklungen vollständig mit gefülltem Epoxidharz vergossen, Abb. 11 (links). In gasisolierten Schaltanlagen sind induktive Wandler in einem eigenen, mit Schottisolator abgetrennten Tank an die Anlage angeflanscht, Abb. 11 (zweiter Wandler von links). Das Druckgas stellt dabei auch für den Wandler eine hochspannungstaugliche Isolation bereit. Klassische induktive HS-Freiluftwandler werden mit Öl isoliert, Abb. 11 (mittig). Die Hochspannung wird über eine Freiluft-Öl-Durchführung in den geerdeten Tank eingeführt. Die Papierbewicklung des Leiters enthält eine kapazitive Feldsteuerung aus konzentrischen und axial versetzten metalli-

schen Steuerbelägen. Anstelle des Öl-Papier-Dielektrikums sind auch andere Isoliersysteme (z.B. Druckgas-Folien) möglich.

Kapazitive Wandler arbeiten nach dem Prinzip der kapazitiven Spannungsteiler, Abb. 11 (vierter und fünfter Wandler von links). Sie können auch für sehr hohe Spannungen und größere Bandbreiten realisiert werden. Die niederspannungsseitige Belastung kann dabei direkt am Teiler hochohmig erfolgen, ggf. unter Einsatz eines Sekundärteilers. Die A/D-Wandlung des Signals und die störungsunempfindliche Übertragung mit Lichtwellenleitern macht das Signal für beliebige betriebliche Zwecke vielfach nutzbar.

Vor der Verfügbarkeit digitaler Signalverarbeitungstechnik wurden kapazitive Wandler mittels Induktivität und nachgeschaltetem induktiven MS-Wandler in einer Resonanzschaltung für die Netzgrundfrequenz betrieben. Dadurch wird das Signal unabhängig von der Größe der ohmschen Last („Bürde“), so dass mehrere Messgeräte in Parallelschaltung versorgt werden können.

6 Stromwandler

Stromwandler dienen der Messung betriebsfrequenter Ströme im Netzbetrieb. Abb. 12 zeigt einige Ausführungen für induktive, magnetooptische und hybrid-optische Stromwandler.

Der klassische **Kreuzringwandler** besteht aus einem ringförmigen Kern und einer ringförmigen, für das Hochspannungspotential isolierten Primärwicklung, die kreuzförmig, d.h. in einem Winkel von 90° zueinander angeordnet sind, Abb. 12 (links). Die Sekundärwicklung wird mittels einer niederohmigen Messimpedanz kurzgeschlossen. Wie bei allen induktiven Wandlern darf die Sekundärwicklung aus Sicherheitsgründen im Betrieb niemals geöffnet werden, und sie ist zusätzlich durch Überspannungsableiter zu schützen. Der Wandler befindet sich in einem ölgefüllten Tank und ist mit einer Öl-Papier-Isolierung isoliert. Die Stromleiter und ihre Anschlüsse an die Primärwicklung befinden sich auf Hochspannungspotential und werden über eine kapazitiv gesteuerte Durchführung in den geerdeten Tank geführt.

Beim **Kopfwandler** befindet sich das Gehäuse mit dem induktiven Wandler auf Hochspannungspotential. In Abb. 12 (zweiter Wandler von links) ist eine Ausführung mit Gas-Folien-Isolierung dargestellt. Beim Kopfwandler kann auf eine isolierte Primärwicklung verzichtet werden, der stromführende Leiter wird durch den auf gleichem Potential befindlichen Kern geführt. Allerdings muss nun die auf Erdpotential befindliche Sekundärwicklung gegen den Kern und das Gehäuse isoliert werden. Die Anschlüsse der Sekundärwicklung werden durch eine umgedrehte kapazitiv gesteuerte Durchführung zum Erdpotential heruntergeführt.

Magnetooptische Wandler nutzen den magnetooptischen Effekt in einem um den Stromleiter gewickelten Lichtwellenleiter, Abb. 12 (dritter Wandler von links). Auf der Erdseite wird das polarisierte Licht über einen optischen Analysator geführt und mittels eines Detektors in ein elektrisches Signal gewandelt.

Beim **hybrid-optischen Wandler** befindet sich auf der Hochspannungsseite ein Strommessshunt (für DC-Messungen) oder ein induktiver Wandler (für AC-Messungen), Abb. 12 (rechts). Die elektronische Erfassung und eine A/D-Wandlung befinden sich ebenfalls auf der Hochspannungsseite, so dass im Gehäuse keine besondere Hochspannungsisolierung erforderlich ist. Das Signal wird in digitaler Form durch einen Lichtwellenleiter zur Erdseite heruntergeführt und dort in digitaler Form weiter genutzt.

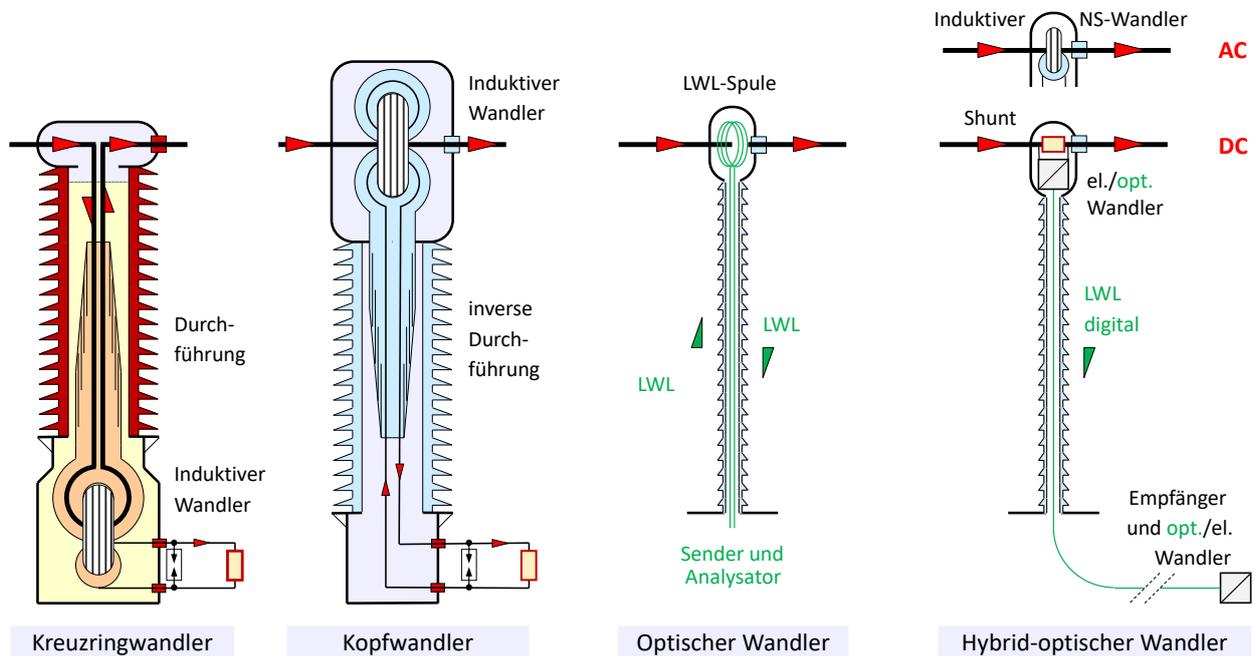
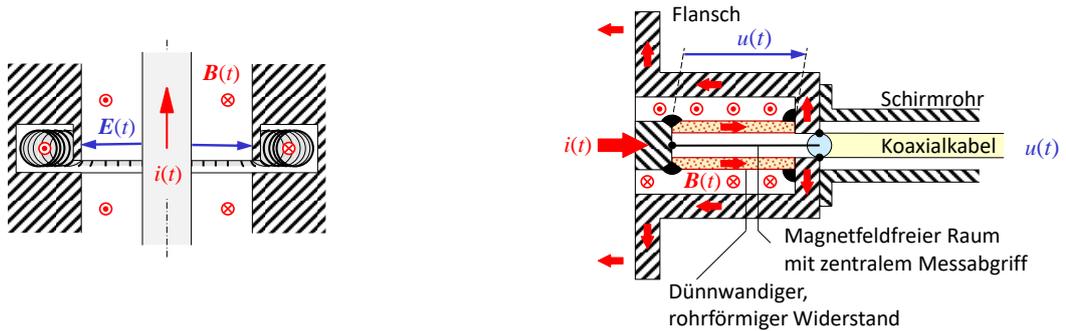


Abbildung 12: Induktive, magnetooptische und hybrid-optische Stromwandler [Kue17].

In Labors und Prüffeldern müssen teilweise auch sehr schnell veränderliche Ströme gemessen werden. Hierfür eignen sich prinzipiell die schon in Abb. 3 beschriebenen magnetischen Sensoren sowie die daraus abgeleiteten **Rogowski-Spulen**, die z.B. in einer Nut des Außenleiters den Stromleiter umschließen, Abb. 13 (links). Die Nut ist durch einen geschlitzten Schirm, der das Eindringen des Magnetfeldes erlaubt, gegen Einkopplungen durch das elektrische Feld geschützt. Um eine möglichst hohe Bandbreite zu erreichen, wird auf einen Eisenkern verzichtet, d.h. es handelt sich um eine sog. Luftspule.

Für Messungen mit einem **Strommessshunt** muss sichergestellt werden, dass nur der resistive Spannungsabfall abgegriffen und in der Messschleife keine induzierte Spannung überlagert wird. Dies kann durch einen koaxialen Shunt sichergestellt werden, in dem der Strom über den Umfang gleich verteilt fließt und über einen ebenfalls koaxialen Rückleiter zum Flansch geführt wird, Abb.13 (rechts). Die Spannung wird durch einen koaxialen Messabgriff in der Achse des koaxialen Shunts in einem magnetfeldfreien Raum abgegriffen. Für eine hohe Bandbreite ist es erforderlich, dass das Widerstandsmaterial relativ hochohmig und die Wandstärke möglichst gering ist, damit der Strom innerhalb der Stromanstiegszeit sich gleichmäßig über dem Leiterquerschnitt verteilen kann, so dass auch im Inneren der Spannungsabfall vollständig messbar wird.



Toroidale **Rogowski-Spule** ohne Eisenkern, mit geschlitztem Schirm und konzentrischem Stromleiter für die Messung schnellveränderlicher Ströme $i(t)$.

Dünnwandiger, coaxialer **Strommess-Shunt** mit geringer Anstiegszeit und ohne Durchgriff des Magnetfeldes auf den Messkreis.

Abbildung 13: Induktive und resistive Messung schnell veränderlicher Ströme [Kue17].

7 Fazit

Spannung und Strom sind Größen, die mit elektrischen und magnetischen Feldern verbunden sind. Daraus ergeben sich physikalisch basierte (u.a. kapazitive, induktive und optische) Möglichkeiten für die Messung.

Das Verhalten von Spannungsteilern wird durch die Sprungantwort bestimmt. Je nach zu messender Spannung kommen ohmsche, kapazitive und kompensierte Teiler zum Einsatz.

Das Systemverhalten von Spannungsteilern wird auch von weiteren, i.d.R. parasitären Eigenschaften bestimmt, wie z.B. Streukapazitäten, Temperaturgradienten, Kreisinduktivitäten und Ankopplungsschaltungen.

Wandler für Spannungsmessungen im Betrieb werden je nach Spannung und erforderlicher Bandbreite als induktive oder kapazitive Spannungswandler ausgeführt.

Stromwandler basieren auf induktiven, magneto-optischen oder hybrid-optischen Prinzipien. Neben der Messung muss immer auch die Isolation der spannungsführenden Leiter gewährleistet werden.

Weiterführende Literatur

- [BB+92] M. Beyer, W. Boeck, K. Möller, W. Zaengl; Hochspannungstechnik; Theoretische und praktische Grundlagen für die Anwendung; Springer-Verlag, 1992
- [Bel81] H. Bellm; Übertragungseigenschaften von Stoßspannungsmesskreisen unter Berücksichtigung des transienten Strahlungsfeldes; Dissertation Universität (TH) Fridericiana Karlsruhe, 1981
- [HaL14] W. Hauschild, E. Lemke; High-Voltage Test and Measuring Techniques; Springer, 2014
- [Kue86] A. Küchler; Erfassung transientser elektromagnetischer Feldverteilungen mit konzentrierten und räumlich ausgedehnten Sensoren; VDI-Verlag, Fortschritt-Berichte, Reihe 21 Nr. 7, Dissertation Universität (TH) Fridericiana Karlsruhe, 1986
- [Kue17] A. Küchler; Hochspannungstechnik, Grundlagen – Technologie – Anwendungen; Springer-Verlag, 4. Aufl., 2017
- [KZK00] E. Kuffel, W. S. Zaengl, J. Kuffel; High Voltage Engineering: Fundamentals; Newnes, 2nd edition, 2000
- [Sch81] A. J. Schwab; Hochspannungsmesstechnik; Springer-Verlag, 2. Aufl. 1981
- [Sch10] K. Schon; Stoßspannungs- und Stoßstrommesstechnik, Grundlagen – Messgeräte – Messverfahren; Springer, 2010
- [Sch16] K. Schon; Hochspannungsmesstechnik, Grundlagen – Messgeräte – Messverfahren; Springer Vieweg, 2016

FKH - Fachtagung

05. Dezember 2024

Erzeugung und Messung hoher Spannungen und Ströme

Einführung in die Ermittlung der Messunsicherheit bei Prüf- und Kalibrierarbeiten

Hans-Jürg Weber
ehem. ETH Zürich

Funktion und beruflicher Werdegang

- bis 2021 Lehrauftrag für Mess- und Versuchstechnik an der ETH Zürich
- bis zur Pensionierung 2019 Laborleiter am High Voltage Laboratory (HVL) der ETH Zürich und Leiter der akkreditierten Kalibrier- und Prüfstelle (1997-2019)
- 1985-1988 Leiter Qualitätssicherung bei Tettex Instruments
- 1981-1985 wissenschaftlicher Mitarbeiter an der FG Hochspannungstechnik der ETH Zürich (Prof. W. Zaengl)
- Studium der Elektrotechnik an der FH Rapperswil (heute Ostschweizer Fachhochschule) danach Assistent im HS-Labor
- Mitglied im TK 42
- Seit 2001 Fachexperte im Bereich Hochspannung und Hochstrom für die Schweizerische Akkreditierungsstelle (SAS)
- Seit 2024 Präsident der Eidgenössischen Akkreditierungskommission (AKKO)

Einführung in die Ermittlung der Messunsicherheit bei Prüf- und Kalibrierarbeiten

Hans-Jürg Weber
ehem. ETH Zürich

1 Kurzfassung

Für die Prüfung von Betriebsmitteln der elektrischen Energieversorgung im Labor oder vor Ort sind geeignete Hochspannungs- und Hochstrom-Prüf- und Messeinrichtungen erforderlich. Um zuverlässige Messergebnisse zu gewährleisten, müssen die eingesetzten Messgeräte und Messsysteme in regelmäßigen Abständen kalibriert werden. Diese Aufgabe übernehmen akkreditierte Kalibrierlaboratorien, welche die Rückverfolgbarkeit der Messungen auf nationale oder internationale Normale eines Metrologieinstituts (CH: METAS, D: PTB) und auf das internationale Einheitensystem (SI) sicherstellen. Die allgemeinen Anforderungen an die Kompetenz von Kalibrierlaboratorien sind in der Norm EN ISO/IEC 17025 geregelt, die auch für Prüflaboratorien gilt. Akkreditierte Laboratorien werden auch als Konformitätsbewertungsstellen (KBS) bezeichnet. Neben den technischen Anforderungen mit Begriffen wie Rückführung der Messmittel, Ermittlung der Messunsicherheit, anerkannte Verfahren, sind auch eine Reihe von Managementanforderungen zu erfüllen. Diese orientieren sich an den Grundsätzen der DIN ISO 9001 und umfassen Begriffe wie Unparteilichkeit, personelle und apparative Ressourcen, geregelte Verfahren für Anfragen, Angebote, technische Aufzeichnungen und Berichterstattung über die Ergebnisse. Akkreditierung bedeutet in diesem Kontext die formelle Anerkennung der Kompetenz einer KBS, bestimmte Prüf- oder Kalibrierarbeiten durchzuführen.

In der Praxis ist es nicht möglich, den "wahren Wert" einer Messgrösse mit einer Messeinrichtung zu bestimmen. Die Unvollkommenheit der Messmittel führt dazu, dass nur ein Näherungswert einer Messgrösse erfasst werden kann, der als "Schätzwert" bezeichnet wird. Neben der Angabe des ermittelten Messwertes liefert die Angabe der Messunsicherheit eine wichtige Aussage über die Qualität des Messergebnisses. Ohne die Angabe der Messunsicherheit ist ein Messergebnis unvollständig und (wissenschaftlich) wertlos. So können z.B. Messergebnisse nicht verglichen oder die Einhaltung einer Toleranz nicht abschließend beurteilt werden. Die Ermittlung der Messunsicherheit basiert heute auf dem Leitfaden ISO/IEC GUM (Guide to the Expression of uncertainty in measurement), der 1993 veröffentlicht wurde und als international anerkanntes Dokument ISO/IEC Guide 98-3:2008 [1] vorliegt. Der GUM beschreibt eine eindeutige Methode zur Bestimmung der Messunsicherheit und ist für akkreditierte Kalibrier- und Prüflaboratorien verbindlich. Kalibrierstellen müssen in ihren Kalibrierzertifikaten die Messergebnisse mit der zugehörigen Messunsicherheit angeben. Prüfstellen können auf die Angabe der Messunsicherheit in ihren Prüfberichten verzichten und geben sie in der Regel nur auf Kundenwunsch an. Obwohl der GUM zur Bestimmung der Messunsicherheit etabliert ist, schrecken in der Praxis viele vor seiner Anwendung zurück. Das Thema wird oft als zu kompliziert und schwierig angesehen.

Der vorliegende Beitrag gibt eine einfache Einführung in den GUM am Beispiel eines Hochspannungsmesssystems. Schritt für Schritt wird gezeigt, wie die Messunsicherheit

bei der Kalibrierung des Messsystems und bei der Durchführung einer Prüfung ermittelt wird. Von entscheidender Bedeutung ist die Bestimmung der Standardmessunsicherheit für alle denkbaren Grössen, die eine Messung beeinflussen. Zu diesem Zweck definiert der GUM zwei gleichwertige Bestimmungsverfahren. Die Methode Typ A, für statistisch ausgewertete Messgrössen und die Methode Typ B für nichtstatistische Messgrössen. Mit dieser Festlegung wird die Ermittlung der Messunsicherheit in der Praxis insgesamt vereinfacht und beschleunigt.

In der Hochspannungs- und Hochstromprüftechnik sind die Verfahren zur Kalibrierung und Kontrolle von Messsystemen in horizontalen IEC-Normen geregelt. Neben den erforderlichen Einzelnachweisen sind auch die maximal zulässigen Kalibrier- und Kontrollintervalle sowie Grenzwerte für die Messunsicherheiten festgelegt. Für Messsysteme und deren Komponenten zur Erfassung von hohen DC-, AC-, Blitz- und Schaltstossspannungen gilt die IEC 60060-2. Für Laboranwendungen sind die Spannungsformen und Prüfbedingungen sowie die Toleranzen der Prüfspannungen in der IEC 60060-1 bzw. für Vor-Ort-Prüfungen in der IEC 60060-3 definiert. Für hohe Dauergleich-, Dauerwechsel-, Kurzzeitgleich- und Kurzzeitwechselströme und impulsförmige Ströme gilt die IEC 62475. Sie regelt sowohl die Kalibrierung der Messsysteme als auch die Grenzwerte der Messunsicherheiten und die Toleranzen für die verschiedenen Stromarten. Mit der laufenden Überarbeitung (ED2) der Norm werden die Anforderungen an die Strommesssysteme weitgehend mit denen an Spannungsmesssysteme harmonisiert.

Die Ermittlung der Messunsicherheit erfolgt in der IEC 60060-2 (Spannungsmesssysteme) und IEC 62475 (Strommesssysteme) streng nach GUM. Im Anhang der Dokumente wird die Vorgehensweise anhand konkreter Beispiele praxisnah aufgezeigt. Das Verfahren zur Ermittlung der Messunsicherheit ist sowohl für Kalibrierungen als auch für Prüfungen geeignet. Stellt ein Anwender bei Prüfarbeiten fest, dass neue oder geänderte Einflussgrössen die Messungen beeinflussen, können einzelne Unsicherheitsanteile in der Gesamtmessunsicherheit der Messgrösse mit vergleichsweise geringem Aufwand angepasst werden.

2 Referenzen

- [1] JCGM 100:2008 GUM 1995 with minor corrections
Evaluation of measurement data — Guide to the expression of uncertainty in measurement ISO/IEC Guide 98-3:2008
- [2] JCGM 200:2012
International vocabulary of metrology – Basic and general concepts and associated terms (VIM) 3rd edition
- [2] ILAC-G8:09/2019
Guidelines on Decision Rules and Statements of Conformity
- [4] ILAC-G17:01/2021
ILAC Guidelines for Measurement Uncertainty in Testing

FKH - Fachtagung

05. Dezember 2024

Erzeugung und Messung hoher Spannungen und Ströme

Prinzipien zur Erzeugung hoher Spannungen und Ströme

Dipl.-Ing. Michael Gamlin
Haefely AG, Basel

Funktion und beruflicher Werdegang

Michael Gamlin diplomierte 1989 an der TH Karlsruhe (heute KIT) am Institut für Elektroenergiesysteme und Hochspannungstechnik.

Von 1990 bis 1994 arbeitete er als Berechnungsingenieur bei der Messwandlerbau GmbH Bamberg (heute Trench Germany GmbH). Seit Juli 1994 ist er für die Haefely AG in Basel tätig und aktuell der Leiter des Hochspannungsengineerings und der Projektleitung. Seit mehr als 20 Jahren ist Michael Gamlin auch als Berater für Designkonzepte (Schirmung, Erdung, Isolation, Akustik) beim Bau und beim Retrofit von Hochspannungsprüflaboren tätig. Er ist Mitglied des TK 42, TK 20 und TK 14 der Schweiz und ist/war Mitglied in diversen Cigre und IEC working groups.

Prinzipien zur Erzeugung hoher Spannungen und Ströme

Michael Gamlin
Haefely AG, Basel

Kurzfassung

Komponenten, die im Hochspannungsnetz eingesetzt werden, wie z.B. Transformatoren, Spannungswandler, Stromwandler, Isolatoren, Schalter, Hochspannungs-ableiter und Kabel, müssen während der Entwicklung Typenprüfungen und später vor der Auslieferung Routineprüfungen bestehen, um die Auslegung und die Fertigungsqualität zu garantieren. Oft werden auch zusätzlich Vor-Ort-Prüfungen z.B. nach dem Verlegen bzw. nach der Installation gefordert.

Diese Typen-, Routine- oder Vor-Ort-Prüfungen beinhalten eine zeitlich begrenzte Überspannungsprüfung bzw. eine transiente Nennstromprüfung bei Schutzelementen wie z.B. Hochspannungsableiter und Surge Protection Devices (SPD) für den Blitzschutzschutz. Hierfür benötigt man kompaktes, leichtes, flexibles und wirtschaftliches Prüfequipment.

Netzkomponenten sind permanent installiert, sie müssen für einen 7/7-, 24/24-Betrieb ausgelegt sein. Da die Überspannungsprüfung aber zeitlich begrenzt ist, oft 1 min bzw. 1h, ist deren Spannungsamplitude im Vergleich zur späteren Betriebsspannungsamplitude deutlich höher. Das Verhältnis der Überspannungsamplitude zur Betriebsspannungsamplitude wird Testfaktor genannt. Für Netzkomponenten sind Testfaktoren größer 2 üblich. Die zur Isolation verwendeten Materialien werden aus dielektrischer Sicht immer auf die Prüfspannungsamplitude ausgelegt.

Üblicherweise werden je nach Einsatzgebiet der Netzkomponente die folgenden Spannungsformen geprüft: AC-Spannungen, DC-Spannungen, Schaltstossspannungen und Blitzstossspannungen. Bei transienten Nennstromprüfungen sind vor allem die Stromformen 4/10, 8/20 und 10/350 üblich. Hierbei steht die erste Zahl in der Regel für eine Anstiegszeit in μs , die zweite Zahl für eine Abklingzeit in μs .

Auch bei Prüfkomponenten gibt es einen Prüffaktor, um während deren Prüfung die Auslegung und die Fertigungsqualität zu garantieren. Dieser Prüffaktor ist aber deutlich kleiner als der von Netzkomponenten und liegt üblicherweise im Bereich von 1.1 bis 1.2 für Prüfdauern von 1 min bis 1h bzw. bei einer limitierten Anzahl von Stößen bei Stoßspannungen.

Wie Netzkomponenten werden auch Prüfkomponenten dielektrisch auf die Prüfspannung ausgelegt. Die Reduzierung des Prüffaktors stellt sicher, dass das Prüfequipment kompakt, leicht und wirtschaftlich bleibt, auch ist ein mobiler Einsatz denkbar. Die Reduzierung des Prüffaktors macht auch technisch für die spätere Verwendung Sinn, da Überspannungsprüfungen wie vorrangig erwähnt zeitlich begrenzt sind. Im Umkehrschluß ist aber auch verständlich, daß die Nennspannungen von Prüfequipment nicht für einen 7/7, 24/24 Betrieb definiert sind, sondern meistens für einen sogenannten Daueraussetzbetrieb wie z.B. 1 h ein, 1 h aus, 4x am Tag. Dieser Zusammenhang wird oft von Betreibern von Prüfequipment übersehen.

Möchte man dennoch über einen längeren Zeitraum einen 7/7-, 24/24-Prüfbetrieb durchführen, empfiehlt sich eine Spannungsreduzierung für das Prüfequipment um den Faktor

$\sqrt{3}$. Der Faktor $\sqrt{3}$ hat nichts mit einem 3-Phasennetz zu tun, durch diese Spannungsreduzierung erhält man einfach einen fiktiven Testfaktor von $\sqrt{3} \cdot 1.2 = 2.08$, der größer 2 ist, und einen Prüfbetrieb ohne dielektrischen Ausfall sehr wahrscheinlich macht.

Für die Erzeugung von hohen AC-Spannungen werden in der Regel Hochspannungsprüftransformatorensysteme, Serieresonanz- und Parallelresonanzsysteme eingesetzt.

Hochspannungsprüftransformatorensysteme können auch für Spezialprüfungen wie Nass-, Verschmutzungs- und Ferroresonanzprüfungen eingesetzt werden. Sie sind also sehr vielfältig einsetzbar, haben aber Leistungseinschränkungen, so sind in der Regel nur Ausgangsströme von wenigen Ampere möglich.

Werden höhere Ströme benötigt (z.B. Kabelprüfung, Spannungsprüfung bei Leistungstransformatoren, ausgedehnte gasisolierte Schaltanlagen) kommen Resonanzsysteme in Betracht, da sie auch deutlich kompakter, leichter und wirtschaftlicher sind als Transformatorensysteme.

Serienresonanzsysteme sind deutlich weiterverbreitet als Parallelresonanzsysteme, da sie einfach kaskadierbar (Isolierzylinderbauweise) und wirtschaftlicher sind. Zudem liefern sie aufgrund des Serienresonanzprinzips immer eine oberwellenfreie Ausgangsspannung, unabhängig von der Erregerspannungsqualität. Einzig die Ausgangsspannungsregelung ist „gefährlicher“, eine unkontrollierte Serienresonanz mit der einhergehenden unkontrollierten Ausgangsspannungserhöhung muss unter allen Umständen vermieden werden, um den Prüfling nicht zu beschädigen oder zu zerstören.

Dies ist bei der Parallelresonanz nicht möglich, die Spannungsregelung geschieht wie beim Transformator über ein festes Übersetzungsverhältnis zwischen der Niederspannungs- und der Hochspannungsseite. Mittels einer Stromkompensation muß nur ca. 5% der Ausgangsleistung zur Verfügung gestellt werden. Parallelresonanzsysteme haben in der Regel eine Kesselbauweise mit einer Hochspannungsdurchführung und sind auf 400 kV (Phase – Erde) limitiert. Bei der Kabelprüfung kann z.B. der Kessel außerhalb der Prüfkabine sein, und nur die Durchführung ragt durch eine Aussparung ins geschirmte Prüffeld. Hierdurch kann die Größe des Prüffeldes kompakter sein, was durchaus seinen Charme hat.

Bei der Erzeugung von hohen DC-Spannungen ist die Höhe des DC-Ausgangsstromes von großer Bedeutung für die Auswahl des geeigneten DC-Generatorprinzips. Die meisten Lade- und Leckströme bei Kabelsystemen, Konverter-Transformatoren und DC-Durchführungen sind kleiner als 40 mA, sehr oft kleiner 20 mA. Hier sind kompakte, leichte, wirtschaftliche und kaskadierbare DC-Generatoren von Vorteil, die auf einer Vollwellenverdopplerschaltung (Delon-Schaltung) basieren. Beim Bedarf von höheren DC-Strömen (> 100 mA) für Überschlagsuntersuchungen oder Verschmutzungsprüfungen kommt oft die Greinacherkaskade zum Einsatz, die deutlich größer und schwerer ist, deren Schub- und Glättungskondensatoren aber sehr individuell auf die Anwendung ausgelegt werden können.

Bei der Erzeugung von hohen Stoßspannungen kommen in der Regel Stoßspannungsgeneratoren basierend auf dem Marxgeneratorprinzip zum Einsatz. Durch das Variieren der Serien- und Parallelwiderstandswerte kann die Wellenform der Stoßspannung sehr einfach eingestellt werden. Blitzstoßspannungen bis zu 8 MV wurden schon realisiert.

Hochspannungsableiter mit hoher Restspannung (einige 100 kV) werden mit einem konventionellen Stoßspannungsgenerator (Marxprinzip) mit Stoßstromzusatz (externe Induktivität, Dämpfungswiderstand, Spannungsmessung der Restspannung) geprüft. Mit

dieser Methode können Stoßströme bis zu einem Bereich von 40 kA erzeugt werden. Die Stoßströme haben meisten die Wellenform 8/20, in manchen Fällen aber auch 4/10 und 30/60. Schnellere Wellenformen können aufgrund der inhärenten Induktivität der Geometrie nicht erzeugt werden. Für langsamere Wellenformen reicht oft die Energie nicht aus.

Die einzelnen Ableiterscheiben eines Hochspannungsableiters sowie SPD-Elemente (Blitzschutz) werden mit reinen Stoßstromsystemen auf Maximalstrom geprüft. Hiermit können Ströme bis zu einer Amplitude von 200 kA erzeugt werden. Müssen lange Rückenzeiten (z.B. 10/350) erzeugt werden, kommt häufig ein Stoßstromsystem mit Crowbar zum Einsatz.

Reine Stoßstromsysteme zeichnen sich durch ihre Kompaktheit (kleine inhärente Induktivitäten) sowie hoher Energie (bis zu 360 kJ) aus. Ihre DC-Ladespannung für die Energiespeicherkondensatoren ist in der Regel auf 100 kV begrenzt, in Ausnahmefällen sind auch 200 kV möglich.

FKH - Fachtagung

05. Dezember 2024

Erzeugung und Messung hoher Spannungen und Ströme

Beispiele zur Realisierung von Typ-, Werks- und Vorortprüfungen von DC-Kabeln bis 540 kV auf Basis der CIGRE Broschüre 852

Dr. Ralf Pietsch

HIGHVOLT Prüftechnik Dresden GmbH

Funktion und beruflicher Werdegang

Dr. Ralf Pietsch studierte von Oktober 1979 bis Dezember 1986 Physik an der RWTH Aachen, wo er sein Studium als Diplom-Physiker abschloß. Im Jahr 1992 promovierte er am Institut für Hochspannungstechnik der RWTH Aachen auf dem Gebiet der Alterungseffekte in polymerisolierten Hochspannungskabeln. Von 1992 bis 1996 arbeitete er als Projektingenieur bei ABB Corporate Research in Baden-Dättwil, Schweiz. Ende 1996 wechselte er dann zur ABB Hochspannungstechnik (jetzt Hitachi Energy) in Zürich-Oerlikon (Schweiz), um dort bis Dezember 2000 die Typprüfungs- und Entwicklungslabore für gasisolierte Schaltanlagen (GIS) mit Nennspannungen von 170 kV bis 800 kV zu leiten.

Im Januar 2001 wechselte er zur HIGHVOLT Prüftechnik Dresden GmbH und arbeitete dort bis zu seiner Pensionierung Ende August 2024 in verschiedenen technischen Positionen.

Seit 1996 ist er Mitglied des CIGRE Study Committee SC D1 („Materials and Emerging Test Technologies“), das er von September 2016 bis Ende August 2022 als Vorsitzender leiten durfte.

In der Zeit von 2004 bis Anfang 2021 war er Lehrbeauftragter für „Diagnostik und Hochspannungsmesstechnik“ an der Technischen Universität Chemnitz.

Beispiele zur Realisierung von Typ-, Werks- und Vorortprüfungen von DC-Kabeln bis 540 kV auf Basis der CIGRE Broschüre 852

Ralf Pietsch

HIGHVOLT Prüftechnik Dresden GmbH

1 Kurzfassung

In diesem Vortrag wird der aktuelle Stand zu den Hochspannungs-Prüfungen an DC-Hochspannungskabel kurz vorgestellt. Hierbei werden an ausgewählten Beispielen die erforderlichen Prüfsysteme und deren Komponenten erläutert. Angesprochen werden die Prüfung mit Polaritätswechsel in zwei Minuten, die überlagerten Spannungsprüfungen (DC+LI, DC-SI) sowie mögliche Schutzkomponenten, um die Prüfquellen gegeneinander zu schützen. Die Nennspannung der realisierten DC-Kabel liegen zurzeit bei 525 kV. Die 640 kV Ebene befindet sich bereits in der Entwicklung. In Folge besonderer transienter Spannungsverläufe, die im Fehlerfall eines Kabels auftreten können, wurden zusätzliche Prüfungen in die neuen CIGRE Broschüre TB 852 aufgenommen. Diese TB wurde im November 2021 veröffentlicht. Obwohl es sich hierbei „nur“ um eine Empfehlung handelt, werden diese neuen Prüfungen, auch TOV genannt („Very slow front temporary overvoltage“), von den Kabelherstellern bereits durchgeführt. In Folge der hohen Prüfspannungen, langer Kabel bis zu 100 km und neuer Impulsspannungsverläufen, mussten die Prüftechnik und die erforderlichen Komponenten entsprechend angepasst und entwickelt werden. Realisierungen zur Durchführung der TOV-Prüfungen bilden daher den Schwerpunkt dieser Präsentation. Kurz vorgestellt werden noch Prüfsysteme und Schutzkonzepte für die Vorortprüfung an sehr langen DC-Kabeln, mit Längen über 100 km. Abgeschlossen wird der Vortrag mit einer Auswahl von Referenzen und weiterer Literatur, die zusätzliche Details zu den vorgestellten Themen beschreiben.

Sammlung Präsentationsseiten



Beispiele zur Realisierung von Typ-, Werks- und Vorortprüfungen von DC-Kabeln bis 540 kV auf Basis der CIGRE Broschüre 852

Dr. Ralf Pietsch

HIGHVOLT Prüftechnik Dresden GmbH

Übersicht – Was erwartet Sie?

Einleitung & Überblick

Beispiele über notwendige DC Hochspannungs-Prüfsysteme für Typprüfungen

Neue empfohlene Typ-Prüfungen => TOV-Prüfungen (transiente Pulsformen)

Beispiel für die Vorortprüfung mit Wasser-Entladewiderstand

Einleitung

- Intensiver Ausbau der HGÜ ab ca. 2010 => wachsender Bedarf an DC-Prüfsystemen
- Vortrags-Schwerpunkt: Dielektrische Prüfungen von DC-Kabeln (60 kV – 525 kV, in Zukunft bis 640 kV)
- Vorstellung einiger typischer Prüfsysteme und deren Umsetzung in den Prüffeldern;
Die Prüfsysteme basieren auf Basis u.a. auf kompakte, modulare 400 kV DC-Module
- Realisierung von Prüfspannungs-Pegeln bis zu 2200 kV (z.B. für Durchführungen)
DC- Kabel mit U_0 bis 800 kV in der Entwicklung
- Kurze Vorstellung einiger spezieller Tests:
 - ⇒ Polaritätswechsel: Polaritätswechsel in 2 min.
 - ⇒ Überlagerte Prüfspannungen: DC-LI, DC-SI
=> Vor-Ort Prüfungen an sehr langen DC-Kabeln: Schutz- und Entladekonzept
=> „Transient Overvoltage“, TOV; Empfehlung der CIGRE TB 852 seit November 2021
(aktuell gibt es zudem erweiterte Kundenanforderungen)

5.12.2024

FKH Fachtagung 2024

3

Beispiel für lange DC-Hochspannungskabel - Hier 525 kV Landkabel -

- Transport elektrischer Energie über lange Strecken
→ HGÜ
- Höhere Übertragungskapazität
→ steigender Betriebsspannung
- Hohe Qualitätsanforderungen an Betriebsmittel
→ Nachweis des Langzeitverhaltens von Kabelsystemen in
Präqualifikations-Prüfung (PQ-Test) und weiteren Typprüfungen
- Bisher: IEC 62895 und CIGRE TB 496 [1], [2]
→ PQ für HVDC-Kabelsysteme bis 320 kV (bzw. 525 kV)

„Empfehlungen“ für DC-Kabel bis 800 kV: CIGRE TB 852 [3]



in Planung befindliche HGÜ-Trassen
(Quelle: Bundesnetzagentur)

5.12.2024

FKH Fachtagung 2024

4

Welche Prüfpegel sind für DC-Kabel erforderlich?

U_0	U_T [kV]* (1,85 U_0)	U_{TP1} [kV]* (1,45 U_0)	U_{TP2} [kV]* (1,25 U_0)
80	148	116	100
150	278	217	188
320	592**	464**	400
500	925**	725**	625

* U_0 Nennspannung,

U_T Typprüfung,

U_{TP1} „load cycle test“ und **Vorort-Prüfung**,

U_{TP2} „polarity reversal test“

** Mit zunehmender Systemspannung können kleinere U_0 -Faktoren angewendet werden

Quelle: CIGRE TB 496 & TB 852

Übersicht

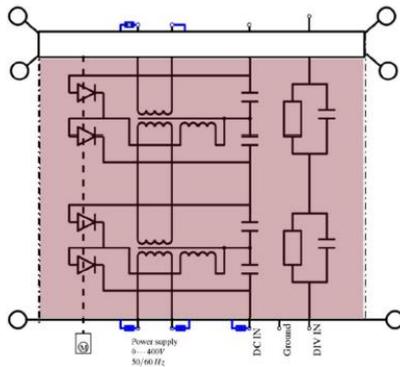
Einleitung & Überblick

Beispiele über notwendige DC Hochspannungs-Prüfsysteme für Typprüfungen

Neue empfohlene Typ-Prüfungen => TOV-Prüfungen (transiente Pulsformen)

Beispiel für die Vorortprüfung mit Wasser-Entladewiderstand

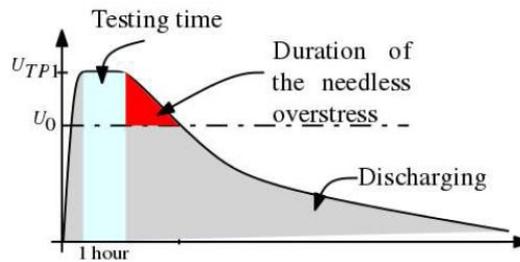
Beispiel: Aufbauprinzip eines 400 kV-Moduls



400 kV Prüfsystem, 40 mA

Schaltungsprinzip: Zweiweg-Schaltung nach Delon; Transformatoren, unpolbare Gleichrichter, Glättungskondensatoren und DC-Teiler sind in einem gemeinsamen GFK-Isoliergefäß eingebaut. [4]

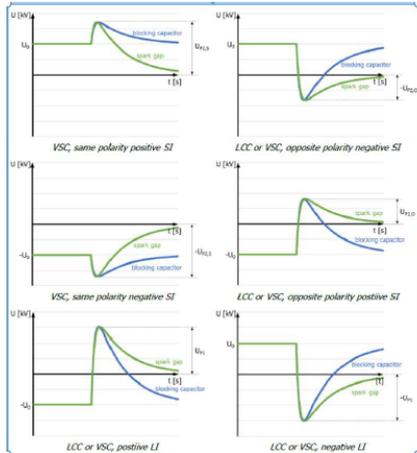
Schnelle & sichere Entladung zur Durchführung des Polaritätswechsel in 2 min. mit Entladewiderstand



800 kV-Prüfsystem mit parallel geschalteten Entladewiderstand (**Drahtwiderstand**) zur schnellen und sicheren Entladung bei Werks- und Typprüfungen (Polaritätswechsel in 2 min.) bis 200 nF in < 1 Min. (2012)

“Superimposed Voltages”, SIV

CIGRE TB 496(alt) & TB 852 & IEC 62895



VSC: „Voltage Source Converter“

“Power flow direction is achieved by changing the current direction; polarity of the voltage remains constant”

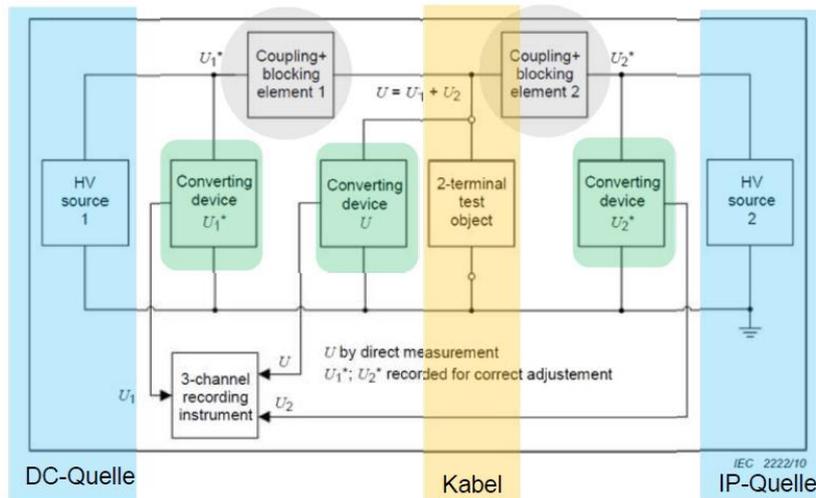
LCC: „Line-Commutated Converters“

“Power flow direction is achieved by changing the voltage polarity.”

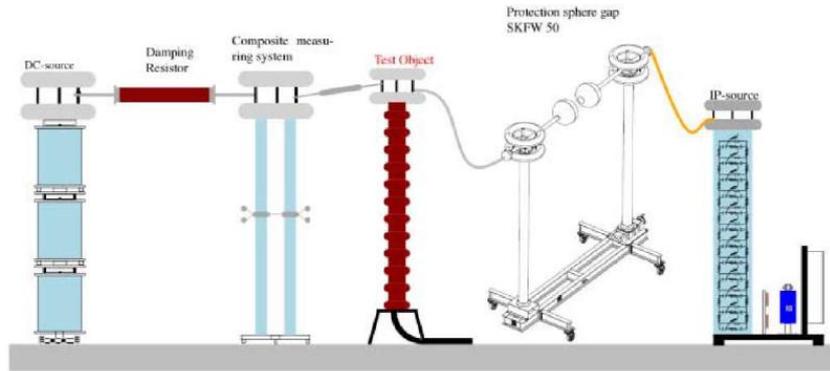
Kabel werden damit unterschiedlich beansprucht, was angepasste Prüfungen erfordert.

- "Superimposed Voltage Tests"
- „Polarity change“ in 2 min.
- "Very slow front temporary overvoltage tests", TOV

Überlagerte Spannungen (SIV) gemäß IEC 60060-1

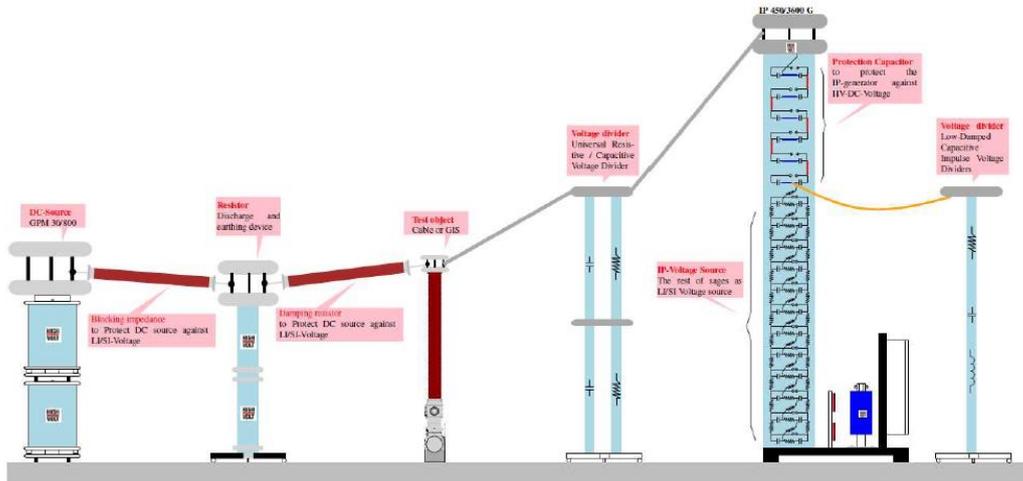


Prüfaufbau SIV (schematisch) mit Schutzfunkenstrecke



Weitere Literatur: z.B. [6], [7], [8]

Prüfaufbau SIV mit „integriertem“ Schutzkondensator (beispielhaft)



Beispiel: SIV-Prüfung mit „integriertem“ Schutzkondensator

Hauptkomponenten:

- Stoßgenerator: 570 kJ, 3880 kV
obere Stufen bilden
Schutzkondensator (6 – 8 Stufen)
- DC-Quelle: 1200 kV, 20 mA
- Schutzwiderstand: 3000 kOhm
- Universalteiler
- Spannungsteiler (LI, SI)
- Isolierstützer



Koncar, Zagreb, 2022

5.12.2024

FKH Fachtagung 2024

13

Übersicht

Einleitung & Überblick

Beispiele über notwendige DC Hochspannungs-Prüfsysteme für Typprüfungen

Neue empfohlene Typ-Prüfungen => TOV-Prüfungen (transiente Pulsformen)

Beispiel für die Vorortprüfung mit Wasser-Entladewiderstand

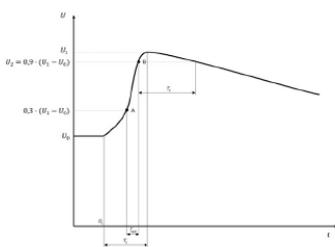
5.12.2024

FKH Fachtagung 2024

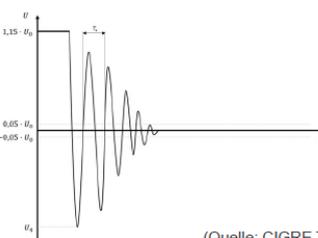
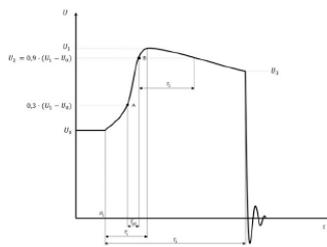
14

Neue Anforderungen („Recommendation“) an Typprüfung

- Abhängig von Netztopologie (LLC/VSC) → transiente Überspannungen (TOV) im Fehlerfall
- Bewertung zu erwartende Belastungen der Kabelstrecken durch Vertreter aus F&E, Übertragungsnetz-Betreiber und Hersteller sehr unterschiedlich
- Anforderungen durch SIV-Test mit LI / SI ausreichend abgedeckt?
- Empfehlungen nach **CIGRE TB 852** für $U_{DC} \leq 800$ kV durch Prüfung mit TOV („transient overvoltage“, „very slow front temporary overvoltage“, „long duration overvoltage“)



„Very slow front (chopped) TOV“, gesunde Kabel wird „freigeschaltet“

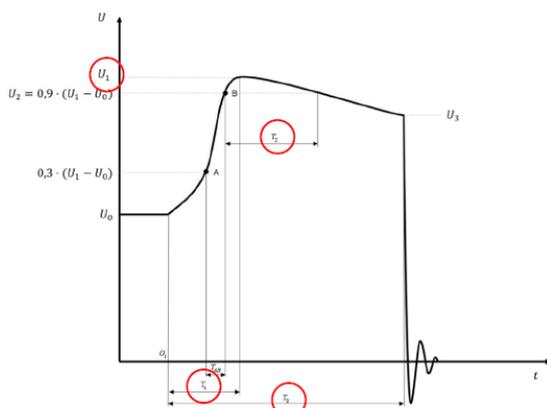


(Quelle: CIGRE TB 852, Chapter 12)

„Zero crossing damped TOV“, Kabel mit dem Fehler

TOV – Prüfparameter nach CIGRE TB 852

Very slow front (chopped) TOV



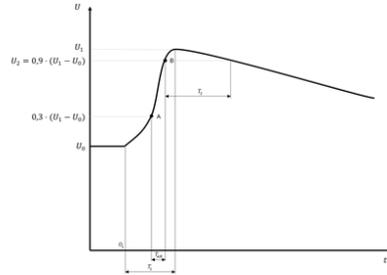
(Quelle: CIGRE TB 852, Chapter 12)

Anforderungen?

- Spannungsmaximum $U_1: 1,6 \dots 2,1 U_0$
- Frontanstiegszeit $T_1: 60 \dots 10.000 \mu s$
- Plateau- / Haltezeit (90%) $T_2: 10 \dots 150$ ms
- Abschneidezeit $T_3: 10 \dots 50$ ms
- sehr hohe Zeitkonstanten im Vergleich zu LI & SI

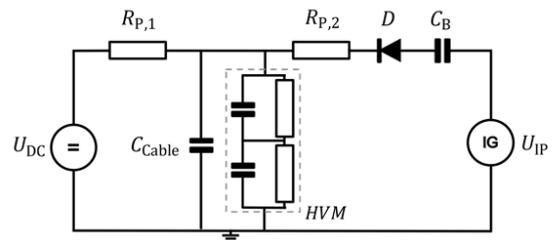
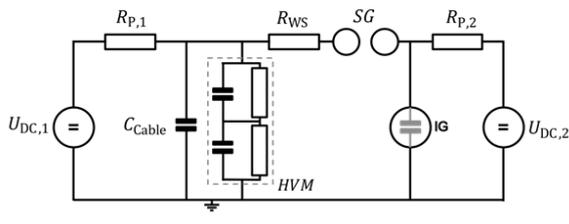
TOV - Prinzipielle Realisierung

„Very slow front“ TOV



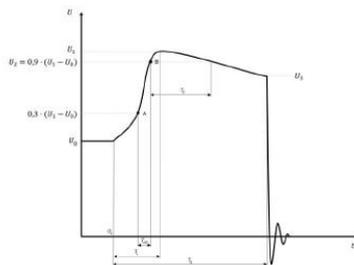
zusätzliche Kondensatorbank
 (umgebauter Impulsgenerator)

zusätzliche HS-Diode
 (speziell konfigurierter Impulsgenerator)



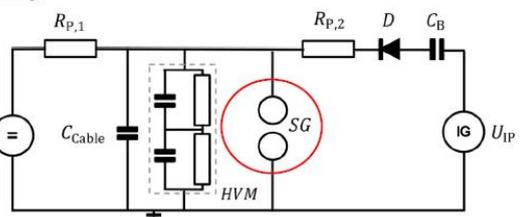
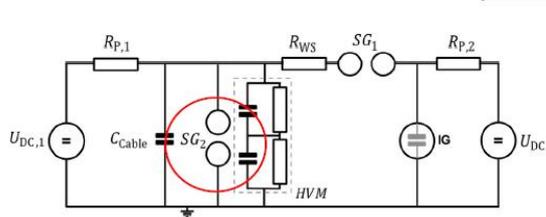
TOV - Prinzipielle Realisierung

„Very slow front (chopped)“ TOV



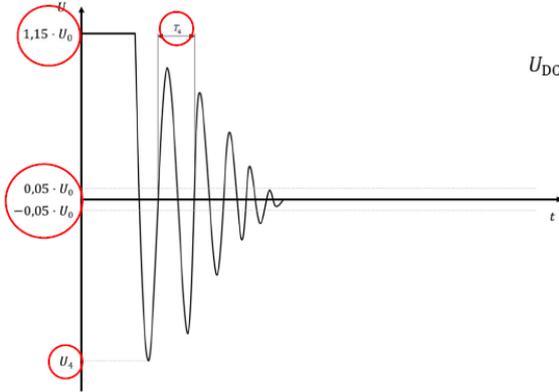
zusätzliche Kondensatorbank
 (umgebauter Impulsgenerator)

zusätzliche HS-Diode
 (speziell konfigurierter Impulsgenerator)

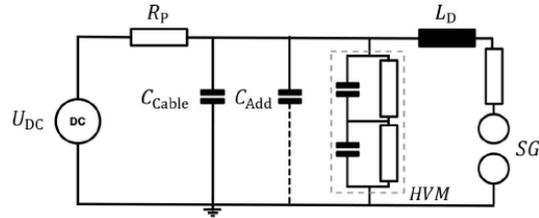


TOV - Prinzipielle Realisierung und Prüfparameter

„Zero crossing damped“ TOV



(Quelle: CIGRE TB 852, Chapter 12)

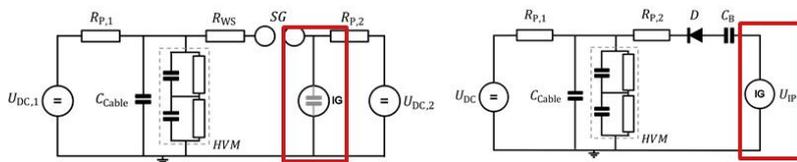


Anforderungen an die Prüfschaltung?

- Spannungsmaximum U_1 : $1,15 U_0$
- Max. Durchschwingen U_4 : ... $1 U_0$
- Frequenz F : $0,4 \dots 40 \text{ kHz}$
- Min. Anzahl Schwingungen $N_{>5\%}$: ... 14

Impulsgenerator, 760 kJ, 3800 kV

- Impulsgenerator nach Marx-Prinzip zur Erzeugung hoher Impulsspannungen
- Bis zu 5-fache Stoßkapazität zur Prüfung langer HGÜ-Kabelsysteme
- Leistungsstärkster Impulsgenerator von HGHVOLT Prüftechnik
 - 19 Stufen mit 4 Kondensatoren je Stufe
 - Stoßkapazität 105 nF (3800 kV)
 - Blitzstoßspannung 2700 kV
- Umschaltung zu Kondensatorbank für Durchführen der TOV-Prüfung
- Ausreichend Energie zur Erfüllung der TOV-Anforderungen nach CIGRE TB 852

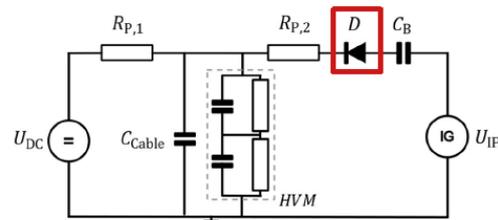
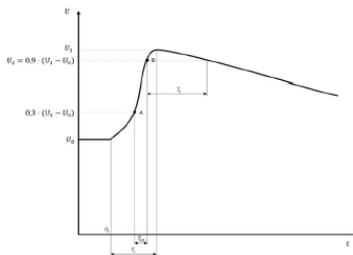


Dresden, HS-Halle HIGHVOLT 2022

Koppel- und Schutzelemente

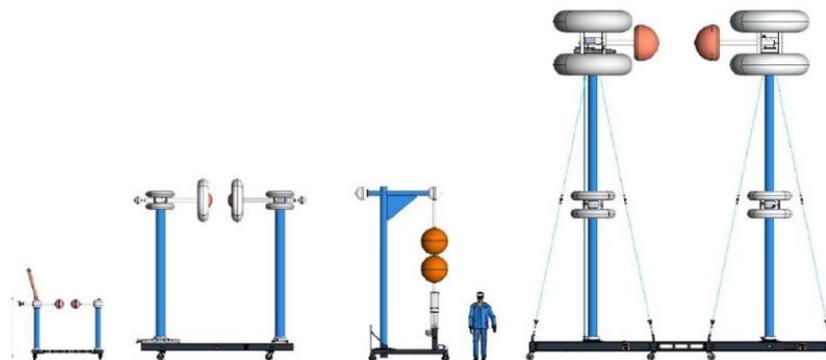
Hochspannungsdiode

- Durchlass des Energieflusses nur zum Prüfling mithilfe der Hochspannungsdiode
 - Keine parasitäre Entladung innerhalb des Impulsgenerators
- Sperrspannung $\sim U_1$
- Zusätzlicher Widerstand zum Schutz der Diode im Fehlerfall (max. Strom)



Kugelfunkenstrecke

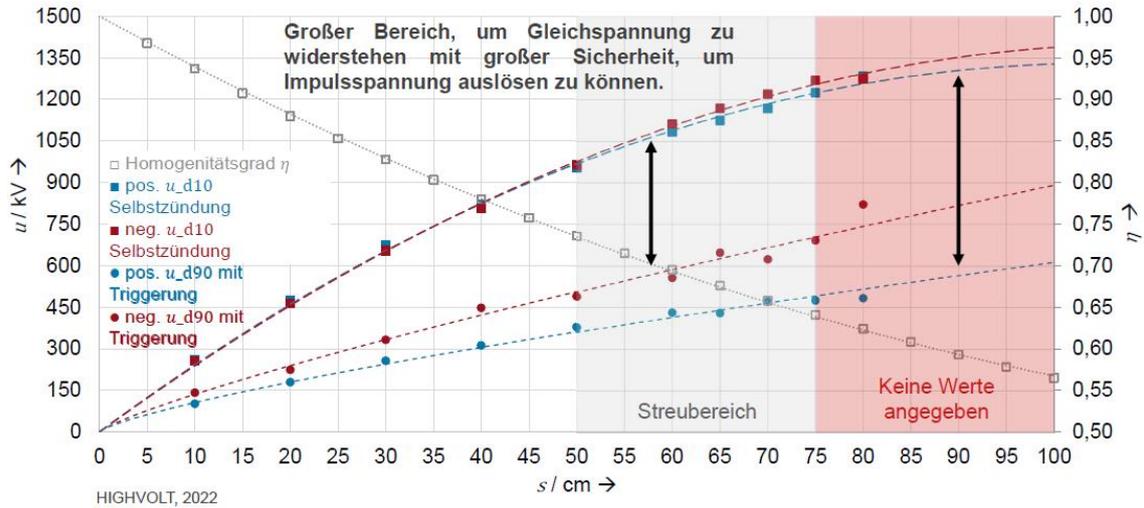
- Beidseitige Triggung, um eine synchrone Zündung in der Stirnzeit zu gewährleisten.
- Größerer Kugeldurchmesser, um einen größeren Abstand zwischen den Elektroden (Schlagweite) zu ermöglichen. Eine Säule enthält einen einstellbaren Wasserwiderstand.



- Durchmesser 1 m
- Schlagweite einstellbar
 - 0 bis 0,5 m (Variante 1)
 - 0,5 bis 1 m (Variante 2)
- Triggung in jeder Kugel
 - Ermöglicht beidseitige, synchrone Zündung

HIGHVOLT, 2022 [9]

Kugelfunkenstrecke - Zündcharakteristik



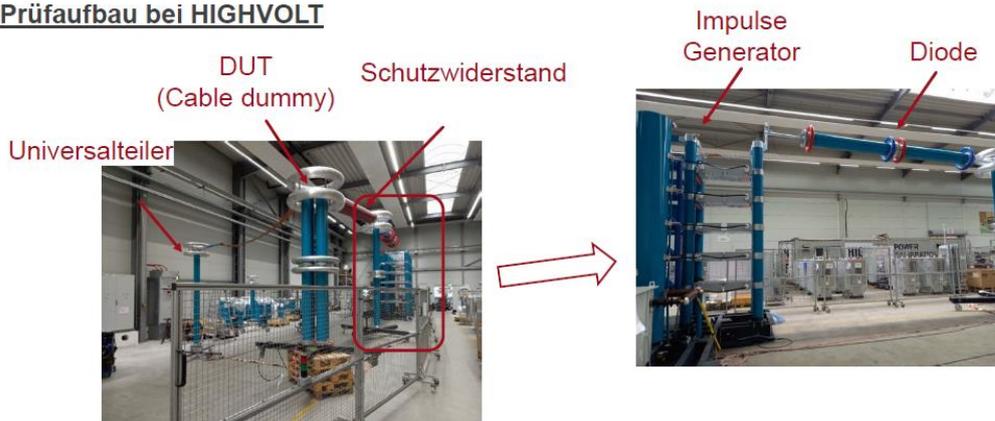
5.12.2024

FKH Fachtagung 2024

23

Prüfaufbau mit Diode für internen Test – kompletter Test mangels Platzes nicht realisierbar -

Prüfaufbau bei HIGHVOLT



Dresden, HIGHVOLT 2023

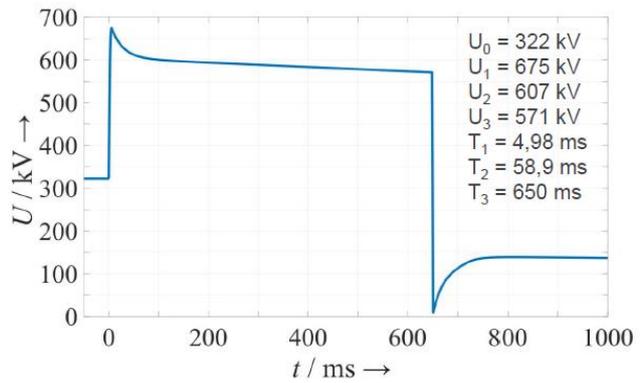
5.12.2024

FKH Fachtagung 2024

24

TOV – Realisierungs-Beispiel mit Diode

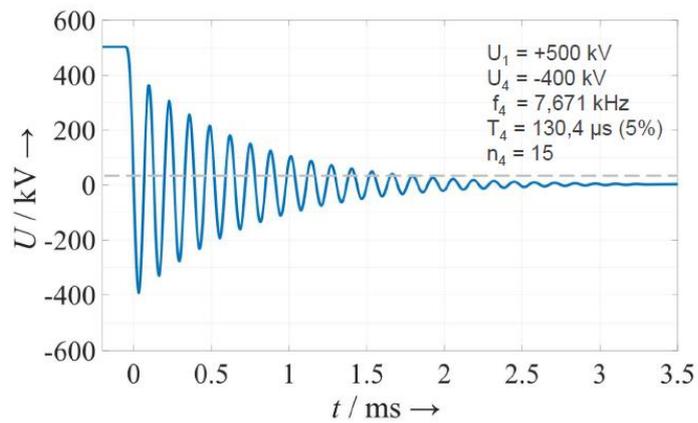
„Very slow front (chopped)“ TOV



LS Cable, Südkorea, 2023 und [10]

TOV – Realisierungs-Beispiel

„Zero crossing damped“ TOV



LS Cable, Südkorea, 2023 und [10]

Einleitung & Überblick

Beispiele über notwendige DC Hochspannungs-Prüfsysteme für Typprüfungen

Neue empfohlene Typ-Prüfungen => TOV-Prüfungen (transiente Pulsformen)

Beispiel für die Vorortprüfung mit Wasser-Entladewiderstand

5.12.2024

FKH Fachtagung 2024

27

Schnelle und sichere Entladung von sehr langen Kabeln mit variablem Wasserwiderstand (800 kV)

**HIGH
VOLT**


Beispiel:
modulares Konzept, d.h.
wieder 400 kV/Modul

$l = 200 \text{ km}$
 $C' = 300 \text{ nF/km}$
 $U_0 = 550 \text{ kV}$

Mit $U_{TP1} = 1.45 U_0 = 798 \text{ kV}$

ergibt sich eine gespeicherte
Energie E im Kabel von:

$$E = 0.5 \times C \times (U_{TP1})^2 = 19,2 \text{ MJ}$$

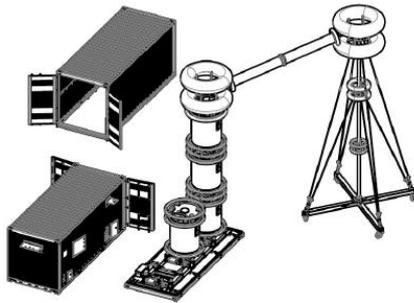
A) 800 kV DC-Quelle, B) Schutzwiderstand, C) Entladewiderstand,
D) Aufbereitungsanlage (Leitfähigkeit: $0,1 \mu\text{S/cm} - 50 \mu\text{S/cm}$; Kühlleistung 120 kW) [11]

5.12.2024

FKH Fachtagung 2024

28

Beispiel für mobiles 1200 kV DC-Prüfsystem Vor-Ort-Prüfung sehr langer Kabel (einige 100 km)



Abnahme im Werk,
Dresden, 2016

Mobiles 1200 kV Prüfsystem mit 4 Modulen und Entladungswiderstand im Werk, $I_{\max} = 30 \text{ mA}$ kontinuierlich.

Zusammenfassung

- Kurzer Überblick über diverse elektrische Prüfungen an DC-Kabel:
 - Typprüfungen (u.a. Polaritätswechsel in 2 min.)
 - Routine Prüfung (nur mit DC, eine Herausforderung hier sind die DC-Endverschlüsse)
 - SIV und TOV-Prüfung als empfohlene, zusätzliche Prüfung nach CIGRE TB 852
 - Spezielle zusätzliche Prüftechnik (IP, Funkenstrecke, Diode,...) erforderlich für hohe Spannungen und Energien
=> sehr großer Prüfplatzbedarf / Prüfhalle notwendig
 - TOV noch nicht als einheitliche, normative Prüfung festgelegt
 - TOV als Test-Anforderung ausreichend oder überzogen? Erfahrungen werden gerade gewonnen
 - Vorortprüfung (u.a. sichere und schnelle Entladung notwendig, gespeicherte Energie > 20 MJ sind zu beherrschen)

Referenzen und weitere Literatur

- [1] IEC 62895 Ed. 1.0, High voltage direct current (HVDC) power transmission - Cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages up to 320 kV for land applications – Test methods and requirements, 2017.
- [2] CIGRE TB 496, Recommendations for Testing DC Extruded Cable Systems at a Rated Voltage up to 500 kV, [Cigré WG B1.32](#), 2012.
- [3] CIGRE TB 852, Recommendations for testing DC extruded cable systems for power systems at a rated voltage up to and including 800 kV, 2021
- [4] R. Pietsch, et al., Entwicklungs-, Typ-, Werksprüfungen und Vorortprüfungen mit Hilfe von modularen und mobilen DC-Prüfsystemen VDE-Hochspannungstechnik 2018, Berlin
- [5] IEC 60060-1, High-voltage test techniques Part 1: General definitions and test requirements, 2010
- [6] R. Pietsch, M. Felk, M. Hinow, M. Kubat, Tests with Superimposed Voltages, HIGHVOLT, [Kolloquium Dresden](#), 2015
- [7] M. Felk, R. Pietsch, m. Kubat, Th. Steiner, PROTECTION AND MEASURING ELEMENTS IN THE TEST SETUP OF THE SUPERIMPOSED TEST VOLTAGE, 20th International Symposium on High Voltage Engineering, Buenos Aires, Argentina, 27 August – 01 September 2017
- [8] A. Voß, M. Gamlin, SUPERIMPOSED IMPULSE VOLTAGE TESTING ON EXTRUDED DC-CABLES ACCORDING TO IEC CDV 62895, 20th International Symposium on High Voltage Engineering, Buenos Aires, Argentina, 27 August – 01 September 2017
- [9] T. Gabler, R. Pietsch, E. Bilinski, Th. Steiner, Herausforderungen beim Design von Hochspannungsprüfsystemen zur Qualifikation von Hochspannungs-Gleichstrom-Kabeln, 5. Fachtagung VDE Hochspannungstechnik, 2024, Berlin
- [10] D. Park et al., Tests experiences of Temporary Over-Voltage for HVDC cable system, 50th CIGRE Session 2024, Paris
- [11] M. Felk, R. Pietsch, M. Hensel, Th. Steiner, DC-Hochspannungs-Prüfsysteme mit Entladeeinrichtung zur Vor-Ort-Prüfung, VDE Hochspannungstechnik, 2016, Berlin
- [12] C. Stuckenholz, M. Gamlin, M. Kujda, HV COMPONENTS FOR TOV ON EXTRUDED HVDC CABLE SYSTEMS, JICABLE, 2023
- [13] H. Jahn, Prüfung von extrudierten HVDC-Kabeln mit transienten Überspannungen (TOV) nach der CIGRE TB 852, HIGHVOLT, [Kolloquium Dresden](#), 2023

5.12.2024

FKH Fachtagung 2024

31

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!



„Invisible Tower“, Kapstadt,
17.11.2017, R. Pietsch

5.12.2024

FKH Fachtagung 2024

32

FKH - Fachtagung

05. Dezember 2024

Erzeugung und Messung hoher Spannungen und Ströme

Diagnosemessungen und Prüfungen an Transformatoren

Dr. Henrik Menne

Fachkommission für Hochspannungsfragen (FKH), Zürich

Funktion und beruflicher Werdegang

- 2017 Studium Elektrotechnik mit MSc., in Darmstadt abgeschlossen
- 2021 Promotion an der ETH Zürich im Hochspannungslabor
- Seit 2023: Prüfenieur bei der FKH

Diagnosemessungen und Prüfungen an Transformatoren

Henrik Menne

Fachkommission für Hochspannungsfragen (FKH), Zürich

1 Kurzfassung

Im elektrischen Netz wird eine Vielzahl von verschiedenen Transformatoren in unterschiedlichen Funktionen eingesetzt. So stellen beispielsweise Maschinentransformatoren die Verbindung zwischen Kraftwerksgeneratoren und dem Netz her und Netzkoppltransformatoren koppeln verschiedene Netzebenen miteinander. Andere Transformatoren werden in Lokomotiven und Triebwägen eingesetzt, um die korrekte Spannung für die Traktionsumrichter bereitzustellen.

So unterschiedlich die Aufgaben der einzelnen Transformatoren sind, gemein ist allen, dass eine hohe Anforderung an die Zuverlässigkeit gestellt wird. Um diese hohe Zuverlässigkeit zu erreichen, stehen eine grosse Auswahl an verschiedenen Diagnosemessungen und Prüfungen zur Verfügung. Neben den elektrischen Messungen, welche in diesem Beitrag diskutiert werden, ist bei ölisierten Transformatoren die Analyse des Öls ein wichtiger Indikator.

Um ein vollständiges Bild des Zustandes eines Transformators zu bekommen, kann nicht nur eine Diagnosemethode eingesetzt werden, da einzelne Methoden immer nur einen bestimmten Teilaspekt des Transformators beurteilt.

Nachfolgend werden verschiedene Diagnosemessungen und Prüfungen vorgestellt. Die hier vorgestellte Liste ist nicht abschliessend.

Grob gesagt, kann ein Transformator in vier Teilaspekte zerlegt werden: Isolation, Geometrie, magnetischer Kreis und Stufenschalter.

2 Stufenschalter / Stufenwechsler

Eine gängige Methode, um den Stufenschalter zu testen, ist die Bestimmung des Wicklungswiderstandes in allen Stufen. Bei der Durchführung der Messung wird zwischen der statischen und der dynamischen Messung unterschieden.

2.1 Statischer Wicklungswiderstand

Mit dem statischen Wicklungswiderstand können neben dem Stufenschalter auch Stufenwechsler getestet werden. Bei dieser Diagnose wird ein fixer Strom in eine Wicklung, beispielsweise 1 U-1 N, eingespeist. Da der Wicklungswiderstand typischerweise sehr klein (je nach Transformator im Bereich von einigen 100 $\mu\Omega$ bis einige 100 m Ω) ist, wird die Spannung über der Wicklung mit einer separaten Messleitung gemessen (4-Leiter-Widerstandsmessung). Der Messstrom wird so gewählt, dass die Erwärmung der Wicklung durch den Messstrom zu vernachlässigen ist und dass die Spannungsmessung nicht durch Störeinflüsse verfälscht wird. Typischerweise ist der Messstrom in der Grössenordnung von maximal 10 - 15 % des Nennstroms der Wicklung. Zur Beurteilung der Ergebnisse muss das Messergebnis mit einer Referenzmessung verglichen werden. Da der

elektrische Widerstand eine Temperaturabhängigkeit aufweist, muss er vorher auf die Temperatur der Referenzmessung korrigiert werden. Die Abweichung zur Referenzmessung sollte klein sein und die Unterschiede zwischen den Phasen nur wenige Prozent betragen. Sollte keine Referenzmessung vorhanden sein, können bei dreiphasigen Transformatoren die drei Phasen miteinander verglichen werden. Hierbei sollte die Abweichung bei wenigen Prozent liegen. Wenn der getestete Transformator über einen Stufenschalter oder -wechsler verfügt, sollte sich der Wicklungswiderstand (typischerweise) linear verhalten (bei linearen Spannungsstufen). Ein nicht lineares Verhalten deutet auf einen Fehler hin. Beispielhaft sei die folgende Messung eines Transformators mit Stufenwechsler gezeigt. Die Messung wurde mit 16 A durchgeführt ($I_r = 505 \text{ A}$). In der folgenden Abbildung zeigen die rote und die blaue Kurve deutliche Sprünge bei den ersten Stufen.

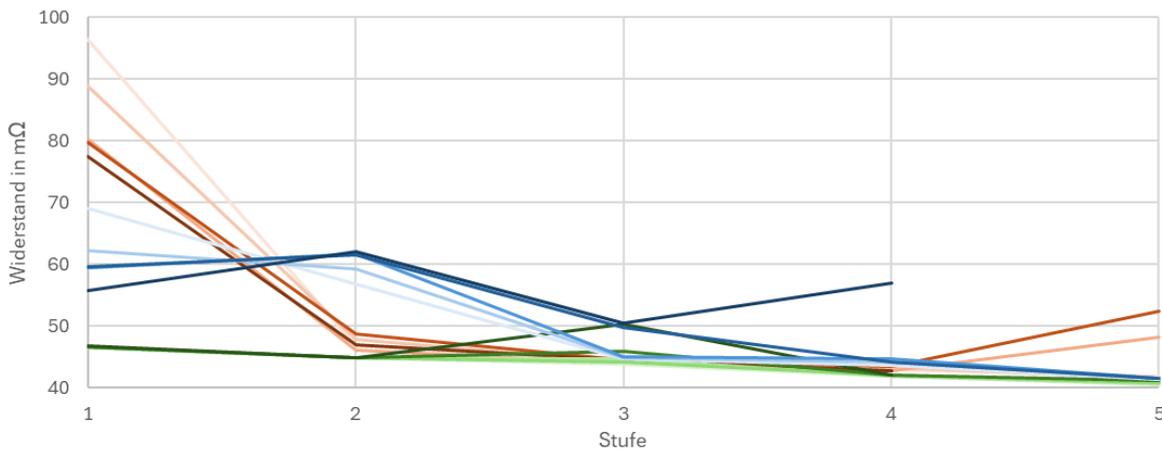


Abbildung 1: Statischer Kontaktwiderstand von einem dreiphasigen Transformator mit einem Stufenwechsler. Die Messung wurde fünfmal wiederholt. Die grossen Unterschiede bei der blauen und roten Phase deuten auf Probleme mit dem Stufenwechsler hin.

Bei der anschliessenden Öffnung des Stufenwechslers wurde ein schlechter Kontakt durch eine ungenügende Dimensionierung des Stufenwechslers als Fehlerursache ausgemacht.

Eine Messung ohne Auffälligkeiten ist nachfolgend in **Abbildung 2** dargestellt.

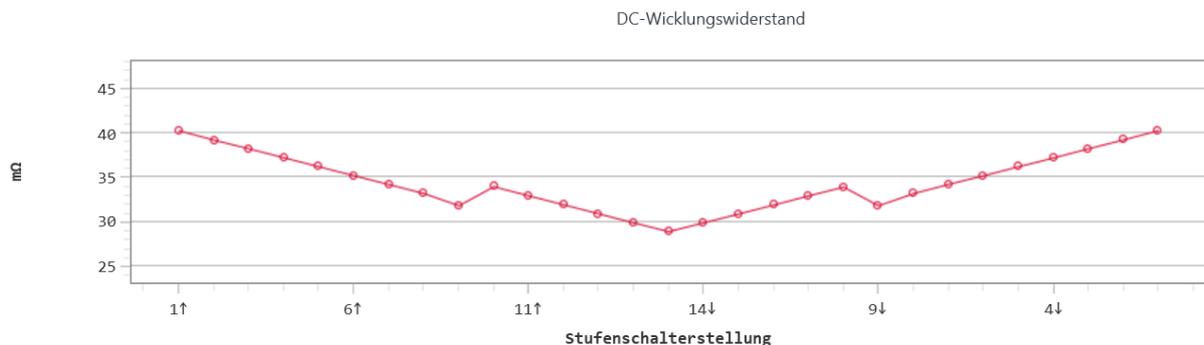


Abbildung 2: Statischer Kontaktwiderstand bei einem Transformator mit Stufenschalter (15 Stufen).

Sowohl beim Schalten von Stellung 1 zu 15 als auch in die andere Richtung sind keine Unregelmässigkeiten zu erkennen. Der Widerstand ändert sich gleichmässig. Der Sprung zwischen den Stellungen 9 und 10 kommt durch das Schalten des Grobwählers.

Neben Fehlern im Zusammenhang mit Stufenschalter und -wechslern können auch Wicklungsschlüsse oder Unterbrüche in den Wicklungen erkannt werden.

2.2 Dynamischer Kontaktwiderstand

Die Messung des dynamischen Kontaktwiderstandes kommt ausschliesslich bei der Diagnose von Stufenschaltern zum Einsatz. Die Messung prüft, ob eine saubere Kontaktierung im Stufenschalter vorhanden ist und die Kommutierung des Stroms auf die Widerstände wie gewünscht funktioniert. Jeder Stufenschalter hat eine charakteristische Kennlinie. Die Durchführung der Messung erfolgt analog zu der Messung des statischen Wicklungswiderstandes. Der Strom sollte jedoch zwischen 5 A und 10 A liegen und 10 - 15 % des Nennstromes nicht übersteigen.

Ein Beispiel hierfür ist in **Abbildung 3** dargestellt. Hier wurde ein Transformator von Stellung 1 nach 15 geschaltet. Der Kennlinienverlauf ist für alle Stufenwechsel sehr ähnlich und weist keine Auffälligkeiten auf.

OLTC-Scan-Strom

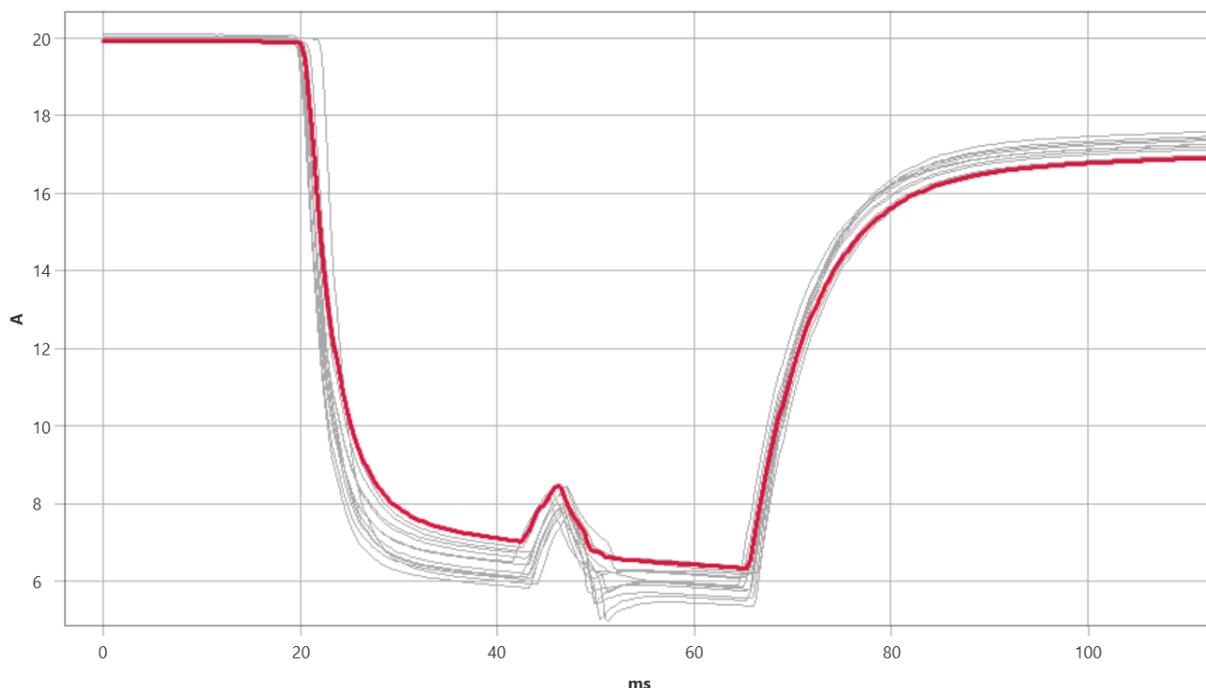


Abbildung 3: Dynamischer Kontaktwiderstand bei einem Stufenschalter mit 15 Stellungen. Es wurde von Stellung 1 nach 15 geschaltet.

Bei einem fehlerhaften Stufenschalter wären bei einem oder mehreren Wechseln eine deutliche Abweichung der Kennlinie zu beachten.

3 Magnetischer Kreis

Je nach Art des Transformators ist der Eisenkern mit unterschiedlich vielen Schenkeln konstruiert. Die Konstruktionsweise hat einen Einfluss auf die Resultate der Messung. Sie muss aber in der Regel nicht bekannt sein, um die Ergebnisse zu beurteilen.

3.1 Messung der Übersetzung und des Magnetisierungsstroms

Wird bei der Messung der Übersetzung auch der Magnetisierungsstrom aufgezeichnet, so können neben Schäden an der Wicklung auch Schäden am Eisenkern erkannt werden.

Hierzu wird eine Wechselspannung von wenigen 100 V an die Anschlüsse der Oberspannungsebene des Transformators angelegt und die resultierende Spannung an den Anschlüssen der Unterspannungsebene gemessen. Durch Messung von Amplitude und Phasen kann die Übersetzung und die Phasenlage bestimmt werden. Der dabei oberspannungsseitig fließende Strom ist der Magnetisierungsstrom.

Die gemessene Übersetzung sollte bei dreiphasigen Transformatoren bei allen Phasen identisch sein. Dies ist gut in **Abbildung 4** zu sehen. Bei dieser beispielhaften Messung wurde bei einem dreiphasigen Transformator mit 23 Stufen eine Übersetzungsmessung durchgeführt. Die Übersetzung ändert sich gleichmässig auf den drei Phasen.

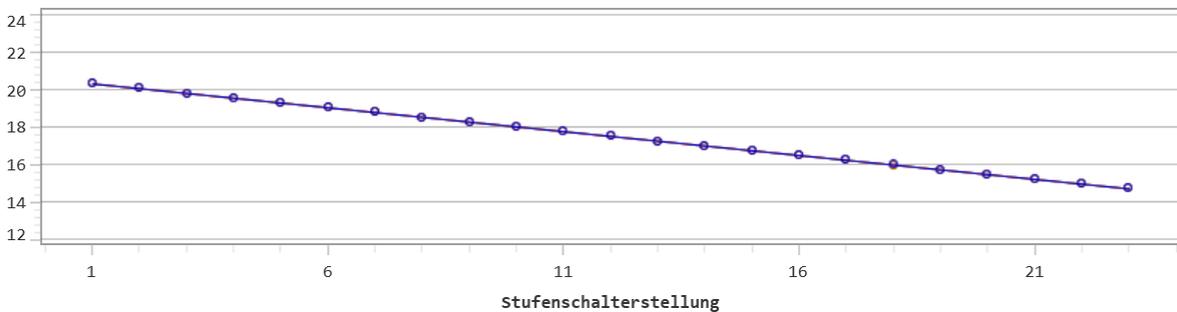


Abbildung 4: Übersetzung bei einem Drei-Phasen-Transformator mit einem Stufenschalter (23 Stufen).

Des Weiteren darf die Abweichung zu der Nennübersetzung 0.5 % nicht überschreiten (IEC 60076-1). Die prozentuale Abweichung von den drei Phasen des gleichen Transformators zu der Nennübersetzung ist in **Abbildung 5** dargestellt. Für alle Stufen und Phasen ist die Abweichung kleiner als 0.5 % und damit innerhalb der Norm (IEC 60076-1). Darüber hinaus sind die Abweichungen der Phasen zueinander gering.

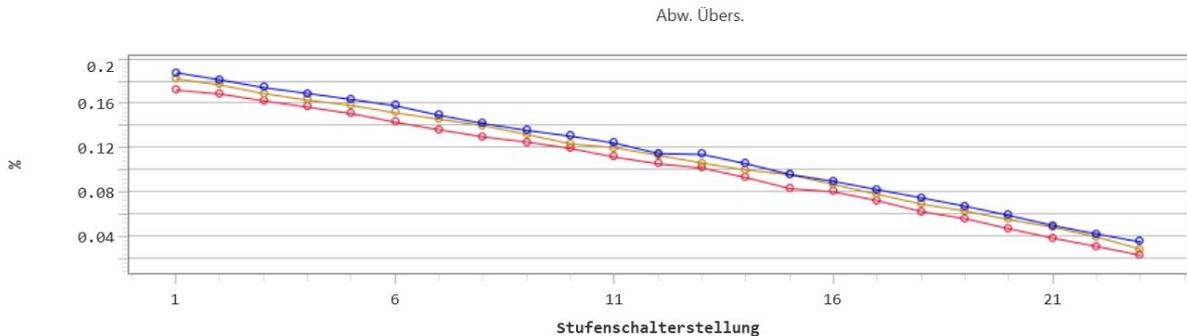


Abbildung 5: Abweichung von den Nennübersetzung bei einem Drei-Phasen-Transformator mit einem Stufenschalter (23 Stufen).

Für den gleichen Transformator sind in **Abbildung 6** die Magnetisierungsströme dargestellt, welche keine Auffälligkeiten zeigen. Der Magnetisierungsstrom ist für zwei Phasen identisch und für die dritte Phase deutlich niedriger. Bei einem dreischenkigen Transformator ist der Magnetisierungsstrom für die Phase des mittleren Schenkels niedriger und der Strom für die beiden Phasen der äusseren Schenkel gleich gross.

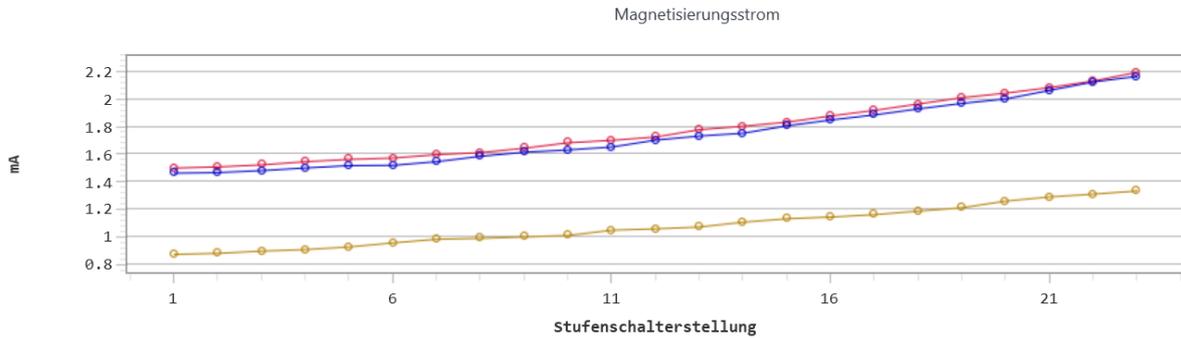


Abbildung 6: Magnetisierungsstrom bei einem Drei-Phasen-Transformator mit einem Stufenschalter (23 Stufen), blau und rot sind die Phasen auf den äusseren Schenkeln, gelb die Phase auf dem mittleren Schenkel.

4 Geometrie

Die Geometrie eines Transformators umfasst unter anderem den geometrischen Aufbau der Wicklung, die Abmessungen des Kerns und die Abstände zwischen Kern, Wicklung und Kessel. Um diese zu überprüfen, ohne den Kessel öffnen zu müssen, kann auf eine indirekte Prüfmethode zurückgegriffen werden – die FRA-Messung.

4.1 Frequency Response Analysis – FRA

Die Geometrie eines Transformators kann mit einer Frequency Response Analysis (FRA) charakterisiert werden. Bei einer FRA-Messung wird ein «Fingerabdruck» des Transformators erstellt. Hierzu wird eine Wechselspannung mit variabler Frequenz und fixer Amplitude an einen Anschluss angelegt – beispielsweise 1U. An einer zweiten Durchführung (zum Beispiel 1 N bei einer Sternwicklung) wird die «Antwort» des Signals gemessen. Das Ergebnis wird in einem Bode-Plot dargestellt (siehe **Abbildung 7**).

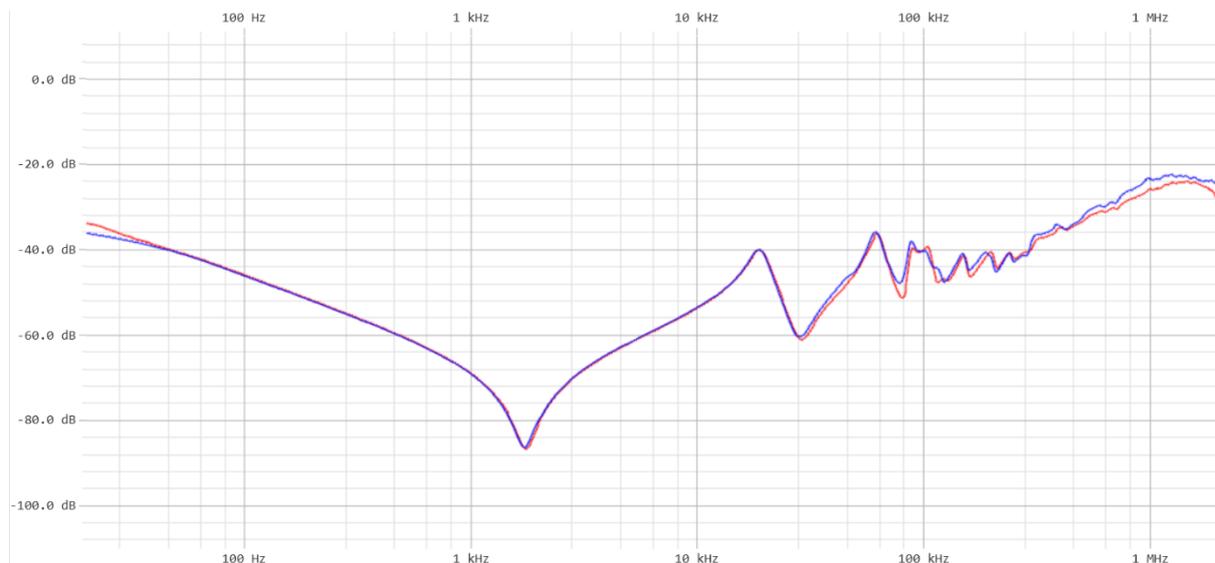


Abbildung 7: Frequenzantwort bei einer Messung an einem einphasigen Transformator. In blau ist die Referenzmessung der Werksprüfung dargestellt und rot die neue Messung, welche während der Abnahmeprüfung vor Ort im Unterwerk erstellt wurde. Abweichungen sind ab 20 kHz zu erkennen.

In diesem Beispiel liegt eine sehr gute Übereinstimmung im niederfrequenten Bereich vor. Ab ca. 20 kHz sind Abweichungen zu erkennen. In diesem Fall können die Abwei-

chungen darauf zurückgeführt werden, dass im Werk Durchführungen montiert waren, der Transformator aber bei der Abnahmemessung im Unterwerk mit Connex-Buchsen bestückt war.

Typischerweise wird bei einem dreiphasigen Transformator und einer Sternwicklung zwischen allen Phasen und dem Sternpunkt gemessen und bei einer Dreieckswicklung zwischen den Phasen. Ergänzt werden diese Messungen durch weitere Messungen bei unterschiedlichen Stufenschalterstellungen zwischen Ober- und Unterspannung von Wicklungen des gleichen Schenkels.

Wenn Unterschiede zwischen Messungen auftreten, so ist der Frequenzbereich, in dem die Abweichungen auftreten, ein Indiz für die mögliche Fehlerursache. Die typischen Einflüsse sind in **Abbildung 8** dargestellt.



Abbildung 8: Typische Einflüsse bei einer FRA-Messung (Quelle: PTM Omicron).

Veränderungen in der Geometrie des Transformators können unter anderem durch den Transport auftreten oder durch die Kräfte während eines Kurzschlusses (deformierte Wicklung).

Der Vergleich mit Transformatoren gleicher Bauart ist mit Vorsicht durchzuführen. Teils haben vermeintlich baugleiche Transformatoren eine leicht andere Anordnung der Wicklung oder es wurden andere Abstandshalter verwendet oder ähnliches, was zu einer Veränderung der Geometrie führt.

5 Isolation

Im Bereich der Isolation sind die Diagnosemöglichkeiten am vielfältigsten.

5.1 Polarisation-Depolarisation-Current (PDC) / Frequency-Domain-Spectroscopy (FDS)

Mit der Messung des Polarisation- und Depolarisation-Stroms kann der Wassergehalt in der Öl-Papier-Isolation von ölgefüllten Transformatoren bestimmt werden.

Zur Durchführung der Messung wird an eine Wicklung eine Gleichspannung von einigen hundert Volt bis wenige tausend Volt angelegt und an der zweiten Wicklung eine hochempfindliche Strommessung angeschlossen. Die Ströme liegen für eine typische gesunde Isolation im Bereich von einigen hundert Picoampere bis wenige Nanoampere. Der Strom wird sowohl während der Polarisation als auch während der Depolarisation aufgezeichnet. Das Ergebnis ist ein Strom in Abhängigkeit von der Zeit.

Die Beurteilung der Messung erfolgt mithilfe einer Simulation. Idealerweise ist hierfür der Aufbau der Wicklung bekannt. Insbesondere wie viel Prozent der Isolation aus Abstandshaltern und aus Barrieren besteht. Zusammen mit der Leitfähigkeit des Öls und einer angenommenen Feuchte ergibt sich ein simulierter Strom. Durch einen Parameterfit kann der Wassergehalt im Isolationssystem bestimmt werden.

Ein Beispiel von einem dreiphasigen Transformator mit neuem Öl ist in **Abbildung 9** dargestellt.

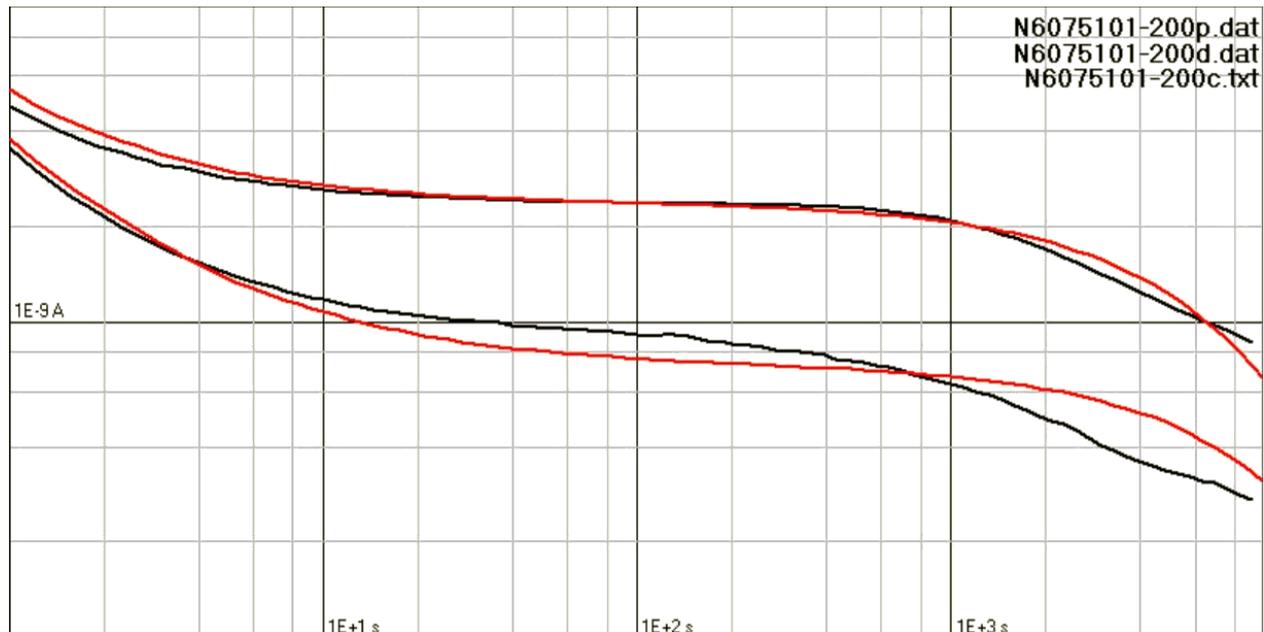


Abbildung 9: PDC-Messung bei einem dreiphasigen Transformator. Sowohl der Polarisationsstrom (oben) als auch der Depolarisationsstrom (unten) wurden für 10 000 s aufgezeichnet. Die schwarzen Kurven sind die gemessenen Ströme, die roten Kurven die simulierten. In diesem Beispiel ist der Feuchtegehalt kleiner als 0.5 %.

Für den gleichen Transformator wurde auch eine Kombination aus PDC- und FDS-Messung durchgeführt. Hierbei wird die Messung im Zeitbereich (PDC) durch eine Messung im Frequenzbereich ergänzt. Diese Messung ist als Frequency-Domain-Spectroscopy (FDS) bekannt. Hierbei wird zuerst eine Wechselspannung mit einigen zehn Volt angelegt und der dabei fließende Strom gemessen. Die Frequenz der Spannung wird von ca. 1 kHz immer weiter verringert bis ca. 0.1 Hz. Ab dort wird dann im Zeitbereich mit der PDC-Methode weiter gemessen. Dieser Ansatz erlaubt eine schnellere Durchführung der Messung. Das Resultat dieser Messung (**Abbildung 10**) wird typischerweise im Frequenzbereich dargestellt.

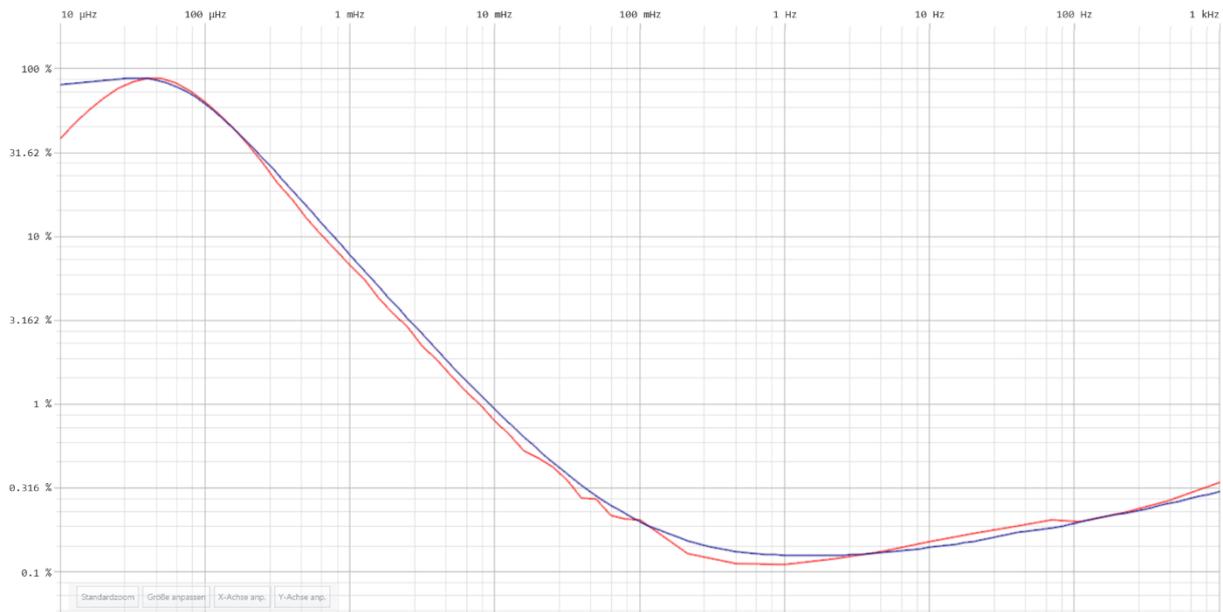


Abbildung 10: Kombination aus FDS- und PDC-Messung, Messwerte (rot), simulierte Kurve (dunkelblau), simulierte Feuchte ca. 0.2 %.

5.2 Isolationswiderstand

Der Isolationswiderstand wird mit einer Gleichspannung von wenigen Kilovolt gemessen, welche für 60 s angelegt wird. Häufig werden Messungen von der Oberspannungswicklung gegen die geerdete Unterspannungswicklung oder von der Unterspannungswicklung gegen die geerdete Oberspannungswicklung durchgeführt. Darüber hinaus ist es möglich die Isolation des Kerns oder der Pressung zu testen.

Der Wert liegt typischerweise bei einigen zehn Megaohm bis wenigen Gigaohm. Bei der Bewertung ist wichtig, dass der Isolationswiderstand mit der Zeit stetig zunimmt und nicht etwa fällt.

5.3 Kapazitäts- und Verlustfaktormessung von Durchführungen und Wicklungen

Die Kapazitäts- und Verlustfaktormessung ($C/\tan(\delta)$ -Messung) kann an den Durchführungen und den Wicklungen eines Transformators durchgeführt werden. Diese Messungen testen neben der Isolation auch die Geometrie der Durchführungen bzw. Wicklungen. Das Vorgehen ist in beiden Fällen sehr ähnlich.

5.4 Wicklung und Durchführung

Zur Durchführung der Messung wird eine Wechselspannung mit wenigen Kilovolt bis ca. 10 Kilovolt an die Anschlüsse einer Spannungsebene angelegt. Je nachdem ob eine Wicklung oder eine Durchführung gemessen werden soll, wird die Strommessung an das zu messende Bauteil angeschlossen.

Sowohl der Verlustfaktor als auch die Kapazität werden mit einem Referenzwert verglichen. Eine Veränderung der Kapazität weist auf eine Abweichung in der Geometrie hin und eine Veränderung des Verlustfaktors kann auf Feuchte im Isolationssystem hindeuten. Beispielsweise führt ein Kurzschluss zwischen zwei oder mehreren Steuerbelägen von kapazitiv gesteuerten Durchführungen zu einer Kapazitätserhöhung der Durchführung.

Eine Variation dieser Messung besteht darin die Spannung konstant zu lassen und die Frequenz zu variieren oder die Frequenz konstant zu lassen und die Spannung zu variieren. Ein Beispiel hierfür ist in **Abbildung 11** dargestellt.

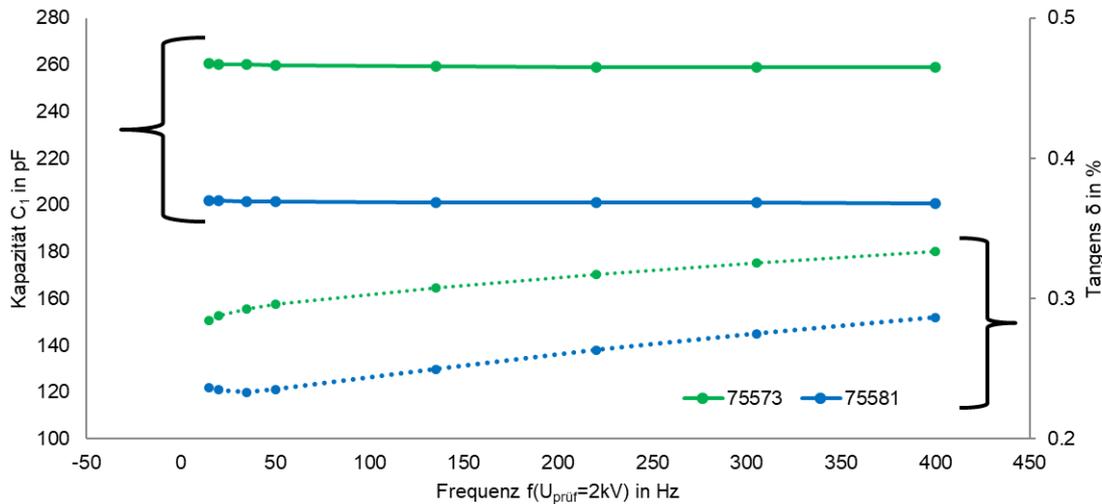


Abbildung 11: Frequenz-Sweep bei konstanter Spannung an den Durchführungen eines Transformators. Die grünen Kurven zeigen keine Auffälligkeiten. Die blaue Kurve für den Verlustfaktor sinkt zuerst und beginnt dann zu steigen. Dieses Verhalten deutet auf leicht feuchtes Isolationssystem hin.

Während die beiden grünen Kurven ohne Auffälligkeiten sind, zeigt die blaue Kurve für den Verlustfaktor eine Anomalie bei niedrigen Frequenzen. Diese Anomalie deutet auf ein leicht feuchtes (in diesem Fall noch nicht als kritisch zu beurteilendes) Isolationssystem hin.

5.5 Teilentladungsmessung mit induzierter oder angelegter Prüfspannung

Um das Isolationssystem gründlich zu testen, wird eine angelegte oder induzierte Spannungsprüfung mit Teilentladungsmessung durchgeführt. Zur Erzeugung der Prüfspannung gibt es verschiedene Möglichkeiten, welche nachfolgend vorgestellt werden sollen. In der Schweiz hat sich bei Vorortprüfungen die Prüfung mit induzierter Spannung mit 120 % der Nennspannung für 60 Minuten eingebürgert. Damit der Transformator bei dieser Prüfung nicht in Sättigung geht, muss die Frequenz der Prüfspannung mindestens auf 60 Hz eingestellt werden.

5.5.1 Angelegte Prüfspannung mit Serie-Resonanz-Prüfquelle

Eine Möglichkeit die Prüfspannung mit einer relativ kleinen und kompakten Prüfanlage zu erzeugen, ist mit einer Serie-Resonanz-Prüfquelle. Diese zeichnet sich durch eine modulare Bauweise, geringes Gewicht und einen geringen Platzbedarf aus. Die Höhe der Prüfspannung kann bei einem mit Frequenzumrichter gespeisten Prüfkreis leicht variiert werden. Die Frequenz ist durch die Resonanz des Prüfkreises gegeben und kann nur durch ein Anpassen der Kapazität oder der Induktivität verändert werden.

Diese Möglichkeit der Prüfung besteht nur bei vollisolierten Wicklungen, da der Transformator einen Teil der Prüfkapazität stellt. Bei Transformatoren mit unterschiedlichen Durchführungen bestimmt die Durchführung mit dem niedrigsten Spannungsrating die maximale Prüfspannung. Dies ist insbesondere bei dreiphasigen Transformatoren mit rausgeführten Stern von Bedeutung, da die Sternpunktdurchführung in der Regel nicht für

die volle Betriebsspannung ausgelegt ist. Ein weiterer Nachteil dieser Prüfung ist die nicht korrekte Spannungsverteilung bei dreiphasigen Transformatoren.

5.5.2 Induzierte Prüfspannung mit Dieselgenerator

Die Möglichkeit einer induzierten Spannungsprüfung mit Dieselgeneratoren besteht vor allem bei dreiphasigen Transformatoren. Üblicherweise werden marktübliche Dieselgeneratoren mit einer Ausgangsspannung von bis zu 400 V verwendet. Bei den meisten Generatoren kann die Frequenz zwischen 50 Hz und 60 Hz umgestellt werden. Mit der eingangs genannten Anforderung einer Prüffrequenz von mindestens 60 Hz, ist die Prüffrequenz auf 60 Hz beschränkt. Darüber hinaus kann die Spannung bei den meisten Dieselgeneratoren nicht beliebig variiert werden. Zusätzlich wird noch ein Step-Up-Transformator gebraucht, welcher die Ausgangsspannung des Dieselgenerators auf die Unter Spannungsebene des Prüflings hochtransformiert.

Die Spannungsverteilung im geprüften Transformator ist bei dieser Variante korrekt. Bei der Prüfung von einphasigen Transformatoren kann es zu Problemen kommen, wenn der Dieselgenerator nicht für Schiefelast ausgelegt ist.

Aufgrund der eingeschränkten Frequenzwahl kann nicht immer eine sinusförmige Prüfspannung garantiert werden (siehe auch das nachfolgende Kapitel «Induzierte Prüfspannung mit einem dreiphasigem Frequenzumrichter»). Der erhöhte Oberwellengehalt ist auf das Sättigungsverhalten des Transformators zurückzuführen und führt zu einer leicht anderen elektrischen Beanspruchung der Isolation.

5.5.3 Induzierte Prüfspannung mit einem Kraftwerksgenerators

Eine ähnliche Variante der Prüfspannungserzeugung ist die Nutzung von Kraftwerksgeneratoren. Diese Möglichkeit besteht vor allem bei Kraftwerken, da durch die örtliche Nähe die Verschaltung wesentlich vereinfacht wird.

Im Prinzip gibt es zwei verschiedene Varianten von dieser Möglichkeit. Bei der ersten Variante erzeugt der Kraftwerksgenerator die Spannung direkt an der Unter Spannungsebene des zu prüfenden Transformators. Hierbei ist vor allem auf eine teilentladungsfreie Verbindung zwischen dem Transformator und Generator zu achten. Diese Variante ist bei Maschinentransformatoren sinnvoll, bei denen die Verbindung zum Generator gegeben ist.

Bei der zweiten Variante erzeugt ein Generator eine Prüfspannung, welche über einen Maschinentransformator hochtransformiert wird. Diese Hochspannung wird dann über eine Schaltanlage an den zu prüfenden Transformator geschaltet. So können neben Maschinentransformatoren von benachbarten Gruppen auch Netztransformatoren geprüft werden.

Bei dieser Art der Prüfung ist die Prüffrequenz nur in geringen Massen veränderbar. Wichtig ist eine Prüffrequenz zu wählen, die ungleich zur Netzfrequenz ist, sodass Störimpulse aus dem Netz sauber von solchen unterschieden werden können, die durch das Prüfobjekt hervorgerufen werden. Des Weiteren ist bei dieser Prüfung die Prüfspannung limitiert auf die Spannung des Generators, was in der Regel die maximale Betriebsspannung ist. Eine Prüfung mit 120 % der Nennspannung, ist in der Regel nicht möglich. Des Weiteren sei erwähnt, dass die Sensitivität der Teilentladungsmessung in einer Kraftwerksumgebung mit laufenden Generatoren gering sein kann. Falls möglich ist eine Prüfung mit externer teilentladungsfreier Spannungsquelle vorzuziehen, so dass möglichst wenig Maschinen im Bereich der Prüfung laufen müssen.

5.5.4 Induzierte Prüfspannung mit einem dreiphasigen Frequenzumrichter

Die letzte hier vorgestellte Möglichkeit ist die Erzeugung der Prüfspannung mit einem dreiphasigen Frequenzumrichter in Zusammenspiel mit einem Step-Up-Transformator. Bei dieser Möglichkeit ist sowohl die Amplitude der Spannung als auch ihre Frequenz variabel. Die Spannungsverteilung im Transformator entspricht den normalen Betriebsbedingungen. Der Nachteil bei dieser Prüfmöglichkeit ist die oft begrenzte Leistung des Frequenzumrichters.

Dieser Nachteil kann teils durch die flexible Wahl der Frequenz ausgeglichen werden. Während der Prüfung wird der Transformator über die Unterspannungsebene erregt und läuft im Leerlauf – wie bei allen Prüfungen mit induzierter Prüfspannung. Die Prüfanlage muss daher nur die Leerlaufleistung und den Leerlaufstrom bereitstellen. Beide Größen weisen eine Frequenzabhängigkeit auf, welche in der **Abbildung 12** dargestellt ist.

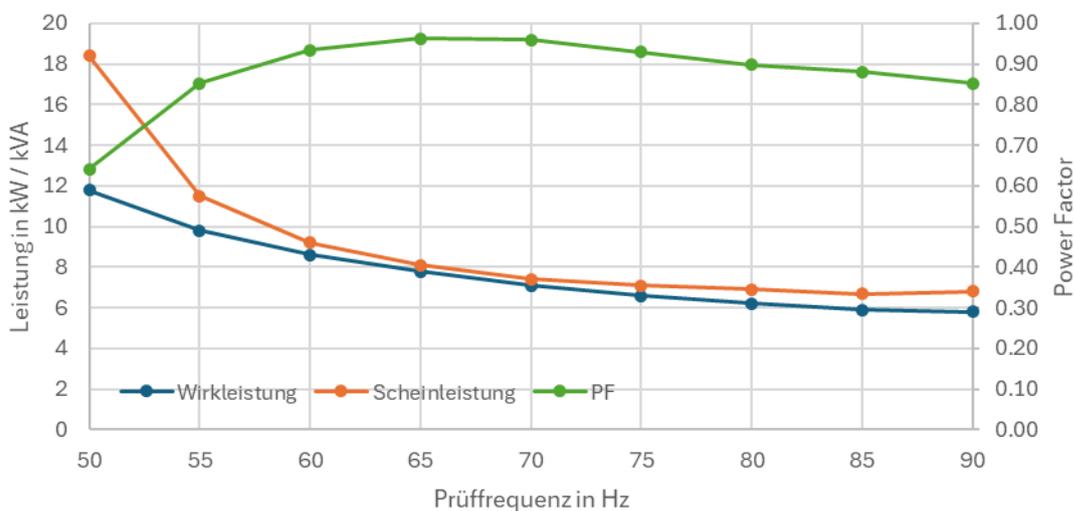


Abbildung 12: Leerlaufleistung und Leistungsfaktor eines dreiphasigen Netztransformator in Abhängigkeit der Prüffrequenz.

Das aufgeführte Beispiel stammt von einem dreiphasigen Netztransformator, welcher auf ein geringes Gewicht ausgelegt worden ist. Die diskutierten Effekte sind bei ihm besonders deutlich zu sehen. Die Kurven wurden bei Nennspannung aufgenommen. Eine Erhöhung der Spannung auf 120 % der Nennspannung würde die Effekte weiter verstärken.

Mit steigender Frequenz sinkt die Leerlaufleistung von ca. 11.8 kW bei 50 Hz auf 5.8 kW bei 90 Hz. Beschränkt man die Betrachtung auf den Bereich, der für Prüfungen möglich ist (≥ 60 Hz), so reduziert sich die benötigte Prüfleistung um 33 % bei einer Erhöhung der Prüffrequenz von 60 Hz auf 90 Hz. Dieser Effekt ist auf den Magnetisierungsstrom des Kerns zurückzuführen, welche bei steigender Frequenz sinkt.

Der Leerlaufstrom ist proportional zur Scheinleistung, welche auch eine Frequenzabhängigkeit aufweist. Die meisten Maschinentransformatoren stellen bei Netzfrequenz eine induktiv-resistive Last dar. Eine Erhöhung der Frequenz führt erst zu einer Verringerung der induktiven Last, was den Leistungsfaktor erhöht. Bei der Resonanzfrequenz wird schliesslich keine Blindleistung mehr benötigt und der Leistungsfaktor erreicht den Wert 1. Eine weitere Erhöhung der Frequenz lässt den Leistungsfaktor sinken, da nun die kapazitive Blindleistung steigt. In dem Beispiel aus **Abbildung 12** liegt die Resonanzfre-

quenz bei ca. 65-70 Hz. Durch eine geschickte Wahl der Prüffrequenz kann so die benötigte Prüfleistung reduziert werden.

Netztransformatoren benötigen häufig schon bei einer Prüffrequenz von 60 Hz kapazitive Blindleistung. Eine Reduktion der benötigten Prüfleistung durch Erhöhung der Frequenz ist nicht möglich, da dies die Blindleistung nur weiter erhöht. Eine Verringerung der Frequenz ist auch nicht möglich, da sonst der Transformator in Sättigung geht. Um in einem solchen Fall die Prüfleistung zu reduzieren, kann eine induktive Kompensation verwendet werden. Eine solche Kompensation besteht – bei einem dreiphasigen Transformator – aus mindestens drei Induktivitäten, welche im Stern oder Dreieck auf der Unterspannungsseite des Transformators verschaltet werden. Dadurch reduziert sich die kapazitive Blindleistung, die die Prüfanlage liefern muss – oder das System wird sogar induktiv.

Ein weiterer positiver Effekt der Erhöhung der Prüffrequenz ist die Reduktion des Oberwellengehalts (THD – Total Harmonic Distortion). Die Prüfspannung sollte idealerweise nur aus der Grundwelle bestehen, so dass der Transformator mit einer Spannungsform geprüft wird, welche den Verhältnissen im Netz möglichst ähnelt.

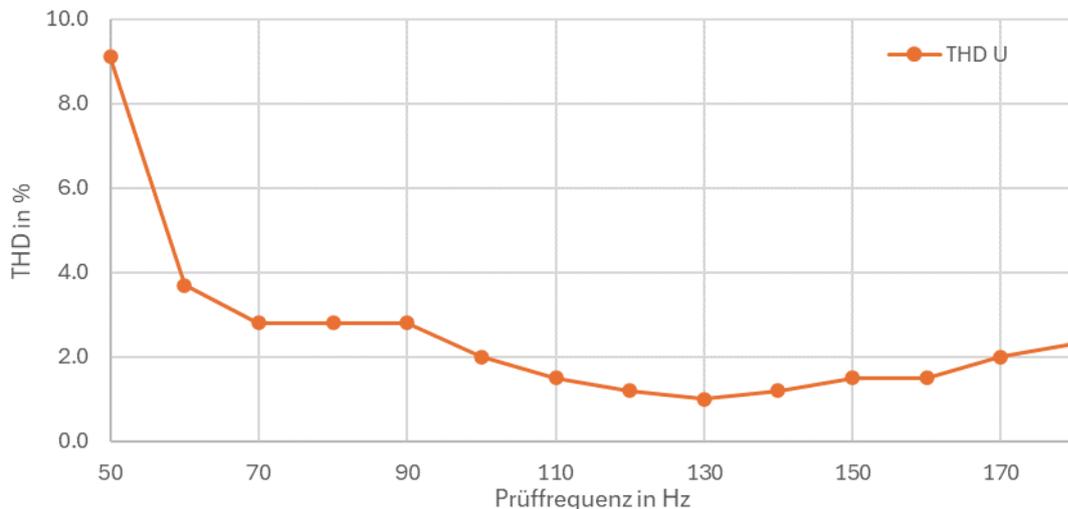


Abbildung 13: Oberwellenanteil (THD) der Prüfspannung in Abhängigkeit der Prüffrequenz bei Nennspannung.

Ein Beispiel für den Oberwellenanteil der Prüfspannung ist in **Abbildung 13** zu sehen. Die Kurve wurde bei Nennspannung aufgenommen. Mit steigender Frequenz sinkt der Oberwellenanteil deutlich und es kann eine sehr saubere Prüfspannung erreicht werden. Wie hoch der Oberwellenanteil bei gegebener Spannung ist, ist stark von der Konstruktion des Transformators abhängig.

Die Auswirkung hiervon auf die Wellenform der Prüfspannung, ist in **Abbildung 14** zu sehen. Beide Wellenformen wurden bei dem gleichen dreiphasigen Transformator aufgenommen. Die Prüfspannung weist bei 90 Hz einen deutlich erhöhten Oberwellenanteil auf, als bei 150 Hz (obere Bilder). Noch deutlicher sind die Auswirkungen im Strom zu sehen (untere Bilder). Dies hat für die Prüfung keine Auswirkung, aber ein möglichst sinusförmiger Strom stellt für den Sinusfilter eine geringe Belastung dar. Der Sinusfilter ist dem Frequenzumrichter nachgeschaltet und wandelt die Ausgangsspannung des Frequenzumrichters in ein sinusförmiges Signal um.

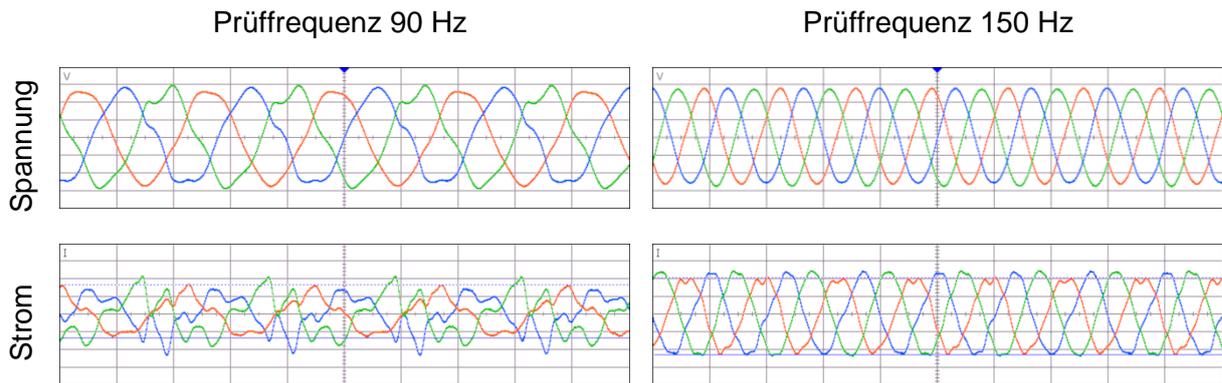


Abbildung 14: Wellenform der Prüfspannung (oben) und des Prüfstroms (unten) bei einem dreiphasigen Transformator. In der linken Spalte wurde mit 90 Hz geprüft, in der rechten Spalte betrug die Prüffrequenz 150 Hz

Um bei den Prüfungen vor Ort eine erfolgreiche Teilentladungsmessung durchführen zu können, ist bei dem Einsatz von einem Frequenzumrichter eine gute Filterung wichtig, welche die hochfrequenten Störer des Wechselrichters filtert. Mit passend dimensionierten Filtern, wird der bei Teilentladungsmessungen erreichte Grundstörpegel von der Prüfumgebung bestimmt. Je nach Prüfort und Teilentladungsauskopplung beträgt der Grundstörpegel in der Regel wenige Picocoulomb.

5.5.5 Stossprüfung

Die letzte hier vorgestellte Möglichkeit eines Isolationstests ist die Stossprüfung mit einem mobilen Stossgenerator. Diese Tests kommen vor allem nach aufwendigen Reparaturen eines Transformators zum Einsatz. Beispielsweise, wenn bei einem Transformator das Aktivteil vor Ort gezogen wurde. Üblicherweise wird bei einer solchen Prüfung mit reduzierter Spannung geprüft.

6 Zusammenfassung

Bei einem Transformator gibt es eine Vielzahl von verschiedenen Komponenten, welche überprüft werden können, um den Zustand zu bewerten. Jede Diagnosemessung bewertet einen oder mehrere Teilaspekte eines Transformators. Durch die Kombination von mehreren Diagnosemethoden kann ein aussagekräftiges Gesamtbild des zu beurteilenden Transformators erstellt werden.

FKH - Fachtagung

05. Dezember 2024

Erzeugung und Messung hoher Spannungen und Ströme

Herausforderungen für die Resonanzprüfung von Hochspannungskabeln bei zunehmender Länge der verlegten Strecken

Dr. Michael Walter

Fachkommission für Hochspannungsfragen (FKH), Zürich

Funktion und beruflicher Werdegang

Herr Walter studierte Elektrotechnik und Informationstechnologie an der ETH Zürich, wo er anschliessend als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für elektrische Energieübertragung und Hochspannungstechnologie auf dem Gebiet der HVDC-Leistungsschalter promovierte. Anschliessend arbeitete er für GE (ehemals ALSTOM) als Abteilungsleiter Technische Dienste und Prüfungen. Er leitete die akkreditierten Prüflabore am Standort Oberentfelden und war an der Entwicklung von C4F7N-basierten Schaltanlagen und den dazu notwendigen Handlings- und Messgeräten beteiligt. Seit 2018 war Herr Walter Vorstandsmitglied der FKH und wechselte 2022 in die Funktion des FKH-Geschäftsleiters. Herr Walter ist Mitglied im TK42 und TK99 und CIGRE D1 Nationalvertreter. Zudem leitet er als Convenor die CIGRÉ-Arbeitsgruppe D1.78 zum Thema „Teilentladungsverhalten in alternativen Isoliergasen“.

Herausforderungen für die Resonanzprüfung von Hochspannungskabeln bei zunehmender Länge der verlegten Strecken

Michael Walter

Fachkommission für Hochspannungsfragen (FKH), Zürich

1 Kurzfassung

Sowohl die Anzahl als auch die Länge von neu gebauten Kabelstrecken nehmen aufgrund der vielen geplanten Netzausbauprojekte und des steigenden Verkabelungsgrads stetig zu. Nach der Installation einer Hochspannungs-Kabelstrecke wird üblicherweise eine Vor-Ort-Prüfung mit den in der Schweiz üblichen Pegeln von $1.8 - \text{bis } 2.2 U_0$ durchgeführt, abhängig von der Nennspannung der Strecke. In der Regel wird ab einer Betriebsspannung von $U_n = 150 \text{ kV}$ die Prüfung von einer Teilentladungsmessung begleitet. Zusätzlich wird eine Mantelprüfung durchgeführt, häufig auch eine Impedanzmessung.

Die Prüfung langer Kabelstrecken stellt die Prüfinstitute vor Herausforderungen, da für die AC-Haltespannungsprüfung vor Ort immer grössere Prüfanlagen notwendig sind, um Kabelstrecken von bis zu mehreren 10 km am Stück zu prüfen. Bei solch grossen Prüfungen ist nicht selten ein Grossteil des Parks an mobilen Resonanzdrosseln der FKH für eine einzelne Prüfung im Einsatz, was einen sehr hohen logistischen Aufwand mit sich bringt.

Der Beitrag möchte die Grundlagen für eine Diskussion schaffen, wie die Prüfung noch längerer Kabelstrecken in Zukunft bewältigt werden kann. Es werden die Prüfmethode 50-Hz-Prüfung, DC-Prüfung, VLF-Sinus-0.1-Hz-Prüfung, VLF-Cosinus-Rechteck-0.1-Hz-Prüfung, DAC-Prüfung und Resonanzprüfung bezüglich Prüfaufwand, Anwendbarkeit und Aussagekraft der Prüfung miteinander verglichen. Weiter werden Optionen diskutiert, wie mit Resonanzprüfungen längere Kabelstrecken geprüft werden können, ohne proportional zur Kabellänge die Anzahl Resonanzdrosseln immer weiter erhöhen zu müssen.

Am Beispiel einer im Jahr 2021 durchgeführten Prüfung der 32 km langen 110-kV-Kabelstrecke Pradella - Zernez wird aufgezeigt, dass der Einbezug von Netzkompensationsdrosseln in den Prüfkreis erhebliche Vorteile bietet. Für lange Kabelstrecken werden in den meisten Fällen an Leitungsenden Netzkompensationsdrosseln zur Blindleistungskompensation der Kabelstrecke installiert. Diese sind bei geeigneter Verschaltung in der Lage, auch einen Grossteil der für die Prüfung benötigten Blindleistung zur Verfügung zu stellen. Die Netzkompensationsdrosseln verhalten sich hierbei aufgrund ihrer hohen Güte sehr ähnlich wie Resonanzdrosseln. Es konnte gezeigt werden, dass dieselbe Kabelstrecke, welche im Jahr 2019 ohne Netzkompensationsdrosseln für eine Resonanzprüfung neunzehn 80-H-Drosseln benötigte, mit Einbezug der Netzkompensationsdrosseln mit nur vier 80-H-Drosseln erfolgreich geprüft werden konnte.

Abschliessend wird aufgezeigt, unter welchen Voraussetzungen die Nutzung von Netzkompensationsdrosseln möglich ist, und wie diese für die Hochspannungsprüfung zu schützen sind.

Sammlung Präsentationsseiten



1. Einführung
2. Prüfverfahren für vor Ort
3. Resonanzprüfung
4. Nutzung bestehender Netzkompensationsdrosseln für die Hochspannungsprüfung
5. Zusammenfassung

1. Einführung – Ziele der Vor-Ort-Prüfung

- Ziel der Prüfung von Kabelstrecken vor der Inbetriebnahme ist es, Defekte zu identifizieren, welche ein unmittelbares Risiko für einen Durchschlag im Betrieb darstellen oder über Alterungsvorgänge mittelfristig zu einem Durchschlagsrisiko führen können.
- Die Spannungsquelle muss in der Lage sein:
 - für neue Kabelstrecken eine Teilentladungsaktivität und einen Durchschlag für alle üblichen **Verlege- und Installationsfehler** auszulösen (Der Fokus liegt auf Muffen und Endverschlüssen.).
 - für gealterte Kabelstrecken eine Teilentladungsaktivität und einen Durchschlag für alle **alterungsbedingte, die Lebensdauer begrenzende Defekte** auszulösen.
- Die Prüfung soll eine Möglichst zuverlässige Zustandsaussage ermöglichen, ohne intakte Isolation des Prüflings zu schädigen.

1. Einführung – Die Herausforderung grosser Prüfblindleistungen

- Kabelstrecken und grosse GIS-Anlagen verhalten sich in der Hochspannungsprüfung analog einer Kapazität und benötigen daher eine grosse Prüfblindleistung.
- Der Blindleistungsbedarf ist abhängig von der Prüfspannung, der Frequenz, und der Prüflingsgrösse.

Im Prüfling gespeicherte Energie

$$E = \frac{1}{2} C_{\text{prüf}} U_{\text{prüf}}^2$$

Prüf(blind)leistung

$$P \approx Q = 2\pi f C_{\text{prüf}} U_{\text{prüf}}^2$$

- Kleine einphasige Prüflinge (z.B. Komponenten von Schaltanlagen, Wandler, Überspannungsableiter) werden vor Ort üblicherweise noch direkt mit 1-phasigen AC-Prüftransformatoren geprüft.
- Der Blindleistungsbedarf grosser Prüflinge (z.B. Kabelstrecken oder ganze Schaltanlagen) mit hohen Nennspannungen bringen konventionelle 50-Hz-Prüftransformatoren an ihre Grenzen.

50-Hz-Prüftransformatoren würden zu schwer, um noch ökonomisch vor Ort transportiert zu werden.

Die notwendige Einspeiseleistung ist vor Ort häufig nicht vorhanden.

FKH 1. Einführung – Die Herausforderung grosser Prüfblindleistungen



Bsp: Prüfleistungsbedarf Kabelstrecke:

- Leiter-Schirm Kapazität ca. 0.1-0.3 $\mu\text{F}/\text{km}$
- 110-kV-Kabel mit 1 km Gesamtlänge
- Vor-Ort-Prüfung bei 140 kV ($2.2 U_0$)
- Benötigte Prüfblindleistung bei 50 Hz > 1 MVA



Bsp: Prüfleistungsbedarf Schaltanlage:

- Kapazität: ca. 1-2 nF/Feld
- 420-kV-Anlage mit 7 Schaltfelder und Ausleitung: ca. 15 nF
- Vor-Ort-Prüfung bei 515 kV (80% der Werksprüfspannung)
- Benötigte Prüfblindleistung bei 50 Hz > 1 MVA

Welche Ansätze können verfolgt werden, wenn die Prüflinge immer grösser werden?

FKH 2. Prüfverfahren – Soak-Test

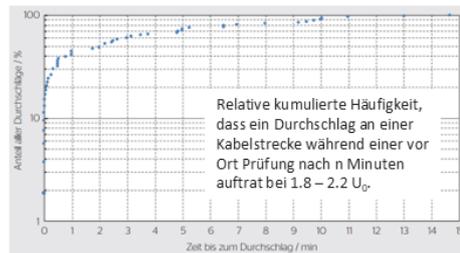
Ein Minimalaufwand stellt ein Probetrieb (Soak-Test) mit reduzierter Spannung dar, bei dem keine Prüfquelle vor Ort gebraucht wird.

Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> • Keine Prüfquelle benötigt
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> • Es entstehen trotzdem Kurzschlussströme von einigen kA im Fehlerfall. Sollte es zum Überschlag während der Prüfung kommen, entsteht deutlich grösserer Schaden am Prüfling als bei einer konventionellen Prüfung. • Es entsteht ein Risiko für Personen in unmittelbarer Umgebung des Prüflings während der Prüfung. • Die Aussagekraft der Prüfung ist sehr gering. Der Soak-Test ersetzt eine Hochspannungsprüfung nicht und sollte nur als letzte mögliche Option in Betracht gezogen werden.

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

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

CIGRE Joint Working Group 33/23.12; Insulation co-ordination of GIS; return of experience on site and diagnostic techniques; Electra No 176; February 1998



D. Kögler, M. Gebelli, T. Holmann, M. Walter, Prüfempfehlung für Kabelstrecken - Ergebnis von 38 Jahren Vor-Ort-Prüfung - Bulletin Rechnerische 02/2024

Zahlreiche Fehler brauchen eine Kombination aus hoher Prüfspannung und ausreichender Prüfzeit, um eine detektierbare Entladungsaktivität und/oder ein Durchschlagskanal zu bilden.

FKH 2. Prüfverfahren – Unterteilung der Kabelstrecke in Teilstrecken

Kabelstrecken werden mittels Muffen aus Teilstrecken zusammengesetzt. Anstatt der Gesamtstrecke könnten Teilstrecken separat geprüft werden.

Vorteile	Es kann ein Teil der Strecke schon vorgeprüft werden, während sich ein anderer noch im Bau befindet.
Nachteile	Temporärer Prüfendverschluss benötigt (Platzbedarf) Die Teilstrecken müssen nach der Prüfung mit einer Muffe verbunden werden. Diese Verbindungsmuffe wird nicht mitgeprüft.



110-kV-Kabelmuffe

FKH-Durchschlagsstatistik der geprüften Kabelsysteme zeigt, dass ein Grossteil Durchschläge während der Vor-Ort Prüfung an Muffen und Endverschlüssen aufgetreten sind.

Geprüfte Komponenten			
Systeme Stück	Kabel System km	Endverschlüsse Stück	Muffen Stück
1734	2199	5082	4464
Anzahl Durchschläge			
68"	5	36	20
Durchschlagraten			
3.9 %	0.0023 / km	0.39 %	0.45 %

D. Kläger, M. Gabelli, T. Hinzmann, M. Walker, Prüfempfindung für Kabelstrecken - Ergebnis von 38 Jahren Vor-Ort-Prüfung - Bulletin Hochspannung 2024.

Alternativ könnte eine 2-feldrige Schaltanlage oder ein Freiluft-übergangsbauwerk mit Freileitungsverbindung installiert werden.

Vorteile	allenfalls Vorteile bezüglich des Havarie- und Betriebskonzepts
Nachteile	aufwändig und nicht überall möglich (z.B. langer Tunnel, überbautes Gebiet).

Die Unterteilung langer Kabelstrecken hat Nachteile und ist nicht überall anwendbar.

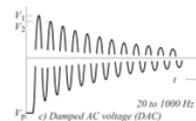
FKH 2. Prüfverfahren mit geringerem Einspeiseleistungsbedarf

Diverse Prüfansätze für vor Ort haben sich herausgebildet, um die benötigte Einspeiseleistung und das Transportvolumen der Prüfquelle zu reduzieren.

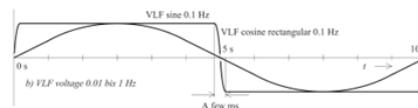
DC-Prüfung



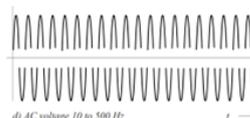
Gedämpfte Wechselspannung (DAC)



VLF-Spannung mit 0.01 bis 1 Hz



Serie-Resonanzprüfungen mit Prüffrequenzen von 10 - 500 Hz



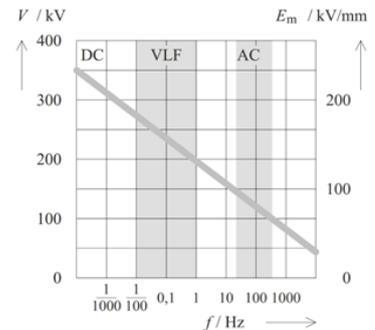
A. Küchler, Hochspannungstechnik, 4. Auflage, 2017

Es muss die Äquivalenz der Belastung für den Prüfling zur 50-Hz-Spannung nachgewiesen werden.

FKH 2. Prüfverfahren – DC-Prüfung

Spannungserzeugung	Gleichrichterschaltung, meist in Kombination mit Vervielfachungsschaltungen.
Leistungsbedarf	Es müssen lediglich die Verluste des Aufladevorgangs, sowie die resistiven Verluste der Isolation gedeckt werden.
Aussagekraft der Prüfung	<ul style="list-style-type: none"> • XLPE-Kabel weisen bei DC eine deutlich höhere Spannungsfestigkeit auf als bei AC [1]. Daher ist eine DC-Prüfung für XPLE-Kabel, wie man sie von Öl-Kabeln und elektrischen Maschinen kennt, nicht empfehlenswert. • Teilentladungsmessung bei DC ist herausfordernd aufgrund der fehlenden Korrelation zur Phasenlage. • Aufgrund der fehlenden Spannungsveränderung werden Fehler mit repetitive- erodierendem Charakter durch Polaritätswechsel möglicherweise nicht detektiert.
Risiko der Prüfung	<ul style="list-style-type: none"> • Aufgrund der Raumladungsbildung stellt sich eine resistive Spannungsverteilung ein. Es entsteht eine andere Feldbelastung als bei AC! • Es entstehen möglicherweise Durchschläge an intakter Isolation.

Haltespannung bestimmt an XPLE-Kabelproben in Funktion der Prüffrequenz [1]



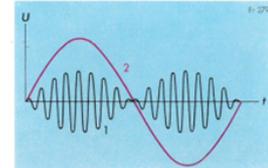
[1] A. Küchler, Hochspannungstechnik, 4. Auflage, 2017
 Original reference: E. Gockenbach, W. Hauschild, The selection of the frequency range for HV on-site testing of extruded cable systems, IEEE Insulation Magazine, Vol.16, No.6, 2000

DC-Prüfungen sind für XLPE-AC-Kabel nicht geeignet.

FKH 2. Prüfverfahren – VLF-Sinus-Spannungen mit 0.01-0.1 Hz

Spannungserzeugung	<ul style="list-style-type: none"> • Kombination zweier AC-Prüfquellen (z.B. durch Erzeugung einer Schwebung).
Leistungsbedarf	<ul style="list-style-type: none"> • Der Blindleistungsbedarf $Q = 2\pi f C_{Prüf} U_{Prüf}^2$ sinkt proportional zur Reduktion der Prüffrequenz f. • Aber die Prüfenergie wird jeweils komplett vernichtet bzw. ins Netz zurückgespeist.
Aussagekraft der Prüfung	<ul style="list-style-type: none"> • VLF-Prüfungen werden vor allem für Mittelspannungsprüfungen und zur Untersuchung von Maschinenisolation angewendet. • Geringere Spannungssteilheit und deutlich weniger Nulldurchgänge pro Prüfzeit. • Teilentladungsmessungen bei tiefen Frequenzen erfordern aber längere Prüfzeiten für gleich aussagekräftige TE-Muster (Störungsanfälligkeit). • Raumladungsbildung (wie bei DC) wird grösstenteils vermieden. Je nach Leitfähigkeit der Isolation entsteht aber eine resistiv beeinflusste Spannungsverteilung. (Leitfähigkeit bei Prüffrequenz beachten z.B. mit Verlustfaktormessung).

Beispiel einer 0,1-Hz-Quelle aus dem 1967 im Einsatz zur Generatorisolationprüfung



1 Modulierte 50-Hz-Spannung (nicht zeitmaßstäblich)
 2 0,1-Hz-Ausgangsspannung (verdoppelt)
 Bild 2. Modulierte 50-Hz-Spannung und 0,1-Hz-Ausgangsspannung.



Bild 5. Prüfen einer Maschinenwicklung mit dem Niederfrequenz-Prüfgerät.
 [2] Lars-Göran Vinberg, Spannungsprüfung großer elektrischer Maschinen mit 0,1 Hz, ASEA-ZEITSCHRIFT 1967 JAHRGANG 12 HEFT 3

FKH 2. Prüfverfahren – VLF-Sinus-Spannungen mit 0.01-0.1 Hz

Aussagekraft der Prüfung:

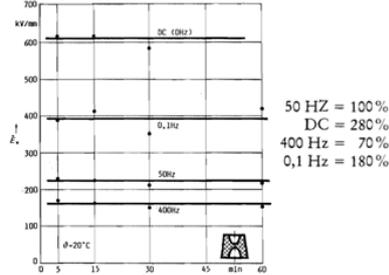
- Elektrische Entladungsbäume in PE wachsen wesentlich schneller bei VLF (im Minutenbereich) als bei AC (im Stundenbereich) vor [1].
- VLF-Durchschlagsspannung von Polyethylen ist im Homogenfeld 180% der 50-Hz-Durchschlagsspannung [2].
- Bei gealterten Kabelverbindungen wurde eine starke Frequenzabhängigkeit der TE-Einsatzspannung beobachtet [3].

Vorwachsende Entladungsbäume [1]



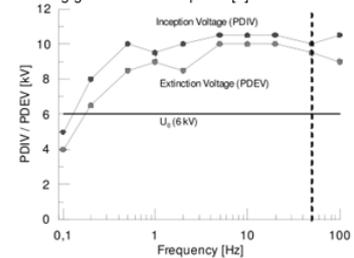
[1] Michael Krüger, Isolationsprüfung verlegter Kunststoffkabel, Elektrizitätswirtschaft, DK 62.1.317., Jg. 86 (1967), Heft 13.

Durchschlagsspannung von Polyethylene (LDPE) im Homogenfeld in Abhängigkeit der Prüffrequenz [2]



[2] Grünfeld, P., Ohlhausen, R. v.: A very low frequency 200 kV generator as a precondition for testing insulating materials with 0.1 Hz A.C. Voltage., Fourth International Symposium on high voltage engineering, 1983.

Teilentladungseinsatzspannung (PDIV) und Teilentladungsaussatzspannung (PDEV) in Abhängigkeit der Prüffrequenz [3].

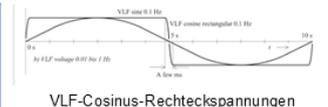


[3] F. Mauseth, H. Tallefsen, S. Hvidsten, Effect of Test Voltage Frequency on PD Inception in Service Aged Cable Joints, IEEE ICHVE 2014, Poland.

Abhängig vom Fehlertyp ergibt sich bei VLF ein anderes Durchschlags- und TE-verhalten als bei 50 Hz.

FKH 2. Prüfverfahren – VLF-Cosinus-Rechteck-Spannung

Spannungs- erzeugung	<ul style="list-style-type: none"> • VLF-Cosinus-Rechteckspannungen bestehen aus DC-Segmenten mit regelmässigem Polaritätswechsel. • Aufladung mittels DC-Quelle. Umladung nach z.B. 5 s mittels Umschwingvorgang durch Zuschaltung einer Drossel.
Leistungs- bedarf	<ul style="list-style-type: none"> • Beschränkt sich auf DC-Aufladung plus Nachladung aufgrund der Verluste.
Aussagekraft der Prüfung	<ul style="list-style-type: none"> • Pro Zeit entstehen deutlich weniger Nulldurchgänge als bei AC. • Vergleichbare Spannungsteilheit wie bei AC ist erreichbar. • Teilentladungsmessungen sind herausfordernd durch die geringe Anzahl Umladevorgänge. • Umschaltvorgänge können TE-Pulse erzeugen.
Risiko der Prüfung	<ul style="list-style-type: none"> • Raumladungsbildung im Vergleich zu DC reduziert. Einfluss der Leitfähigkeit und Bildung einer resistiv beeinflussten Spannungsverteilung nicht ausgeschlossen (Leitfähigkeit bei DC beachten z.B. mit Verlustfaktormessung).



Abhängig vom Fehlertyp ergibt sich ein abweichendes Durchschlags- und TE-verhalten als bei 50 Hz.

FKH 2. Prüfverfahren – DAC

Spannungserzeugung	<ul style="list-style-type: none"> Aufladung eines Kondensators mittels DC-Quelle mit anschliessendem Schwingvorgang über eine zugeschaltete Induktivität.
Leistungsbedarf	<ul style="list-style-type: none"> Beschränkt sich auf DC-Aufladung.
Aussagekraft der Prüfung	<ul style="list-style-type: none"> Maximale Spannungsamplitude wird nur sehr kurz angelegt. Teilentladungsmessungen sind herausfordernd aufgrund der kurzen Schwingdauer und der sich permanent verändernden Spannungsamplitude. Wird gemäss CIGRE [1] insbesondere für hohe Spannungsebenen nicht empfohlen.
Risiko der Prüfung	<ul style="list-style-type: none"> Fehler, welche nur mit einer Zeitverzögerung eine Entladungsaktivität erzeugen können nicht gefunden werden.

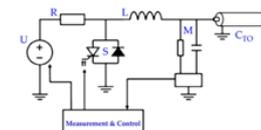
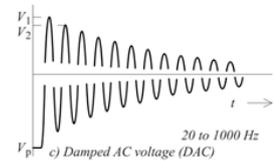
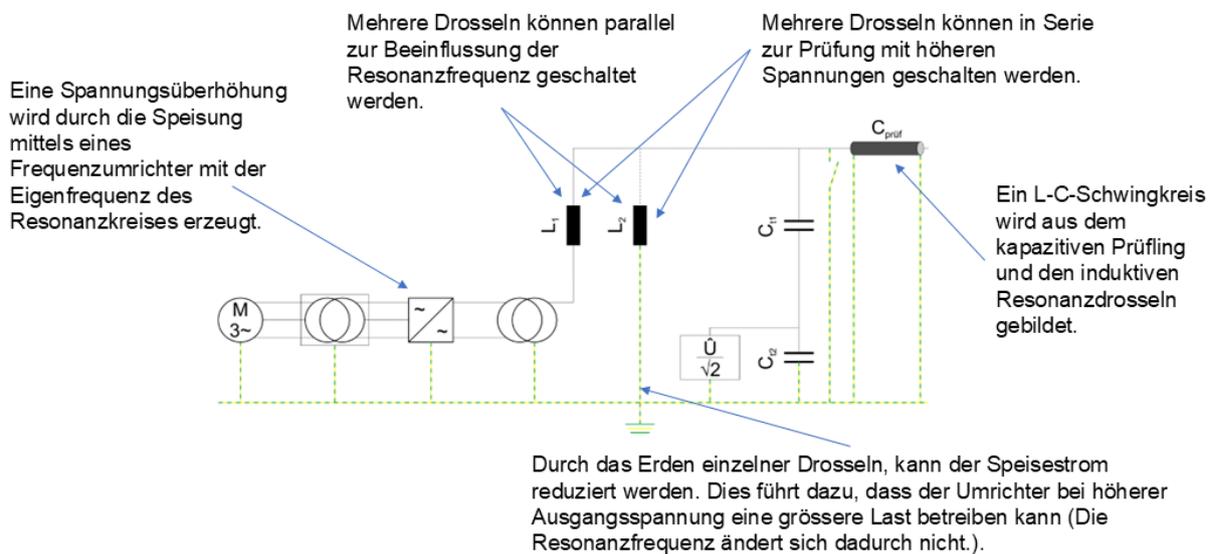


Figure 2: Schematic overview of a damped AC (DAC) system connected to a power cable, with 1) the high voltage direct current source, 2) the protective resistor, 3) the semiconductor switch, 4) the air core inductor, 5) the voltage divider, and coupling capacitor and 6) the cable end-test.

[1] CIGRE TB 841 - After laying tests on AC and DC cable systems with new technologies, 2021.

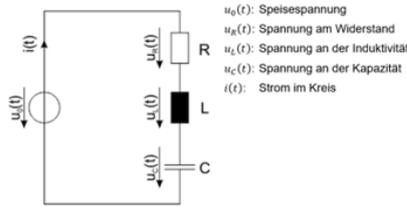
Aufgrund der sehr kurzen Spannungsbelastung ist DAC eher für Diagnosemessungen als für Spannungsprüfungen geeignet.

FKH 3. Serieresonanzprüfung – Funktionsweise



FKH 3. Serieresonanzprüfung – Entstehung der Spannungsüberhöhung

Ersatzschaltbild des Resonanzkreises



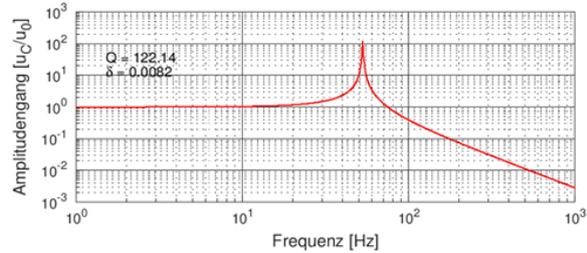
Differenzialgleichung eines Resonanzkreises mit Speisespannung U_0 und Prüfspannung U_C

$$LC \cdot \frac{d^2 u_C(t)}{dt^2} + RC \cdot \frac{du_C(t)}{dt} + u_C(t) = u_0(t)$$

Die Güte $Q=G(j\omega_0)$ eines Resonanzkreises entspricht dem Verhältnis zwischen Blindleistung P_B und Wirkleistung P_W

$$Q = \frac{P_B}{P_W} = \frac{1}{2\delta} = \frac{\omega_0 L}{R} \stackrel{\omega_0 = \frac{1}{\sqrt{LC}}}{=} \frac{\sqrt{L}}{R} = \frac{U_C}{U_0}$$

Beispiel-Bodediagramm eines Resonanzkreises mit einem 4 km langen Kabel. Geprüft wurde mit einer Kapazität von ~910 nF und 8 Drosseln parallel (10 H).



Frequenzgang der Güte $G(j\omega)$ eines Resonanzkreises

$$G(j\omega) = \frac{U_C(j\omega)}{U_0(j\omega)} = \frac{1}{j^2 \omega^2 LC + j\omega RC + 1}$$

Die Anlage wird bei der Resonanzfrequenz (oder Eigenfrequenz) zur Erzeugung der gewünschten Spannungsüberhöhung betrieben.

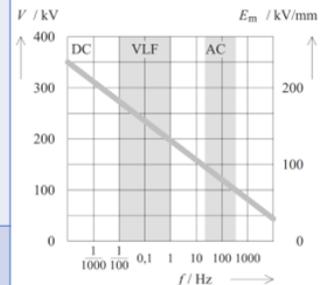
$$\omega_0 = \frac{1}{\sqrt{LC}}$$

Im Resonanzpunkt kann mit sehr geringer Wirkleistung eine sehr hohe Blindleistung erzeugt werden.

FKH 3. Serieresonanzprüfung

Leistungsbedarf	<ul style="list-style-type: none"> Blindleistungsbedarf sinkt proportional zur Reduktion der Frequenz f.
Aussagekraft der Prüfung	<ul style="list-style-type: none"> Im Bereich 20-200 Hz ist der Einfluss der Frequenz auf die Spannungsfestigkeit von XPLE-Kabel sehr gering (logarithmische Skala). Vorteil: Teilentladungsmessungen mit Resonanzanlagen abweichend von der Netzfrequenz erhöhen die Sensitivität, da externe Störungen (meist 50 Hz-Synchron) besser herausgefiltert werden können. Nachteil: Umrichter-Pulse können die TE-Messung stören (Kann durch geeignete Filterung und Schirmung der FU-Einspeisung verhindert werden.).
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> Sinusförmige Spannung am Prüfling ohne Oberwellen. Minimaler Energieumsatz an der Fehlerstelle beim Durchschlag des Prüflings. Durch Kombinieren der Induktivitäten kann die Frequenz so erhöht werden, dass bei Kabeln, welche in einer GIS angeschlossen sind, Spannungswandler mitgeprüft werden können.

Haltespannung bestimmt an XPLE-Kabelproben in Funktion der Prüffrequenz.



A. Kühter, Hochspannungstechnik, 4. Auflage, 2017

Original reference: E. Gockenbach, W. Hauschild, The selection of the frequency range for HV on-site testing of extruded cable systems, IEEE Insulation Magazine, Vol.16, No. 6, 2000

Resonanzanlagen haben sich weltweit zur Prüfung langer Kabelstrecken durchgesetzt. Aber: Die Prüfung sehr langer Kabel benötigt eine grosse Anzahl Resonanzdrosseln.

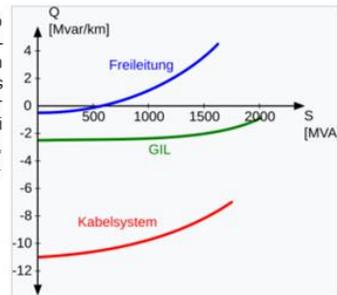
4. Nutzung von Netzkompensationsdrosseln für die Hochspannungsprüfung

Wird die kapazitive Blindleistung von Kabelstrecken nicht kompensiert, sinkt die übertragbare Wirkleistung mit steigender Kabellänge.

Für lange Leitungen wird üblicherweise eine Netzkompensationsdrossel am Leitungsende installiert.

Die Blindleistungskompensation wird teilweise auf separate Drosseln an beiden Leitungsenden aufgeteilt.

Blindleistung Q bei 50 Hz pro Kilometer Länge einer 380-kV-Freileitung, eines Gasisolierten Rohrleiters (GIL) und eines Erdkabels in Abhängigkeit der übertragenen Leistung S . Bei induktiver Blindleistung ist $Q > 0$, bei kapazitiver $Q < 0$. [1].



[1] <https://de.wikipedia.org/wiki/Hochspannungs-Gleichstrom-%C3%9Cbertragung>



Netzkomensationsdrossel (Bild Quelle Axpo)

Es befindet sich normalerweise eine Netzkompensationsdrossel nahe einer langen Kabelstrecke.

4. Nutzung von Netzkompensationsdrosseln für die Hochspannungsprüfung

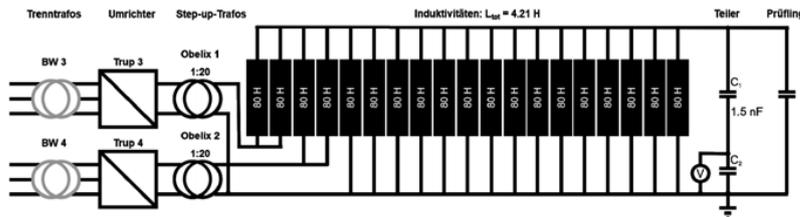
- Die Netzkompensationsdrossel kann als Teil des Serieresonanzkreises genutzt werden:
 - Prinzipiell verhält sich eine Netzkompensationsdrossel wie eine geerdete Resonanzdrossel.
 - Die Netzkompensationsdrossel weist normalerweise eine hohe Güte auf.
 - Ein Grossteil der für die Prüfung benötigten Blindleistung kann durch die Netzkompensationsdrossel zur Verfügung gestellt werden.
 - Entsprechend sinkt der Bedarf an mobilen Drosseln der Prüfquelle.

Zur Nutzung der Kompensationsdrossel müssen folgende Kriterien gegeben sein:

- Die Drossel muss zum Zeitpunkt der Kabelprüfung bereits installiert sein.
- Der Hersteller und der Betreiber der Drossel erlauben deren Nutzung für die HS-Prüfung (Allenfalls ist eine entsprechende Spezifikation als Anforderung bei der Beschaffung notwendig).
- Die Anschlussart/Zugänglichkeit der Kompensationsdrossel ist zu beachten (AIS oder GIS).
- Die Netzkompensationsdrossel sollte für die Prüfung mit Ableitern geschützt werden.
- Die Kompensationsdrossel benötigt einen isoliert herausgeführten Sternpunkt.
- Die Schaltstellung der Netzkompensationsdrossel ist zu beachten.

FKH 4. Praxisbeispiel 110-kV-Kabelprüfung im 2021 – ohne Kompensationsdrossel

- Die 110-kV-Kabelstrecke Pradella – Zernez weist eine Trassenlänge 31'931 m auf.
- Das verwendete Brugg XDRCU-ALT 1x800 Al mm² Kabel besitzt eine Gesamtkapazität von 7'734 nF.
- Die Kabelstrecke wurde im Jahr 2019 erstmalig mit 2.2 x U₀ (140 kV) durch die FKH geprüft.
- Es waren 19 80-H-Drosseln für die Prüfung notwendig.

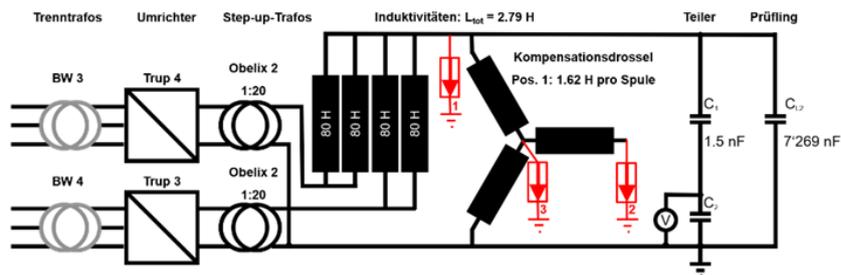


Nachträglich installierte Netzkompensationsdrossel in Pradella

- Die Kabelstrecke wurde im Jahr 2021 zur Einbindung einer inzwischen neu installierten Netzkompensationsdrossel umgelegt.
- Es sollte eine erneute Prüfung der Kabelstrecke mit 2 x U₀ (128 kV) durchgeführt werden.

FKH 4. Praxisbeispiel 110-kV-Kabelprüfung im 2021 – mit Kompensationsdrossel

- Die Netzkompensationsdrossel wurde auf maximaler Stufe zwischen zwei Schenkeln angeschlossen. Ein Schenkel wurde geerdet. Es ergab sich dadurch eine Induktivität von 2 x 1.62 H = 3.24 H.
- Zusätzlich wurden mobile Resonanzdrosseln eingesetzt (4 Stück parallel mit total 20 H).
- Zwei Einspeisekreise mit Step-Up-Transformator und FU speisten je zwei Drosseln.
- Die Netzkompensationsdrossel wurde mit Ableitern im Sternpunkt und an nicht geerdeten Phasen geschützt.



Statt der 19 Drosseln im Jahr 2019 wurden 2021 nur 4 Resonanzdrosseln für die Prüfung benötigt.

4. Nutzung Kompensationsdrossel – Praxisbeispiel 110-kV-Kabelprüfung im 2021



Die Machbarkeit in der Praxis wurden durch die Prüfsingenieure Günther Storf und Mario Gobeli im Jahr 2021 erfolgreich bewiesen.

4. Nutzung Kompensationsdrossel – Vorteile

- Die Prüfung kann bei einer Frequenz durchgeführt werden, die näher an 50 Hz liegt.
- Aufgrund der hohen Güte der Kompensationsdrossel(n) wird die Einspeiseleistung für die Prüfung klein gehalten.
- Der Platzbedarf und das Transportvolumen für die Prüfeinrichtung werden deutlich verringert.
- Deutlich reduzierte Prüfkosten durch einen stark verringerten Aufwand für Prüfanlage und Logistik.
- Die Vorteile treten erneut im Falle einer Wiederholung der Prüfung aufgrund von Nichtbestehen, Fehlern im Betrieb oder Erweiterungsprojekten auf.
- Als Nebeneffekt kann der Zustand der Netzkompensationsdrossel mit geringem Zusatzaufwand durch Teilentladungsmessung ermittelt werden (wenn beim Phasenwechsel auch die involvierten Phasen der Kompensationsdrossel zyklisch getauscht werden).

- Durch vermehrte Verkabelung wird die Anzahl und Länge von langen Kabelstrecken in Zukunft weiter zunehmen.
- Die Resonanzprüfung ist etabliert und stellt die aussagekräftigste Prüfung zur Prüfung langer Kabelstrecken dar. Das Transportvolumen steigt aber mit steigender Kabellänge.
- Bei der Verwendung von Frequenzen weit unterhalb des Bereichs nach IEC60840 (10 ... 300 Hz) oder bei der Verwendung anderer Spannungsformen ist die Äquivalenz der Belastung für den Prüfling nachzuweisen.
- Die Resonanzprüfung unter Mitverwendung einer Netzkompensationsdrossel bietet wesentliche wirtschaftliche und logistische Vorteile und erlaubt eine aussagekräftigere Prüfung des Gesamtsystems.
- Die FKH hat bereits erfolgreich Prüfungen unter Verwendung von Netzkompensationsdrosseln durchgeführt.

FKH - Fachtagung

05. Dezember 2024

Erzeugung und Messung hoher Spannungen und Ströme

Neue Anforderungen an die Messwandler aus Sicht der Normenfamilie IEC 61869 und den daraus resultierenden Prüftechnikansätzen

Dr. Erik Sperling
OMICRON electronics GmbH

Funktion und beruflicher Werdegang

Erik Sperling arbeitet als Corporate Consultant bei der Firma OMICRON electronics GmbH und in dieser Tätigkeit berät er das Management der Business Unit Primary, betreut wissenschaftliche Forschungsarbeiten und ist international aktiv in Normung und CIGRE.

- 1998 / Dipl.-Ing. Studium an der TU Karlsruhe/Deutschland auf dem Gebiet Elektroenergiesysteme und Hochspannungstechnik bei Prof. Schwab
- 1998 – 2005 / Produktmanager und späterer Leiter Abteilung HV-Kondensatoren und Teiler für AC und DC bei HAEFELY Trench in Basel
- 2005 – 2020 / PFIFFNER Messwandler AG als Entwickler, Leiter Entwicklung und Stv. Entwicklungsleiter R&D PFIFFNER Gruppe. Zuständig für die Entwicklung von CVTs (72,5kV bis 550kV); GIS-VTs (72,5kV bis 420kV); RC-Teiler für AC (72,5kV bis 550kV); DC (bis ± 550 kV), in AIS- und GIS-Design sowie Spezialprodukte
- 2017 / Promotion an der TU Dresden mit dem Titel „*Eine realitätsnahe Übertragungsfunktion zur Beschreibung eines RC-Teilers für Frequenzen bis 30 kHz – Grundlagen eines optimierten Designs*“ bei Prof. Schegner
- Seit August 2020 / Firma OMICRON als Company Consultant mit den Schwerpunkten Monitoring, Messwandler, Grundlagenforschung
- Mitglied bei IEC TC33; TC38; CIGRE A3 und CIGRE B3 als Convenor oder Working Group Member
- Seit Sommer 2023 Schweizer Vorsitzender IEC TK38
- Seit Herbst 2024 Schweizer Vorsitzender CIGRE A3.

Neue Anforderungen an die Messwandler aus Sicht der Normenfamilie IEC 61869 und den daraus resultierenden Prüftechnikansätzen

Erik Sperling

OMICRON electronics GmbH

1 Einleitung

Dieser Beitrag befasst sich mit den neuen Anforderungen an die Messwandler, hervorgerufen durch veränderte Bedingung im modernen Energienetz.

Messwandler werden in elektrischen Energiesystemen zur Messung der Systemparameter: Spannung, Strom und Frequenz verwendet. Die ermittelten Parameter dienen im Folgenden für Verrechnungs-, Mess- und Schutzzwecke. Sie können als die Augen und Ohren des Energienetzes verstanden werden.

Für die Messwandler ist die Normenfamilie IEC 61869 das Mass aller Dinge. Innerhalb der Normenfamilie werden folgende Hauptbereiche definiert:

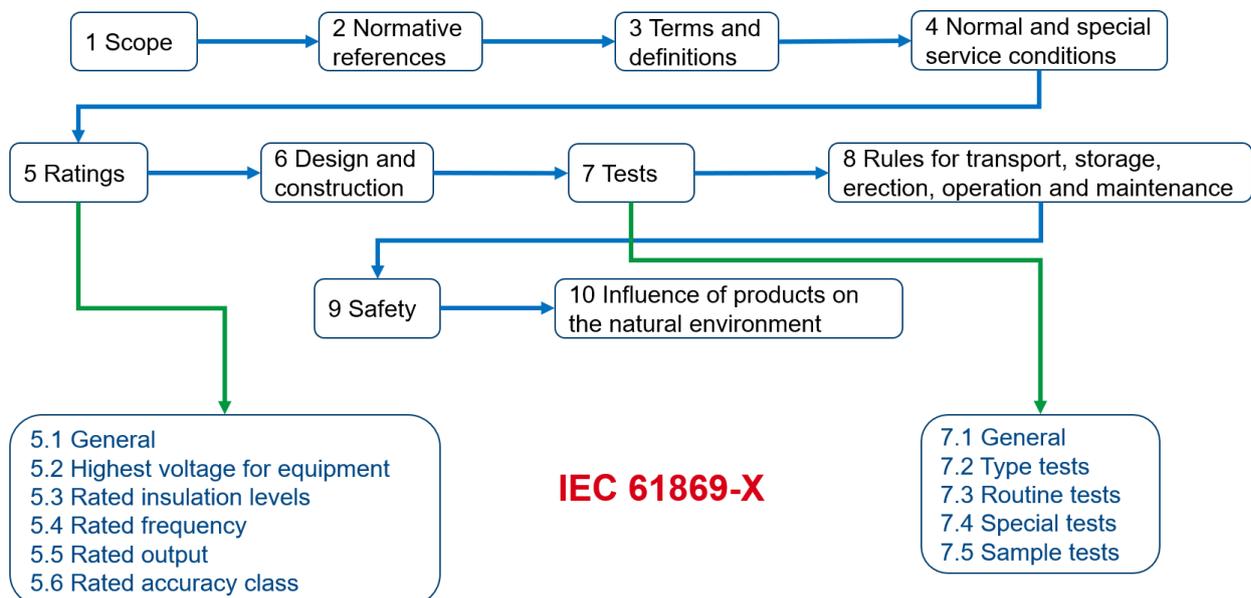


Abbildung 1: Struktur IEC 61869-1:2023 Edition 2.0

Aufgrund der sich verändernden Anforderungen an die Messwandler wurde der Standard IEC 61869-1:2023 Ed2.0 komplett neu erstellt und im Juni 2023 publiziert. Ausserdem wurde der Standardteil IEC 61869-6 «*Instrument transformers – Part 6: Additional general requirements for low-power instrument transformers*» in den Teil 1 integriert. Basierend auf dem neuen Teil 1, werden nun die entsprechenden produktspezifischen Standardteile revidiert, auf die neue Struktur angepasst und Neuerungen implementiert.

Daraus ergeben sich wiederum Anforderungen, welche bisher in diesem Umfeld nicht bekannt waren oder zu Herausforderungen führen, die anspruchsvoll sein können.

2 Übersicht der Neuerung in IEC 61869-1

Der Inhalt als auch die Struktur wurden komplett neu erstellt. Durch die Integration des Standardteils -6 sind zusätzliche Beschreibungen und Definitionen integriert worden.

Die wichtigsten Neuerungen:

- Sämtliche Definitionen, welche vormals in Kapitel 3 aufgelistet wurden, sind neu in dem Standardteil IEC 61869-99 zu finden. Es benötigt somit zukünftig diesen Standardteil zu allen neuen Normen.
- Der Standard beinhaltet nun alle grundsätzlichen gültigen Vorgaben an konventionelle Messwandler und allen LPITs (analog und digital)
- Niedrigste Systemspannung ab 3,6 kV
- Grenzwert für den $\tan\delta$ -Wert für alle Isolationssysteme – Tabelle 5
- Isolationsbewertung durch Verwendung mit Gleichspannung inkl. Limit-Angaben, Kapitel: 5.4.5.3
- Genauigkeitsklassen für harmonische Spannungen und Ströme, Kapitel: 5.7.3
- Genauigkeitsanforderungen für harmonische Spannungen und Ströme, Kapitel: 5.7.4 und 5.7.4
- Angaben zu ölisierten Systemen, Kapitel 6.1
- Angaben zu gasisierten Systemen, Kapitel 6.2
- Neuberechnung des Einflusses der Aufstellhöhe, Kapitel 6.6.2
- Interner Überschlag Schutzanforderungen, Kapitel 6.9
- Anpassungen bei mehreren Tests innerhalb der Type Tests, Routine Tests, Special Tests, als auch Commissioning Tests und Sample Tests., Kapitel 7.1.2
- Übersicht von Routinetestwiederholungen nach definiertem Typentest; Kapitel 7.1.3
- Neu lagerungsklimatische Umwelttests; Kapitel 7.2.12
- Tests der Genauigkeit für harmonische Eingangsparameter; Kapitel 7.2.15
- Vorschriften für Transport, Lagerung, Aufstellung, Betrieb und Wartung; Kapitel 8
- Betriebssicherheit; Kapitel 9
- Einfluss der Produkte auf die Umwelt; Kapitel 10

Annex Bereich

- Struktur von Fehlerreports; B
- Technische Möglichkeiten für den Temperaturgang an Messwandlern; E
- Gültigkeitserweiterung der durchgeführten Typenprüfung; F
- Berechnung der Isolatorschirmprofile; G
- Testaufbauten für Genauigkeit; H
- Erdbebenqualifikation; I

Man erkennt anhand der signifikanten Änderungen deutlich, dass die Anforderungen an Messwandler steigen. Gleichzeitig versucht man die Messwandler, hinsichtlich ihrer Messperformanz, hin zu einer optimierten Auslegung zu lenken, welche die Anforderungen der modernen Netze besser abdecken.

3 Übersicht über die Standardteile der IEC 61869 Familie

Die im Folgenden aufgelisteten Normenteile sind derzeit in Revision. Bei Ihnen wird die Struktur des Standardteils 1 übernommen, Tests werden angepasst oder neue Tests und Informationen werden integriert. Der Stand bei allen 7 Standardteilen ist derzeit bei CD «Committee Draft» und war weltweit bis Ende Oktober 2024 in der Vernehmlassung. Die verantwortlichen Mitglieder der Normengruppen arbeiten derzeit an den Kommentaren.

Welche Norm ist relevant und wie sind diese aufgebaut



PRODUCT FAMILY STANDARDS	PRODUCT STANDARD	PRODUCTS	OLD STANDARD
61869-1 GENERAL REQUIREMENTS	61869-2	ADDITIONAL REQUIREMENTS FOR CURRENT TRANSFORMERS	60044-1 60044-6
	61869-3	ADDITIONAL REQUIREMENTS FOR INDUCTIVE VOLTAGE TRANSFORMERS	60044-2
	61869-4	ADDITIONAL REQUIREMENTS FOR COMBINED TRANSFORMERS	60044-3
	61869-5	ADDITIONAL REQUIREMENTS FOR CAPACITIVE VOLTAGE TRANSFORMERS	60044-5
	61869-6 ADDITIONAL GENERAL REQUIREMENTS FOR LOW-POWER INSTRUMENT TRANSFORMERS	61869-7	ADDITIONAL REQUIREMENTS FOR ELECTRONIC VOLTAGE TRANSFORMERS
	61869-8	ADDITIONAL REQUIREMENTS FOR ELECTRONIC CURRENT TRANSFORMERS	60044-8
	61869-9	DIGITAL INTERFACE FOR INSTRUMENT TRANSFORMERS	
	61869-10	ADDITIONAL REQUIREMENTS FOR LOW-POWER PASSIVE CURRENT TRANSFORMERS	
	61869-11	ADDITIONAL REQUIREMENTS FOR LOW-POWER PASSIVE VOLTAGE TRANSFORMERS	60044-7
	61869-12	ADDITIONAL REQUIREMENTS FOR COMBINED ELECTRONIC INSTRUMENT TRANSFORMER OR COMBINED LOW-POWER PASSIVE TRANSFORMERS	
	61869-13	STAND ALONE MERGING UNIT	
	61869-14	ADDITIONAL REQUIREMENTS FOR CURRENT TRANSFORMERS FOR DC APPLICATIONS	
	61869-15	ADDITIONAL REQUIREMENTS FOR VOLTAGE TRANSFORMERS FOR DC APPLICATIONS	

Stand 2023

Rogowskispulen



Abbildung 2: Struktur IEC 61869 Familie

Die konventionellen Messwandler werden durch folgende Standardteile separiert. Die wichtigsten Neuerungen sind aufgelistet, eine Vollständigkeit ist nicht gegeben.

- **Teil 2: Induktive Stromwandler**
 - Neue Bürdenwerte für Mess- und Schutzkerne; Kapitel 5.6.1.2
 - Weniger Genauigkeitsklassen; Kapitel 5.7.2
 - Type Test: Mechanischer Test neu; Kapitel 7.2.10
 - Übersicht von Routinetestwiederholungen nach definiertem Typentest; Kapitel 7.1.3
 - Routine-Prüfungen: zwei neue Tests; Kapitel 7.3.205 & 7.3.206
 - Tests für harmonische Ströme; Kapitel 7.4.10
 - Seismik-Tests; Kapitel 7.4.11
 - Tests zur Inbetriebnahme; Kapitel 7.5
- Annex 2A; Vorgaben wie mit Schutzstromwandlern der Klassen P, PR zu verfahren ist
- Annex 2B; Transiente Klassen für Schutzstromwandler
- Annex 2C; Nachweis der Typen mit geringer Streuverlustdämpfung
- Annex 2D; Alternative Messmethoden für Übersetzungsfehler
- Annex 2E; Ermittlung des Übersetzungsfehlers
- Annex 2F; Kurzzeitstromtestaufbauten

- Annex 2G; Methoden zur Umrechnung der Genauigkeiten für verschiedenen $\cos\phi$ -Werten.
- Annex 2H; Alte Definitionen der Bürden
- **Teil 3: Induktive Spannungswandler**
 - Angabe der Nennspannungswerte U_{pr} ; Kapitel 5.2.3
 - Sekundärspannung neu definiert; Kapitel 5.2.4
 - Neue Bürdenwerte für Mess- und Schutzwicklung, kein Bürdenbereich mehr; Kapitel 5.6.1.2
 - Limitierte thermische Bürdenwerte; Kapitel 5.6.1.301
 - Keine Klasse 3 mehr; Kapitel 5.7.2
 - Angaben für Leistungsschild deutlich präziser; Kapitel 6.13.3
 - Übersicht von Routinetestwiederholungen nach definiertem Typentest; Kapitel 7.1.3
 - Neue Tests im Bereich Typenprüfungen; Kapitel 7.2
 - Neue Tests im Bereich Routineprüfungen; Kapitel 7.3
 - Neue Tests im Bereich Spezialprüfungen; Test für harmonische Spannungen; Kapitel 7.4.10; Capacitive discharge Test; Kapitel 7.4.302
 - Tests zur Inbetriebnahme; Kapitel 7.5
 - Annex 3A; Informationen über Residual Windings
 - Annex 3B; Alte Definitionen der Bürden
 - Annex 3C; Definitionen wie Summenleistung angeschlossen sein muss
 - Annex 3D; Umrechnung der Genauigkeit für verschiedene Bürden und $\cos\phi$ -Werte
 - Annex 3E; Entladung von Kabeln oder Freileitungen
 - Annex 3F; Ferro-Resonanz Dämpfungsverhalten von VTs
- **Teil 5: Kapazitive Spannungswandler**
Zu den unter Teil 3 angegebene Änderungen sind zusätzliche CVT-spezifische Informationen gelistet.
 - Zyklus-Definition der Ausschwingzeit bei Ferro-Resonanz-Messung – Tabelle 509
 - Reduzierte Anzahl von transienten Genauigkeitsklassen und Zyklus-Definition der Ausschwingzeit; Kapitel 6.503.3
 - Kurzschlussstromverringern bei Drain coil; Kapitel 6.504.2
 - Neue Tests im Bereich Spezialtests; Kapitel 7.4
 - Tests zur Inbetriebnahme; Kapitel 7.5
 - Annex 5A; Typisches Diagramm eines CVTs
 - Annex 5B; Transientes Übertragungsverhalten eines CVTs im Fehlerfall
 - Annex 5C; Informationen über Residual Windings
 - Annex 5D; Genauigkeitsmessung bei mehr als einer Sekundärwicklung
 - Annex 5E; Umrechnung der Genauigkeit für verschiedene Bürden und $\cos\phi$ -Werte
 - Annex 5F; Alte Definitionen der Bürden

Die LPITs sind durch die folgenden Standardteile abgedeckt und wichtige Neuerungen gelistet

- Teil 7: Elektronische Spannungswandler und Teil 8: Elektronische Stromwandler
Die beiden Teile 7 und 8 werden als Standardteile neu erstellt. Hierzu wurden für die LPVTs die Standardteile IEC 60044-7 und IEC 61869-11 zusammengefasst zur neuen IEC 61869-7 Edition 1. Alle LPITs mit analogem und digitalem Ausgang als auch elektronische LPVTs sind damit abgedeckt.
Für die LPCTs und elektronischen LPCTs wurden die Standardteile IEC 60044-8 und IEC 61869-10 zur neuen IEC 61869-8 Edition 1 zusammengefasst. Technische Änderungen bei beiden neuen Editionen sollten nicht eingepflegt werden. Erst wenn an der Edition 2 gearbeitet wird, sind technische Verbesserungen geplant. Nichtsdestotrotz sind aber auch Tests verwendet worden, welche schon bei den vorherigen Normen Probleme verursacht haben.

Einige Neuerungen sind aber doch im **Teil 7** vorgeschlagen

- Neue Prüfspannung für die Frequenzgangmessung
- Neuer Test für Fremdfeld im Typentestbereich; Kapitel 7.2.701
- Neuer Test für Genauigkeit bei harmonischen Frequenzen; Kapitel 7.2.15
- Tests zur Inbetriebnahme; Kapitel 7.5

- Annex 7A; Verhalten von LPVTs während transienten Phänomenen
- Annex 7B; Korrekturprozeduren für LPVTs
- Annex 7C; Einfluss des elektrischen Streufeldes anderer Phasen auf die Genauigkeit
- Annex 7D; Teiler Übersicht

Änderungen in **Teil 8** sind folgende:

- Klassenreduktion bei Schutzanwendungen; Kapitel 5.7.802
- Klassenreduktion bei Messklassen; Kapitel 5.7.801
- Einfluss der Innenleiterpositionierung auf die Genauigkeit; Kapitel 5.801
- Einfluss magnetischer Streufelder auf die Genauigkeit; Kapitel 6.11.801 & 7.2
- Neue Tests in Typentestbereich; Tabelle – 806
- Tests zur Inbetriebnahme; Kapitel 7.5

- Annex 8A; Korrekturprozeduren für LPCTs
- Annex 8B; Funktionsprinzip von Stromwandlern mit niedrigem Stromverbrauch und Eisenkernprinzip
- Annex 8C; Transientes Verhalten von LPCTs
- Annex 8D; Diagramm zur Erläuterung der Genauigkeitsanforderungen für Mehrzweck-Stromwandler mit geringer Leistung

Die HVDC-Anwendungen sind definiert in den Teilen 14 und 15 sowie eine Übersicht der Neuerungen ist gezeigt.

- Teil 14: Stromwandler für DC-Anwendungen
 - Übersicht Stromwandler im HVDC-Netz, Mischströme; Kapitel "General"
 - Modifikation sekundäre Ausgangsspannungen; Kapitel 5.2.4

- Leistungsschildangaben; Kapitel 6.13.3
- Übersicht von Routinetestwiederholungen nach definiertem Typentest; Kapitel 7.1.3
- Neue Routinetests; Kapitel 7.2
- DC-TE ist nicht mehr gefordert (TE nur noch bei Polarity Reversal Test)
- Tests zur Inbetriebnahme; Kapitel 7.5

- Annex 14A; Vergleichbare thermische Ströme für HVDC CTs in DC-Anlagen
- Annex 14B; Überlagerte AC/DC Spannung
- Annex 14C; DC-Spannungsdefinitionen

- Teil 15: Spannungswandler für DC-Anwendungen
 - Übersicht Spannungen im HVDC-Netz; Kapitel General?
 - Definition von U_m ; Kapitel 5.4.2
 - C-tan δ -Messungen; Kapitel 5.4.3.3
 - Frequenzgangmessungen; Kapitel 5.7.4 & 5.7.5
 - Step-response-Zeit angepasst; Kapitel 5.7.1501
 - Übersicht von Routinetestwiederholungen nach definiertem Typentest; Kapitel 7.1.3
 - Modifikation der Typenprüfungen; Kapitel 7.2
 - Modifikation der Routineprüfungen; Kapitel 7.2
 - DC TE ist nicht mehr gefordert (TE nur noch bei Polarity Reversal Test)
 - Einfluss elektrischer Streufelder; Kapitel 7.2.1503
 - Tests zur Inbetriebnahme; Kapitel 7.5

 - Annex 15A; Überlagerte AC/DC Spannung
 - Annex 15B; DC-Spannungsdefinitionen

4 Herausforderungen anhand von Beispielen

Einige der in den Normen integrierten neuen Tests sind im Folgenden als Beispiel vorgestellt und die Herausforderungen gezeigt.

4.1 Frequenzgangmessung bei Spannungs- und Strommesssystem

Die gemäss IEC vorgeschlagene Testspannung kann entweder als Spannung mit einer einzelnen Frequenz erzeugt werden, siehe Abbildung 3 (a). Oder es ist erlaubt, eine Spannung mit Nennfrequenz zu erzeugen und darauf eine zusätzliche Testspannung mit eigener Testfrequenz aufzumodellieren, siehe Abbildung 3 (b). Die erstere Variante ist deutlich einfacher zu erzeugen und auch der Prüfaufbau ist simpler.

Allerdings gibt es auch andere Möglichkeiten, wie im Folgenden gezeigt.

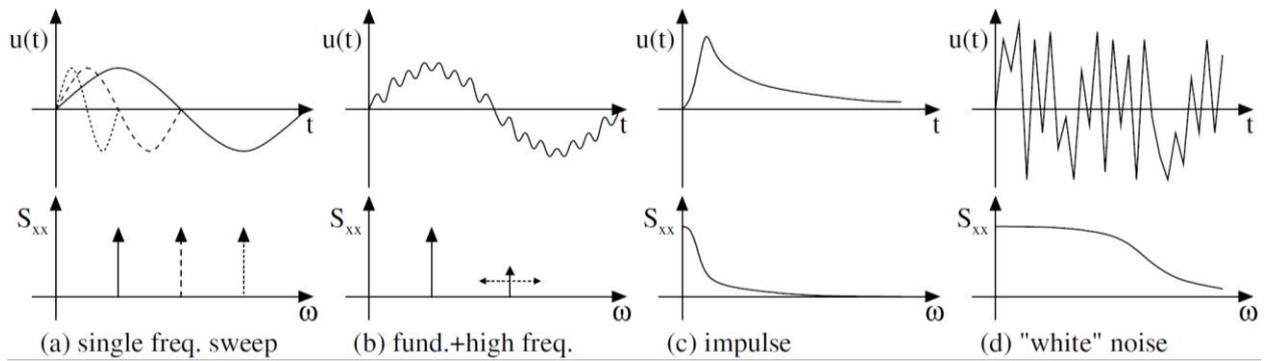


Abbildung 3: Testsignal Übersicht

Bei Stromwandlern sind noch keine kommerziellen Lösungen in Sicht. Ein EU finanziertes Forschungsprojekt «IT4PQ» hat ein Messsystem entwickelt, welches die Metrologischen Institute zukünftig für Kalibrationsaufgaben verwenden können.

Für Spannungsmesssystem gibt es bereits Lösungen, wie das frequenzabhängige Übertragungsverhalten gemessen werden kann. Anbei ein Beispiel wie solche Messungen durchgeführt werden können.

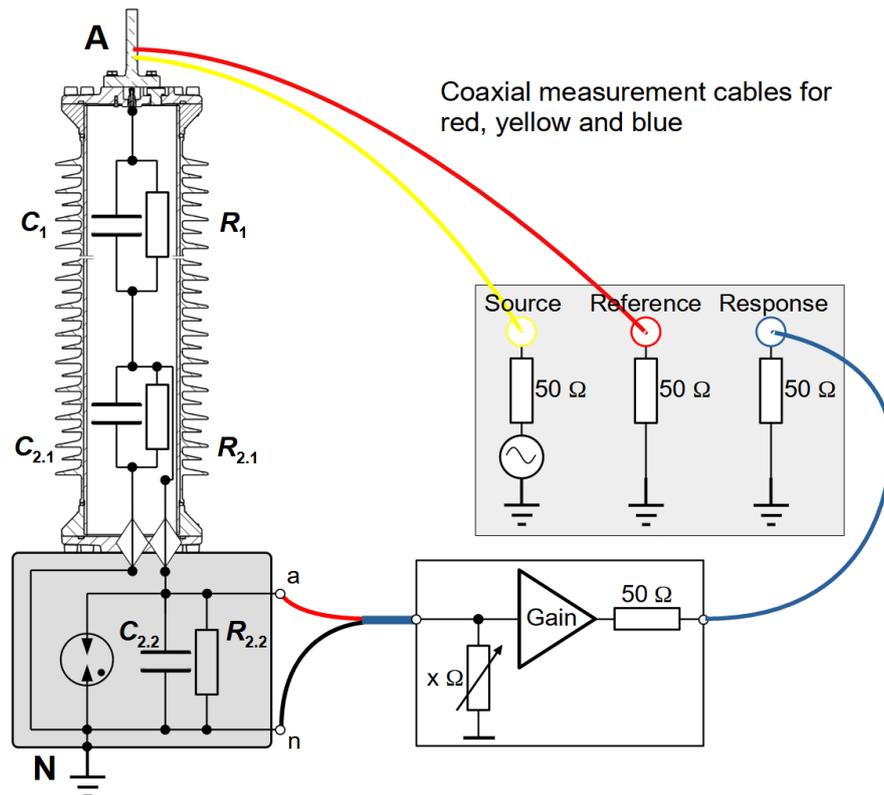


Abbildung 4: Struktur IEC 61869-1:2023 Edition 2.0



Abbildung 5: Frequenzgangmessung an einem Spannungswandler in Kanada / Hydro Quebec

Messverfahren weltweit zeigen, dass die ermittelten Genauigkeitsparameter sehr präzise bestimmt werden können. Es müssen jedoch Einflussparameter wie Temperatur, Bürde und Prüfpegel berücksichtigt sein.

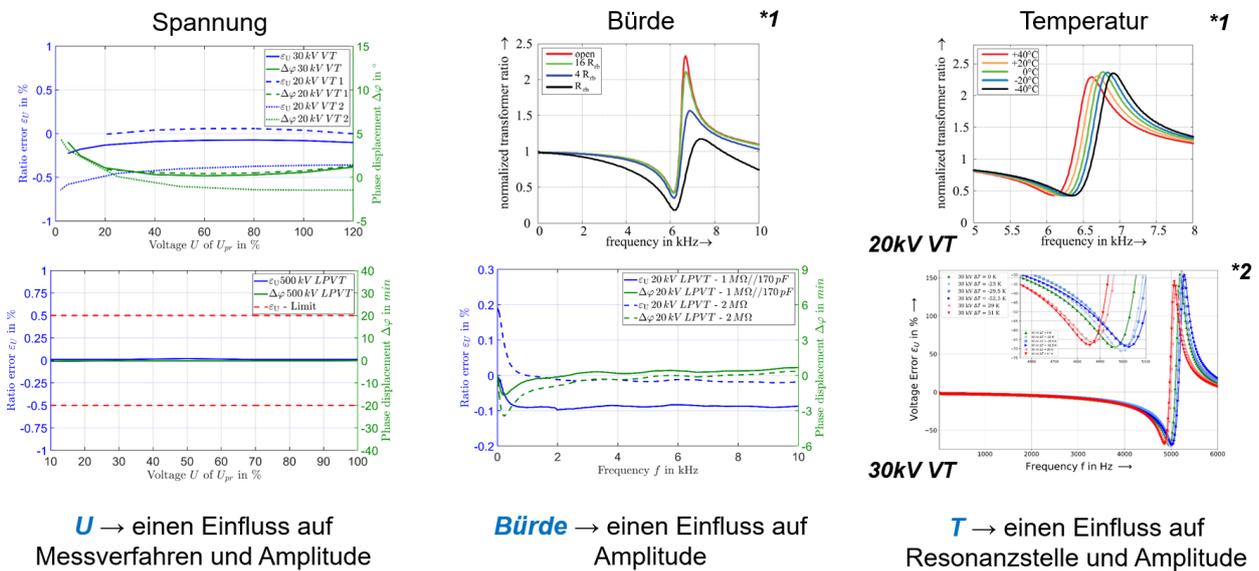


Abbildung 6: Einflussgrößen auf die Frequenzantwort

Beispiel von Messergebnissen verschiedener Spannungsmesssystem sind im Folgenden dargestellt.

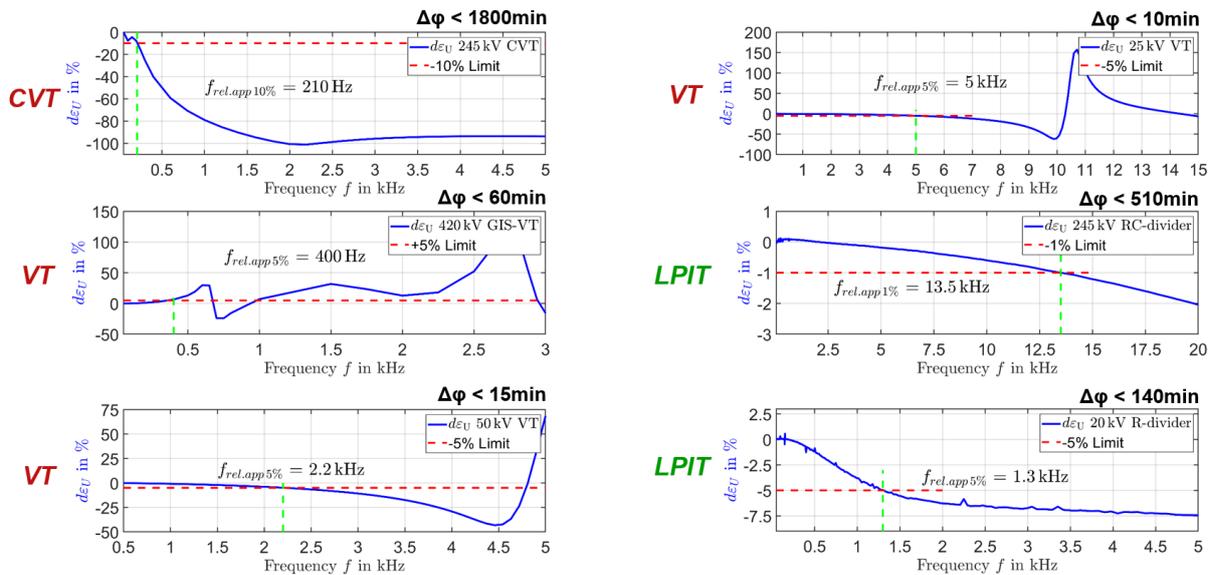


Abbildung 7: Messergebnisse verschiedener Spannungsmesssysteme

Bei Strommesssystemen gibt es weltweit noch kaum Erfahrungen. Die physikalischen Zusammenhänge sind nicht vergleichbar mit denen bei Spannungsmesssystemen. Auf Grund dessen laufen weltweit Forschungsarbeiten, welche untersuchen sollen, welche Möglichkeiten es gibt den Frequenzgang bei Strommesssystemen korrekt zu ermitteln. Aber auch die Plausibilitätsdiskussion besteht.

4.2 Fremdfeldthematik vs. Genauigkeit

Spannung:

LPITs können bei ungünstigen Konstellationen eine Rückwirkung durch elektrische Felder aufweisen. Dies kann sich vor allem auf die Genauigkeitsparameter auswirken. Ein LPIT, zum Beispiel ein RC-Teiler, wird im Hochspannungsprüffeld auf seine Genauigkeit hin überprüft. Dies geschieht im Allgemeinen unter idealen Bedingungen ohne den Einfluss von Fremdfeldern. Wird solch ein Teiler anschliessend ins Hochspannungsnetz platziert, ist er elektrischen Streufeldern ausgesetzt. Aufgrund dessen ist ein Typentest in der Norm definiert, der dieses Verhalten überprüfen soll. Leider hatte in der Vergangenheit die Definition dieses Tests dazu geführt, dass im Grunde kaum Teiler diesen Test bestehen. Im Folgenden ist der Aufbau des Tests gezeigt.

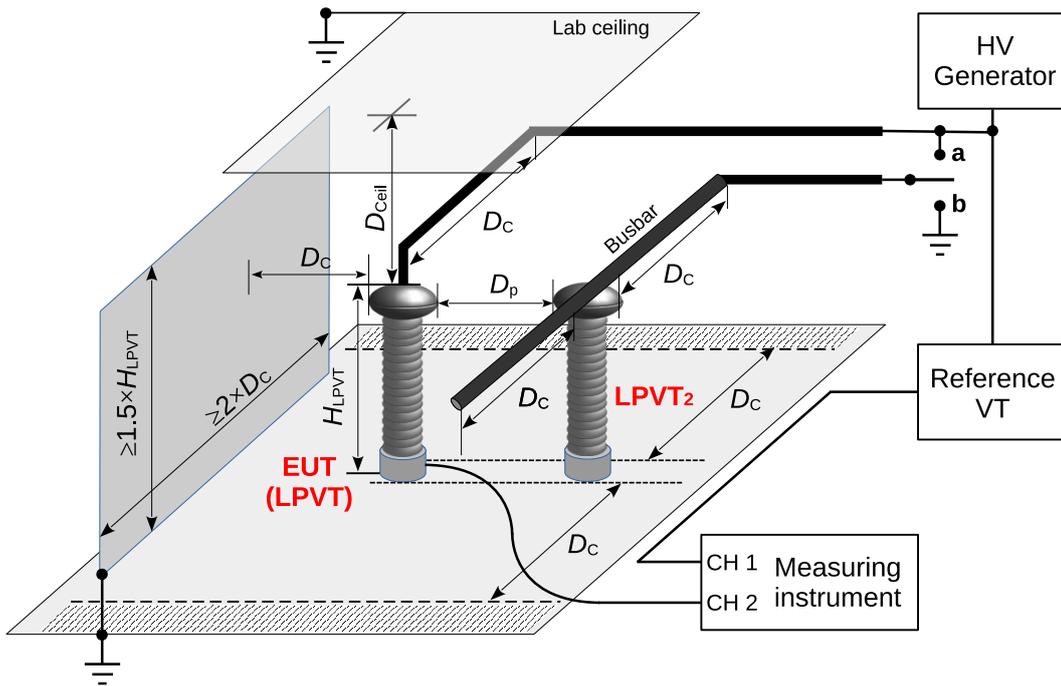


Abbildung 8: Testaufbau zur Fremdfeldbestimmung

Die Schwierigkeit besteht nun darin, solch einen Testaufbau nicht nur bei Spannungen, um die 72,5 kV und 123 kV durchzuführen, sondern auch bis in die 800-kV-Spannungsebene. Wenn DC-Teiler zum Zuge kommen, dann werden die Dimensionen des Prüfaufbaus nahezu unmöglich. Messungen haben gezeigt, wie sich die Teiler Verhalten, wenn Abstände variiert worden sind. Variationen mit der Primärkapazität zeigen ebenfalls, ab wann der Streufeldeinfluss nahezu vernachlässigt werden kann.

Da Spannungsteiler nicht nur für Mess- und Schutzzwecke eingesetzt werden können, sondern auch PQ-Messungen ermöglicht werden sollen, wurden Untersuchungen durchgeführt, ob dies möglich ist und wie die Geräte entsprechend ausgelegt werden müssen.

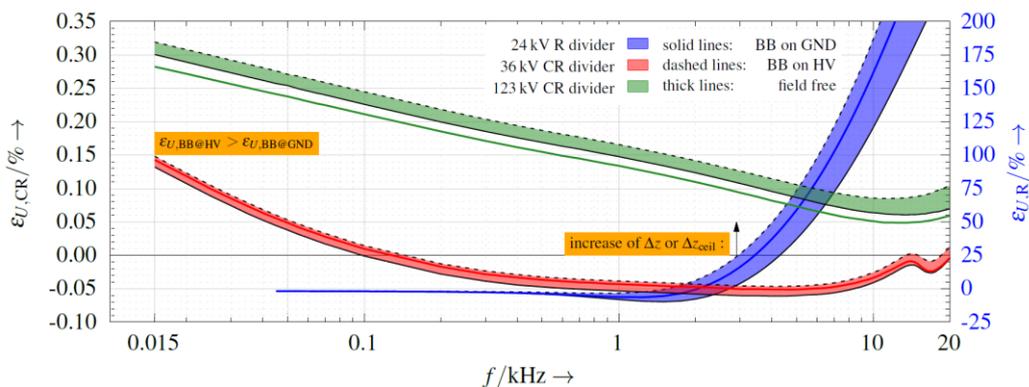


Abbildung 9: Frequenzgangmessungen an drei verschiedenen Spannungsteilern

In Zukunft wäre es denkbar, mittels Modelle durch Simulation oder analytischer Berechnung die Performanz zu überprüfen und entsprechend die Immunität gegenüber elektrischen Streufeldern nachweisen zu dürfen.

Strom:

Die Fremdfeldthematik bei Stromwandlern, hervorgerufen durch magnetische Streufelder, ist bereits durch die Probleme bei zum Beispiel Generatorstromwandlern mit sehr geringem Abstand zu Nachbarphasen, bekannt. Häufig führte dies zu thermischen Zerstörungen innerhalb des Stromwandlers. Die IEC schlägt nun Tests vor, allerdings sind nur wenige Erfahrungen verfügbar.

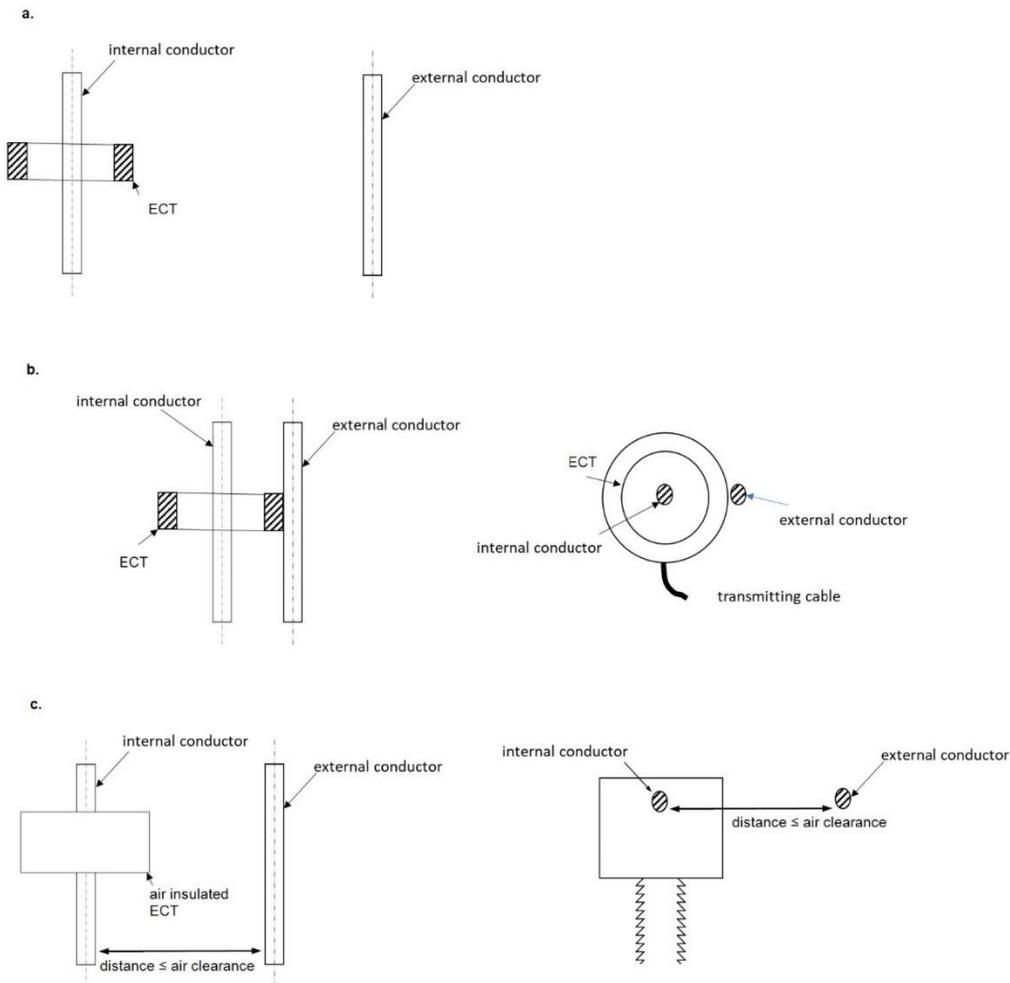


Abbildung 10: Vorschlag zur Messung des Einflusses des magnetischen Streufeldes von benachbarten Phasen.

4.3 Genauigkeit bei LPCTs mit Analog- und Digitalausgang

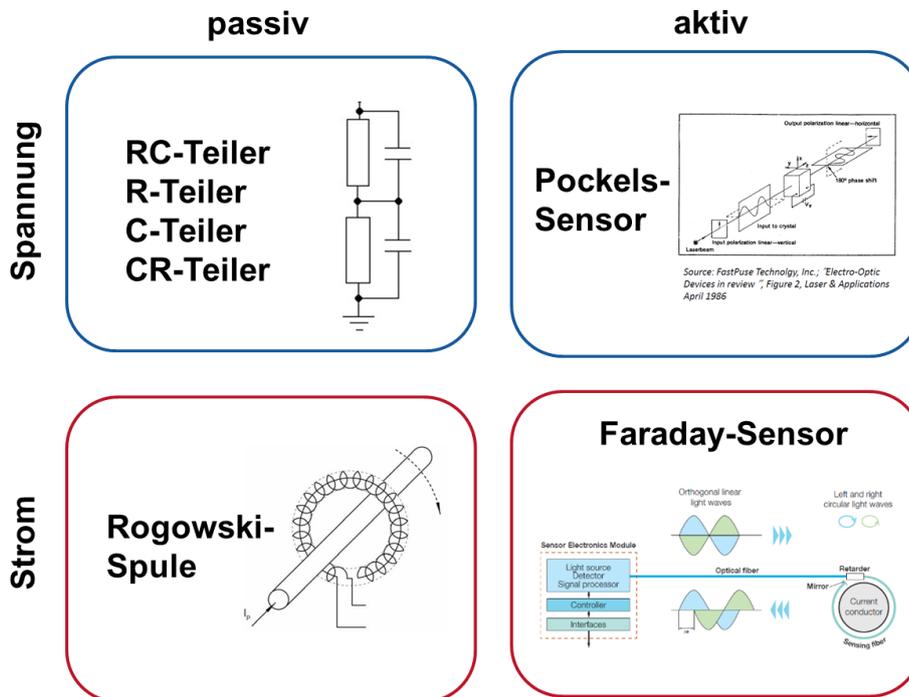


Abbildung 11: Übersicht von etablierten Messsystem für Wechselspannung, Blau Spannung, Rot Strom

Die Messung der Genauigkeit bei LPCTs ist nach wie vor herausfordernd. Da das Primärsignal ein Strom ist und das sekundäre Ausgangssignal des LPCTs jedoch ein Spannungssignal ist, muss entsprechend korrekt mit den Werten umgegangen werden. Die IEC 61869-99 hat hierzu eine allgemeine Formel für den Amplitudenfehler definiert, um auch diesen Anwendungsfall abdecken zu können.

Unter Paragraph 3.5.6 & 3.5.66 «ratio error» ist die Formel für den Übersetzungsfehler angegeben.

$$\varepsilon = \frac{K_r \cdot Y_s - X_p}{X_p}$$

Wobei die Variablen folgende Bedeutung haben: K_r : Nennübersetzungsverhältnis; X_p : RMS-Wert des aktuellen primären Stromes I_p ; Y_s : ist der RMS-Wert eines analogen Signals für eine Spannung U_s oder einem sekundären Signal, wenn es ein digitales Signal ist.

Sobald elektronische LPCTs zum Einsatz kommen spricht man beim Phasenfehler nicht mehr von «Phase displacement», sondern von «Phase error», welcher eine Verzugszeit durch Signalprocessing inkludiert.

Passive Strommesssysteme wie zum Beispiel *Rogowskispulen* können heute bereits mit dem CPC 100 sehr präzise gemessen werden. Dabei wird die direkte Genauigkeitsmessung angewendet. Auch die Shunt-Technologie, welche zur Messung von Gleichströmen seit Jahrzehnten eingesetzt wird, kann ebenfalls mit dem CPC 100, dem CIBANO 500 oder dem COMPANO 100 Messsystem präzise überprüft werden.

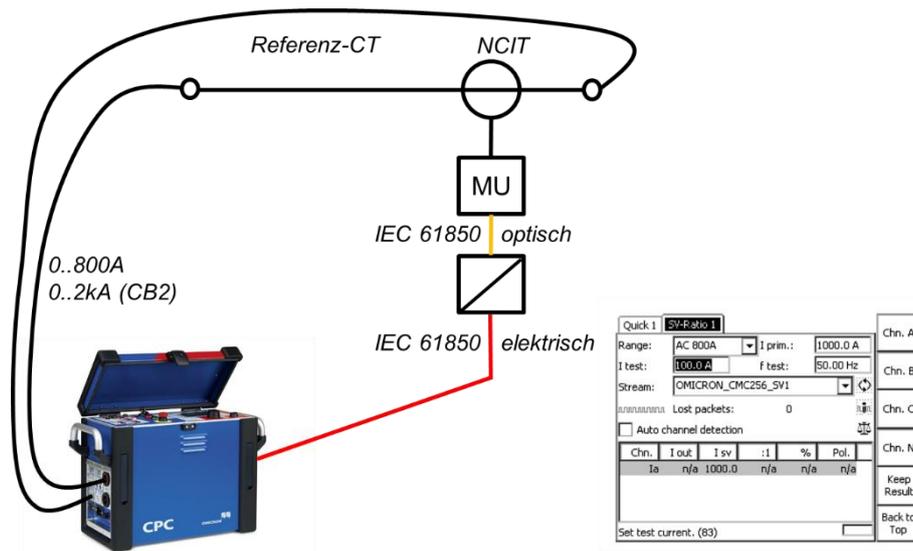


Abbildung 12: Messung optischer Stromwandler vor Ort

Aktive Strommesssysteme, welche dem Faraday-Sensormessprinzip folgen, sind auch heute schon mit Prüfsystemen vor Ort hinsichtlich ihrer Genauigkeitsperformanz überprüfbar. Abbildung 12 zeigt einen Aufbau, wie optische Stromwandler vor Ort geprüft werden können. In dieser Konstellation sind die Amplitudengenauigkeit und die Polarität ermittelbar. Der Phasenfehler kann mit diesem Aufbau jedoch nicht bestimmt werden.

Wenn der Phasenfehler überprüft sein muss, dann kann die Schaltung in Abbildung 13 angewendet werden.

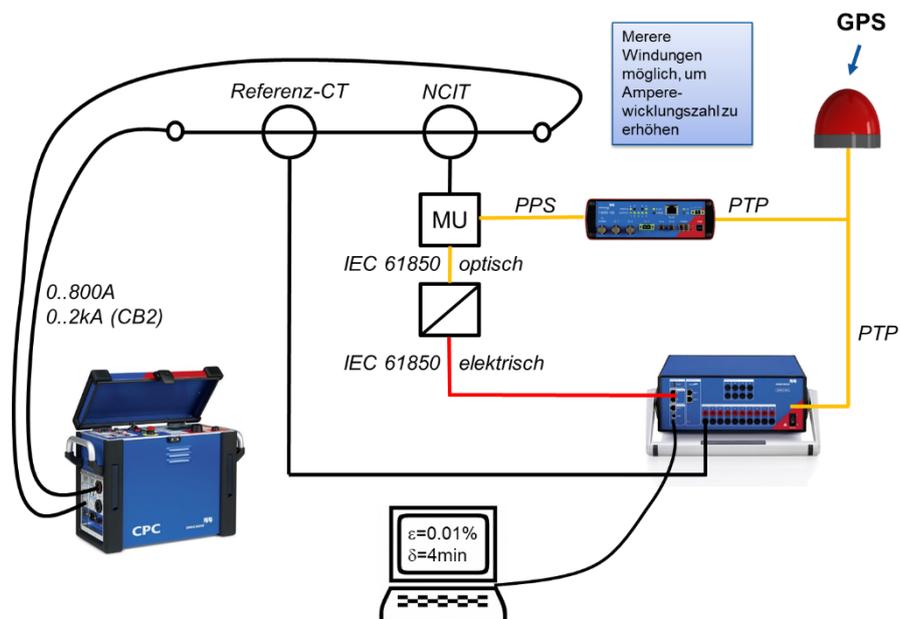


Abbildung 13: Optische Stromwandlermessung inklusive Phasenfehlerbestimmung

Damit der korrekte Phasenbezug ermittelt werden kann, muss mittels GPS die exakte Zeituordnung bestimmt werden. Messungen haben gezeigt, dass diese Schaltung sehr gute Ergebnisse liefert.

Da auch *Merging Units* immer mehr zum Einsatz kommen sind heute bereits Prüfgeräte, wie das CMC verfügbar, mit denen die Präzision und Korrektheit überprüft werden kann.

5 Übersicht zu technischen Fragen, die innerhalb des IEC TC38 (Messwandler) und der CIGRE A3 diskutiert werden

Derzeit sind international Fragestellungen zu bearbeiten, welche zukünftig Einfluss auf die Normung haben können. Im Folgenden ist eine Liste der aktuellen Fragestellung aufgeführt:

	1)	Accuracy vs. influencing Quantities	DC 3/2024	Lorenzo Peretto	38/780/RM, Green paper #04
	2)	Travelling Waves	TR 12-2024	Volker Leitloff	
	3)	Use of Instrument Transformers for Power Quality measurement	DC 3/2024	Ivo Novakovic	38/780/RM, 38/779/AC
	4)	Phasor Measuring Unit (PMU) - Synchrophasors application	TR 12-2024	Mario Luiso	
	5)	Questionnaire		Ali Adlbund	
→	6)	Asset management and online monitoring of ITs	TR 10-2025	Li Fuchao	38/780/RM, 38/775/AC
→	7)	Metrological stability	TR 10-2025	to be appointed	38/780/RM, 38/776/AC
→	8)	New rated values for low power output (< 1 VA) and low secondary current (< 1 A)	TR 10-2025	to be appointed	38/780/RM, Green paper #05, 38/777/AC
	9)	Configuration and design of HV ITs for DC applications in VSC converter substations	TR 10-2025	Wei Dong	38/780/RM, Green paper #02, 38/778/AC
→	10)	Transient requirements for instrument transformers	TR 10-2025	Zoltan Roman	38/780/RM, 38/785/AC
→	11)	Ferroresonance in inductive VTs (to be set up for coordination with MT58/PT61869-3)		to be appointed	-3 38/780/RM
→	12)	Capacitive discharge test for VTs used to discharge lines with trapped charge (to be set up for coordination with MT58/PT61869-3)		to be appointed	-3 38/780/RM, 38/780/RM, Green paper #08

Abbildung 14: Liste der Arbeitsgruppen im internationalen Standardkomitee der IEC TC38

Die Lila markierten Arbeitsgruppen 11) und 12) sind im Zuge der Erstellung des neuen Normenteils 3 für induktive Spannungswandler gegründet und mittlerweile abgeschlossen worden. Alle anderen Arbeitsgruppen sind aktiv und arbeiten an Lösungen.

FKH - Fachtagung

05. Dezember 2024

Erzeugung und Messung hoher Spannungen und Ströme

Herausforderungen und Erfahrungen mit Kleinsignalmesswandlern (LPIT) in Hochspannungs- GIS

Dr. rer. nat. Peter Menke
Siemens Energy GmbH & Co KG, Erlangen

Funktion und beruflicher Werdegang

Dr. Peter Menke, Jahrgang 1968, studierte Physik an den Universitäten Bonn, Kiel und UoC Berkeley

Er kam 1996 zu Siemens und arbeitete bei Siemens Corporate Technology und Siemens Power Transmission and Distribution als Produktmanager für optische Sensoren für Hochspannungsschaltanlagen und Blindleistungskompensationssysteme. Im Jahr 2006 trat er dem Technologie- und Innovationsstab auf Divisionsebene.

2009 übernahm er die Leitung dieser Abteilung. 2013 wechselte er zurück ins operative Geschäft und wurde Produktportfoliomanager für das Siemens Grid Access-Geschäft.

Seit 2019 ist er der verantwortliche Produktmanager für das Kleinsignalmesswandler-Portfolio (LPIT) von Siemens Energy.

Dr. Menke ist Mitglied in Arbeitsgruppen der IEC TC38, DKE471, CIGRE B3

Herausforderungen und Erfahrungen mit Kleinsignalmesswandlern (LPIT) in Hochspannungs-GIS

Peter Menke

Siemens Energy GmbH&Co KG, Erlangen

1 Kurzfassung

Kleinsignalmesswandler (Low Power Instrument Transformers LPITs) sind eine sichere, zuverlässige und standardisierte Lösung für Mess- und Schutzanwendungen in gasisolierten Schaltanlagen. Ohne Sättigungs- oder Ferroresonanzphänomene liefern LPITs ein analoges Ausgangssignal gemäß IEC 61869-7/-8/-10 oder digitales Ausgangssignal gemäß IEC 61850-9-2 und IEC 61869-9. Sie ermöglichen bei verbesserter technischer Performance Gewicht und Baugröße der Schaltanlage und damit den CO₂-Fußabdruck deutlich zu reduzieren.

In den letzten Jahren sind die Kleinsignalmesswandler der „Kinderstube“ erwachsen. In HS- und MS-GIS haben sich für die Strommessung Rogowski-Spulen und für die Spannungsmessung kapazitiver Teiler als Messprinzipien auf dem Markt durchgesetzt. Die Kundenakzeptanz steigt.

Bei Siemens Energy sind die Sensoren in einer GIS-Gießharzdurchführung vergossen.

In diesem Vortrag werden die neuesten Entwicklungen vorgestellt, die den Anwendungsbereich der LPITs erweitern und die Inbetriebnahme erleichtern. Dies umfasst unter anderem:

- Funktionsprinzip Kleinsignalspannungs- und stromwandler in metallgekapselten Schaltanlagen.
- Vor- und Nachteile im Vergleich zu den konventionellen Wandlern.
- Genauigkeiten und physikalische Einflussfaktoren auf die Messunsicherheit ein.
- Schutztest mit analoger Sekundäreinspeisung.
- Interoperabilität, Stand der Normung der Anlagenschnittstelle.

Ein Schwerpunkt wird gelegt auf die Verrechnungszählung, den Stand der Zulassung und wie ein Hochspannungsmesswandler mit Niederspannung kalibriert werden kann.

2 Einführung und Roadmap

Konventionelle Messwandler im Vergleich zum LPIT



Konventioneller Messwandler



Low Power Instrument Transformer (LPIT)



1.10.2024

Grid Technologies 1
Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024

8DN8 145 kV

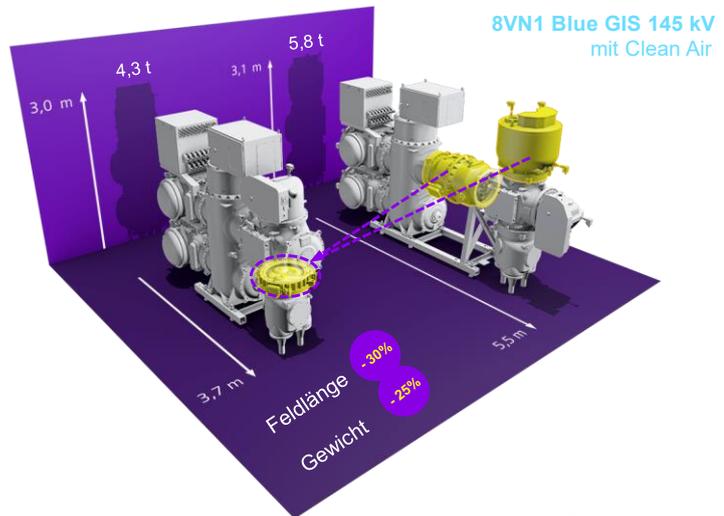
	konventioneller CT / VT	mit LPIT	
Feldlänge	4,1 m	3,5 m	-15%
Gewicht	4 t	3,2 t	-20%
SF ₆	90 kg	70 kg	-20%

8DN8 170 kV

	konventioneller CT / VT	mit LPIT	
Feldlänge	5,6 m	4,3 m	-25%
Gewicht	5,4 t	4 t	-25%
SF ₆	145 kg	110 kg	-25%

2023-Februar

Vorteile von LPITs im Vergleich zu konventionellen Messwandlern



Grid Technologies 3
Frei verwendbar © Siemens Energy, 2023

Der neue LPIT 420 kV für die 8VQ3 Clean Air GIS



LPIT (Low Power Instrument Transformer)

- Redundante Strom- und Spannungsmessung
- Kompatibel mit allen IEDs mit LPIT/LEA-Eingängen
- Klassengenauigkeit 0,2 mit Siemens IO240 und SEL-700MU

Konventionelle Messwandler

1.10.2024

Grid Technologies 4
 Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024

LPIT Roadmap



LPITs

8DN8-5
8VN1
8DN8-6 (Innenraum)

8DN8-5: 2025
8VM3: 2025
8VN1: 2026
8DN8-6: 2026
8VQ3: 2027 (Freiluft)

IEDs

SIPROTEC 4 MU
Integriertes System auf Basis von SIPROTEC4

SIPROTEC 5 MU
SIPROTEC 5 Protection and Control
IEDs mit Korrekturmechanismen für höchste Genauigkeit. Redundante Spannungsmessung mit SEL MU.

SEL MU
Keine Korrekturmechanismen für Steuerungs- und Schutzanwendungen erforderlich. Es können alle Relais mit LPIT/LEA-Eingängen verwendet werden.

Generation 0
2016

Generation 1
2019

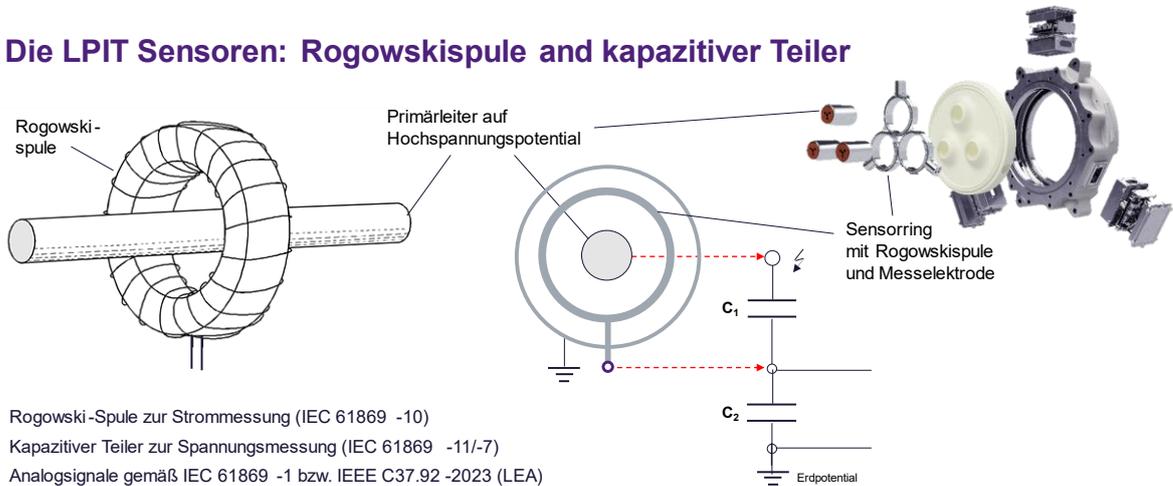
Generation 2
2025

1.10.2024

Grid Technologies 5
 Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024

2 Funktionsprinzip, Messgenauigkeit und Einflussfaktoren

Die LPIT Sensoren: Rogowskispule and kapazitiver Teiler



- Rogowski-Spule zur Strommessung (IEC 61869 -10)
- Kapazitiver Teiler zur Spannungsmessung (IEC 61869 -11/-7)
- Analogsignale gemäß IEC 61869 -1 bzw. IEEE C37.92 -2023 (LEA)
- Die LPITs von Siemens Energy nutzen zusätzliche Korrekturmechanismen für Übersprechen und Temperatur - abhängigkeit, die derzeit in IEC 61869 -7 und -8 genormt werden.

- ✓ Genormte Korrekturverfahren für Zählung
- ✓ Schutzgenauigkeit auch ohne Korrektur (Gen 2)

1.10.2024

Typische Übersetzungsverhältnisse

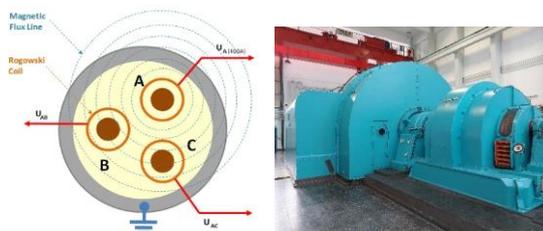
LPCT	LPVT (Spannungsteiler)	LPVT (Verschiebungsstrom)
130 bis 200 mV / kA	10.000:1 oder 100.000:1	10 µA/kV oder 1 µA/kV

Grid Technologies 6
Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024

Wandlerprüfungen im Herstellerlabor



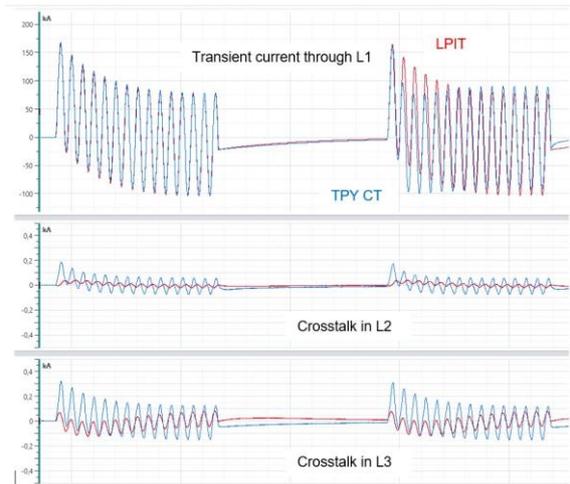
Kurzschlussversuche



Crosstalk-Unterdrückung

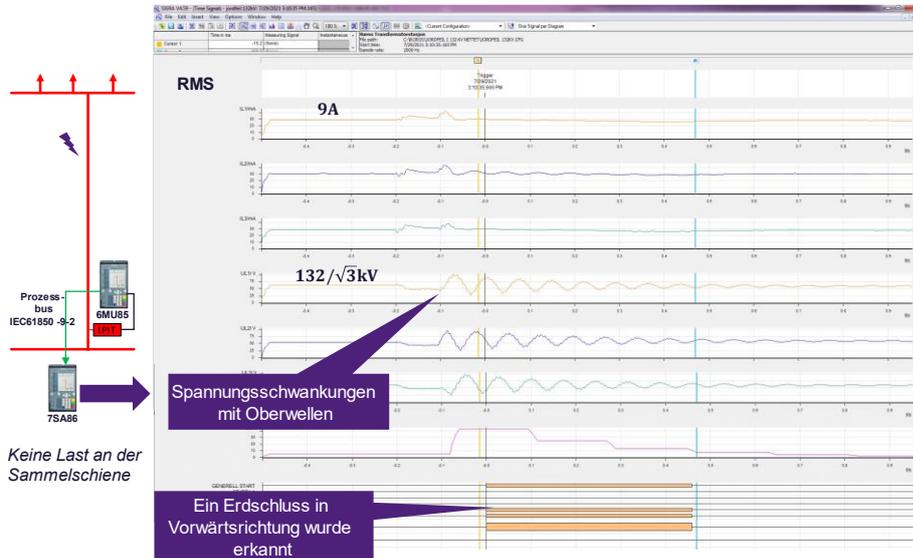
Quelle: Vortrag Peter Menke, Mark Kuschel (Siemens Energy)
Marcel Engel, Fred Oechsle (Netze BW) auf dem Hochspannungssymposium Stuttgart, 12.6.2024

Juni 2024



Grid Technologies 7
Frei verwendbar © Netze-BW und Siemens Energy, 2024

Praxisbeispiel: Erdfehler am 7.29.2021 in Norwegen



- Eine gerichtete empfindliche Erdschlussfassung (ANSI 67Ns) wird in nicht geerdeten Netzen verwendet.
- Der Erdfehler führte zu starken Spannungsschwankungen und einem hohen Anteil an harmonischen.
- Der Fehlerstrom war sehr klein, da keine Last an die Sammelschiene angeschlossen war.
- Der Kunde hat nicht erwartet, dass dieser Fehler überhaupt erkannt wird und sicher nicht mit konventionellen Wandlern.

Keine Last an der Sammelschiene

1.10.2024

Grid Technologies 8
Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024

Technische Daten

Allgemein	LPIT-145 (8DN8)	LPIT-145 (8VN1)	LPIT-170 (8DN8)	LPIT-420 (8VQ3)
Bemessungs-Isolationspegel	145 / 275 / 650 kV	145 / 275 / 650 kV	170 / 325 / 750 kV	420 / 650 / 1425 kV
Bemessungsfrequenz f_r	50 Hz / 60 Hz			
Thermischer Bemessungszeitstrom I_{th}	50 kA (3 s)	50 kA (3 s)	63 kA (3 s)	80 kA (3 s)
Temperaturbereich	-30°C / +55°C	-30°C / +55°C	-30°C / +55°C	-30°C / +55°C
Gewicht	100 kg	185 kg	185 kg	100 kg
Messung von Oberschwingungen bis	50. (WB1)	50. (WB1)	50. (WB1)	50. (WB1)
Verwendete Norm	IEC 61869	IEC 61869	IEC 61869	IEC 61869
LPCT				
Primärer Bemessungsstrom I_{pr}	200 A	200 A	200 A	200 A
Bemessungsgenauigkeitsklasse	15.75	15.75	20	31.5
Nennstrombereich	200 A bis 3150 A	200 A bis 3150 A	200 A bis 4000 A	200 A bis 6300 A
Faktor des erweiterten primären Bemessungsstromes K_{per}	0.2S / 5P250 / 2TPM	0.2S / 5P250 / 2TPM	0.2S / 5P315 / 2TPM	0.2S / 5P400 / 2TPM
Faktor des symmetrischen Bemessungs-kurzschlussstr. K_{ssc}	250	250	315	400
LPVT				
Bemessungs-Primärspannung U_{pr}	66 to 138 / $\sqrt{3}$ kV	66 to 138 / $\sqrt{3}$ kV	66 to 154 / $\sqrt{3}$ kV	up to 400 / $\sqrt{3}$ kV
Bemessungsgenauigkeitsklasse	0.2 P	0.2 P	0.2 P	0.2 P
Bemessungsspannungsfaktor F_V und zulässige Dauer	3 / 2000 h			

1.10.2024

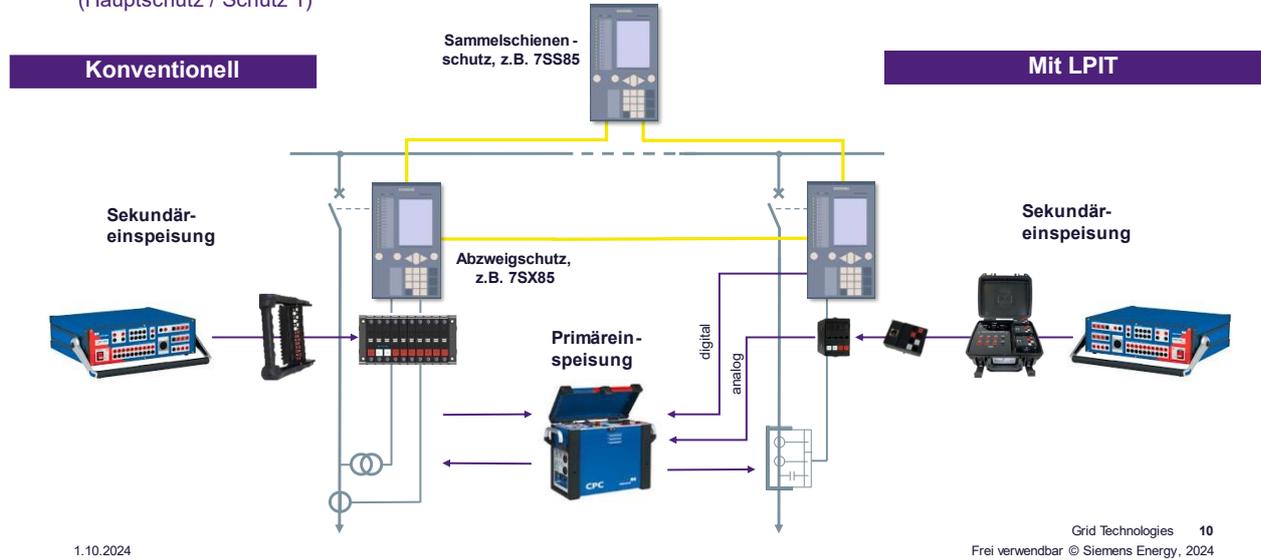
preliminary

- Ein Gerät für 50 Hz und 60 Hz
- Hochgenau auch bei Oberschwingungen. Abtastrate IO240: 16.000 Hz
- 0,2% Genauigkeit von 200 A bis zum max. thermischen Dauerstrom
- Genauigkeitsanforderungen für Schutz (Gesamtfehler und Momentanfehler) werden bis zu I_{th} erfüllt. (2TPM entspricht der konventionellen Klasse TPZ, jedoch mit einem Fehler von 2% statt 10%)
- Neue Genauigkeitsklasse für Mehrzweck-LPVTs (höhere Anforderungen im Vergleich zu 0,2 / 3P)
- Ausgezeichnetes Überspannungsverhalten; kein Freischalten bei Prüfungen notwendig.

3 Schutz und Test wie bei konventionellen Wandlern

Beispiel-Schutzkonzept mit SIPROTEC5 und Testmöglichkeiten mit Omicron und SecuControl (1/2)

(Hauptschutz / Schutz 1)

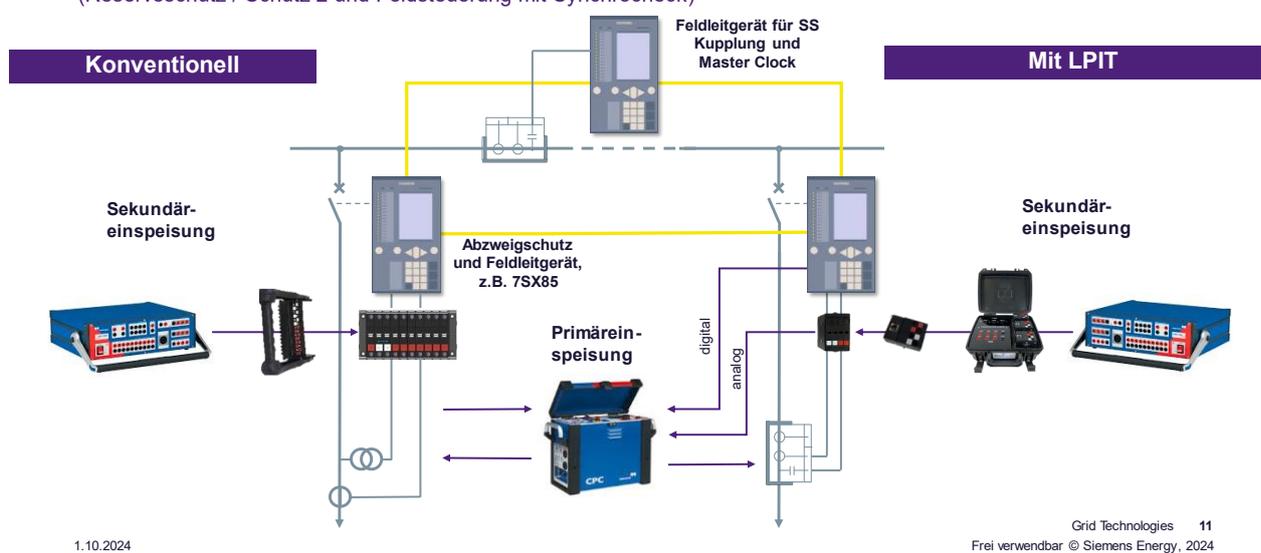


1.10.2024

Grid Technologies 10
 Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024

Beispiel-Schutzkonzept mit SIPROTEC5 und Testmöglichkeiten mit Omicron und SecuControl (2/2)

(Reserveschutz / Schutz 2 und Feldsteuerung mit Synchrocheck)

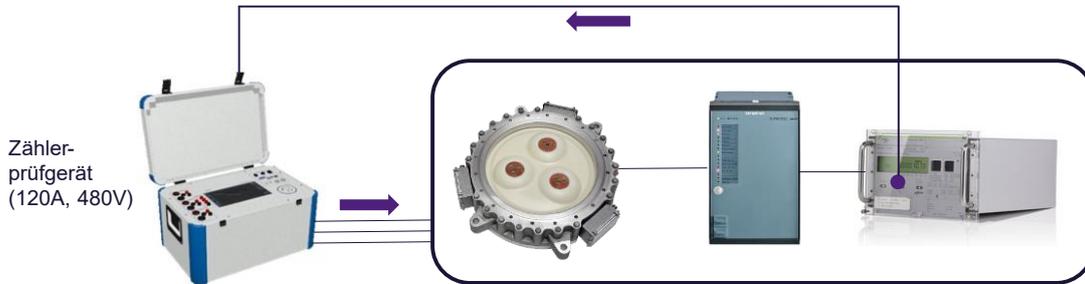


1.10.2024

Grid Technologies 11
 Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024

4 Verrechnungszählung

MID-Konformitätsprüfung nach DIN EN IEC 62052 -11 mit IEC/IEEE 61869-21 geplant für 2025



Direkt angeschlossener Stromzähler ("black box"- Anstanz)

DIN EN IEC 62052 -11

"Zähler, die für den Betrieb mit KleinsignalMesswandlern (LPIT, en: low power instrument transformer, entsprechend der Normenreihe IEC 61869) vorgesehen sind, dürfen ... auf ihre Übereinstimmung mit diesem Dokument und den relevanten Dokumenten der Reihe IEC 62053 geprüft werden, wenn sie zusammen mit ihren LPIT als direkt angeschlossene Zähler geprüft werden."

IEC/IEEE 61869 -21 zur Überprüfung der Messgenauigkeit von Messwandlern

"7.9 Direct accuracy test with lower test magnitudes...
 ... The deviation between the test results at rated current/voltage and the test results at the intended [lower] test points shall be added to the uncertainty of the ... accuracy test setup."

Vorteile

- Basiert auf dem bestehenden Zählerstandard
- Keine speziellen Prüfgeräte
- Komfortable Genauigkeitsprüfung vor Ort

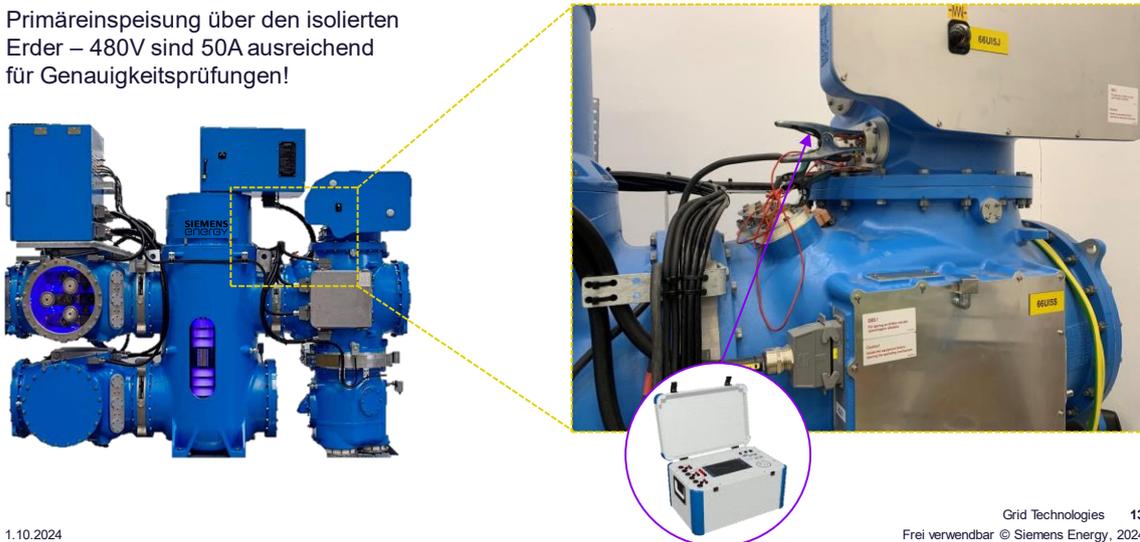
1.10.2024

Grid Technologies 12
 Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024

Vor-Ort-Genauigkeitsnachweis der gesamten Messkette in der Praxis



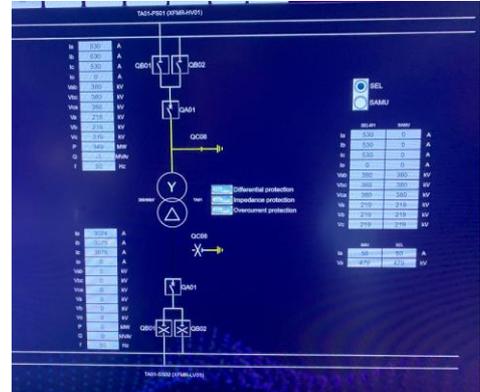
Primäreinspeisung über den isolierten Erder – 480V sind 50A ausreichend für Genauigkeitsprüfungen!



1.10.2024

Grid Technologies 13
 Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024

- 420kV LPIT
- SEL MU mit Prüfsteckleisten von SeuControl
- Siemens MU mit Prüfsteckleisten von Phoenix-Contact
- Primäreinspeisung und Genauigkeitstest mit einem Zählerprüfgerät von MTE



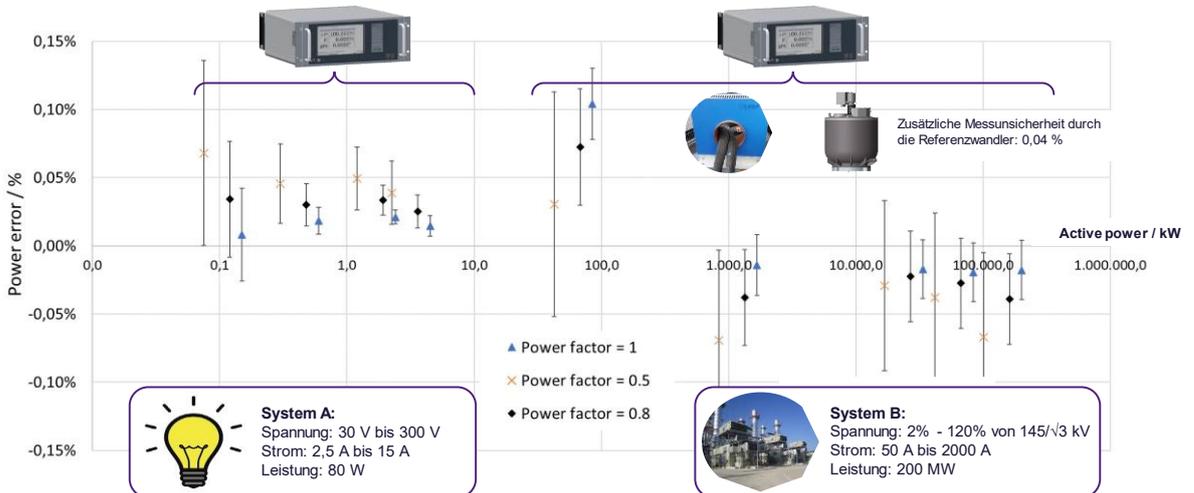
- Simulation eines Trafiefeldes mit original Schutz, Steuerung und HMI

1.10.2024

Grid Technologies 14
Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024

5 Linearitätsnachweis

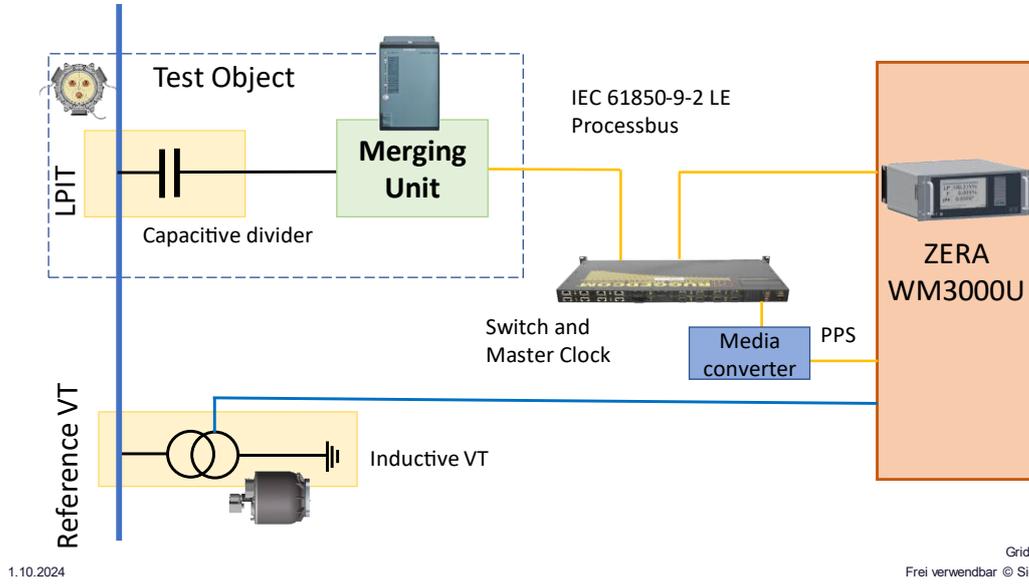
LPIT Linearitätsnachweis: Fehler der Leistungsmessung bei unterschiedlichen Lastpunkten



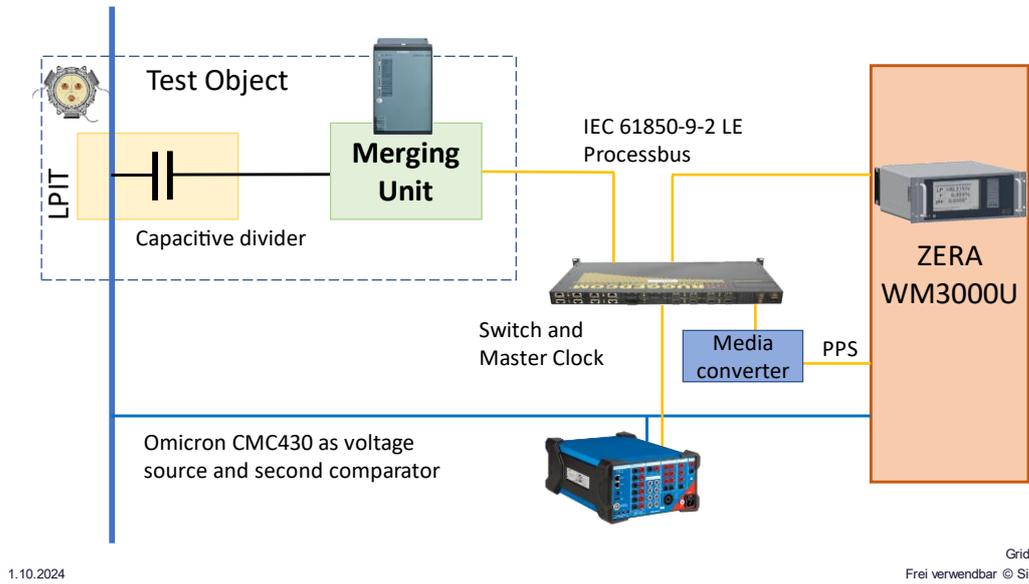
1.10.2024

Grid Technologies 15
Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024

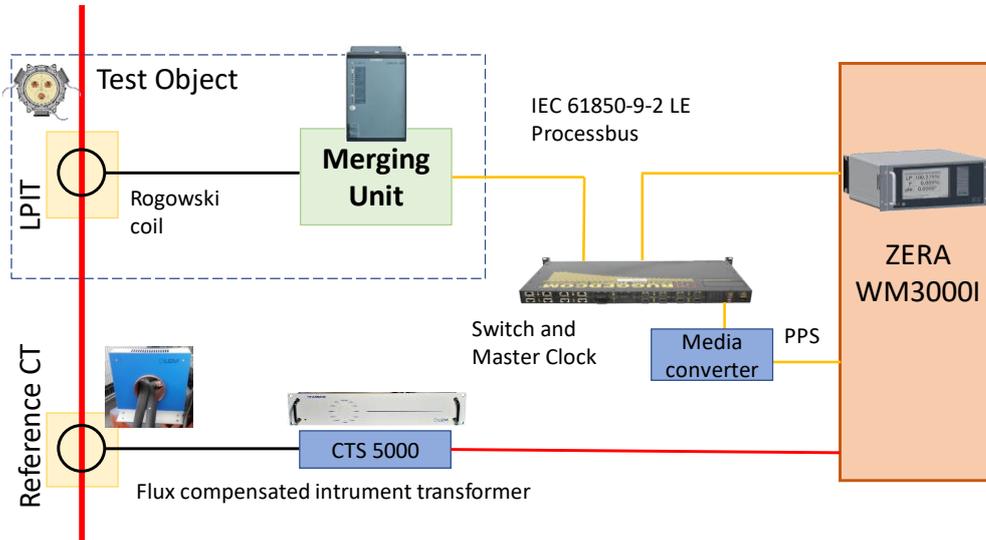
Genauigkeitstest im Hochspannungsbereich



Genauigkeitstest im Niederspannungsbereich



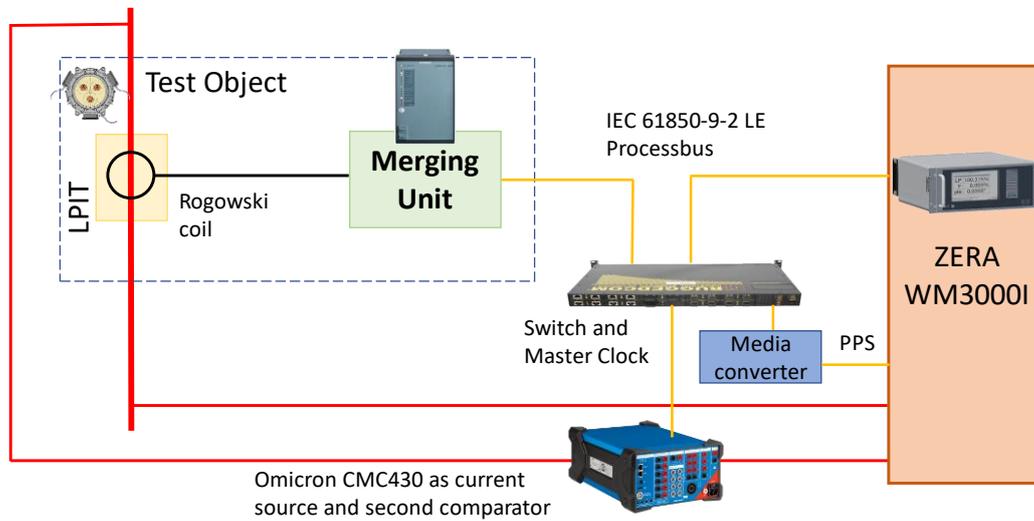
Genauigkeitstest für Ströme >15A



1.10.2024

Grid Technologies 18
 Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024

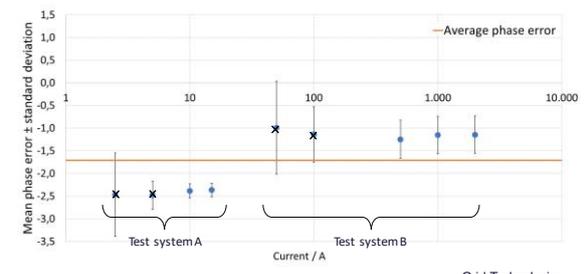
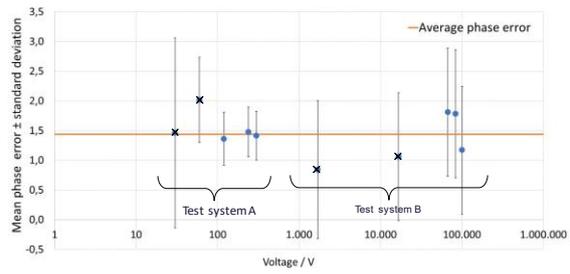
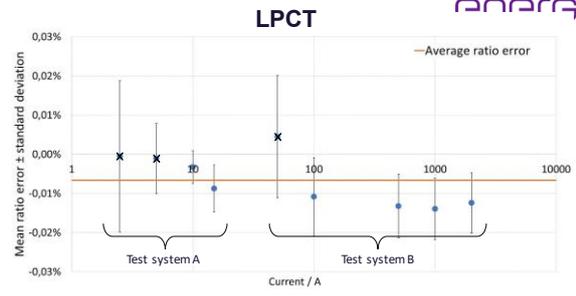
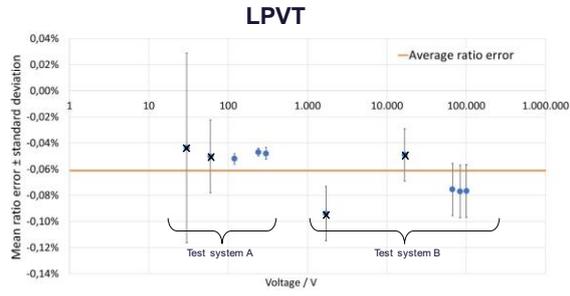
Genauigkeitstest für Ströme ≤15A



1.10.2024

Grid Technologies 19
 Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024

Ergebnisse im Einzelnen



1.10.2024

Grid Technologies 20
 Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024

FKH - Fachtagung

05. Dezember 2024

Erzeugung und Messung hoher Spannungen und Ströme

HVDC-Strommessung mit einem Nullflusswandler basierend auf dem Fluxgate-Prinzip

Dr.-Ing. Manfred Winkelkemper
Piffner Messwandler AG, Hirschthal

Funktion und beruflicher Werdegang

Abschluss Diplom-Ingenieur der Elektrotechnik mit Schwerpunkt Antriebstechnik an der Technischen Universität Berlin, DE, im Jahr 1998, anschliessende Tätigkeit bis 2003 als Assistent am Institut für Allgemeine Elektrotechnik und Promotion zum Dr.-Ing. im Jahr 2005.

Entwicklungsingenieur für Hochleistungsstromrichter am Forschungszentrum ABB, und bei Power Conversion ABB, Turgi, Schweiz, von 2005 bis 2016, anschliessend Entwicklungsleiter für aktive Filter bei Schaffner AG, Luterbach, Schweiz, von 2016 bis 2020. Seit 2020 Entwicklungsleiter für neue Sensortechnologien bei der Piffner Messwandler AG, Hirschthal, Schweiz

HVDC-Strommessung mit einem Nullflusswandler basierend auf dem Fluxgate-Prinzip

Manfred Winkelkemper
Piffner Messwandler AG, Hirschthal

Kurzfassung

Der Fluxgate-Nullfluss-Wandler ist in akademischen und industriellen Anwendungen weit verbreitet, um in Hochspannungsanwendungen DC-Ströme und auch AC-Ströme zu messen. Dieser Wandlertyp basiert isolationstechnisch auf den jahrzehntelangen Erfahrungen der ACCTs und ist im Vergleich zu anderen DC-Messmethoden am genauesten. Die Funktionsweise und der allgemeine Aufbau des DCCT ist in diesem Artikel beschrieben worden. Die theoretische Genauigkeit der Messmethode ist anhand der Übertragungsfunktion diskutiert und eine verbesserte Flussregelung ist vorgestellt worden. Die Anforderungen und Lösungen bezüglich des Arbeitsbereichs, der Fremdfelder und der Sättigung sind beschrieben worden. Die technische Weiterentwicklung von rein analogen Ausführungen hin zu digitalen DCCT ist eine logische Konsequenz der fortschreitenden Digitalisierung der Energieübertragung und -verteilung.

1 Einführung

In der elektrischen Energieübertragung werden vermehrt Gleichstromsysteme verwendet. Derzeit wird in HGÜ-Systeme (Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung) investiert, um die Offshore-Stromerzeugung an das Netz anzuschließen und um Strom über große Entfernungen zu übertragen. Es werden Spannungen bis ± 1100 kV angelegt [1]. Eine weitere breite Anwendung von Gleichstrom ist der Bahnsektor, in dem Gleichspannungen von 0,6/0,75/1,5/3 kV standardisiert sind und die zugehörigen Ströme gemessen werden müssen [2]. Die weiteren Anwendungsbereiche von großen Gleichströmen sind Metallschmelzanlagen, Elektrolyseanlagen und große physikalische Forschungslabore.

Mit der flächendeckenden Einführung von erneuerbaren Energien (EE) wird das Wechselstromnetz nicht nur durch Oberschwingungen, sondern auch durch Gleichstromanteile beeinflusst. Dieser Gleichstromanteil kann Transformatoren in die Sättigung treiben und die Ausfallsicherheit von Stromversorgungssystemen gefährden. Dementsprechend müssen Gleichströme auch in Wechselstromsystemen gemessen und überwacht werden [3],[18].

In diesem Vortrag wird der Fluxgate-Nullfluss-Wandler vorgestellt, der sich für Gleich- und Wechselstrommessungen in Hochspannungsanwendungen hervorragend eignet. Das Wirkprinzip und die Genauigkeit werden ausführlich beschrieben. Auf die Betriebsbereiche und -bedingungen einschliesslich Überstrom und Fremdfelder wird tiefer eingegangen.

2 Der Fluxgate-Nullfluss-Wandler

Für die Gleichstrommessung in der Mittel- und Hochspannungstechnik sind mehrere Methoden bekannt, die gängigen sind Shunt-Messung, Hall-Effekt Sensor, optische Messung und der sogenannte Fluxgate-Sensor. Alle DC-Messwandler bzw. -sensoren erfor-

den Elektronik und sie werden in der Norm IEC 61869 als "Low Power Instrument Transformer" (LPIT) bezeichnet. Der Fluxgate-Nullfluss-Wandler ist eine interessante Lösung, weil erstens dieselbe Transformator-Technologie und dieselbe Isolation wie beim AC-Stromwandler (ACCT) verwendet wird, weil zweitens die erforderliche Elektronik außerhalb des CTs angeordnet ist und weil drittens die Genauigkeit allen anderen Verfahren überlegen ist.

Bekanntermassen wird in einem Transformator die Energie bzw. die Information durch eine Flussänderung übertragen. Das Grundprinzip der DC-Messung mit einem Transformator besteht darin, eine periodische Änderung der Induktivität durch eine sogenannte Erregerschaltung zu erzwingen. Dadurch ergibt sich eine Flussänderung auch bei konstantem Primärstrom:

$$\frac{d}{dt}\Phi = \frac{d}{dt}(L(t) \cdot I_p) \neq 0 \quad (1)$$

Fluxgate-Sensoren ohne Flusskompensation sind seit etwa hundert Jahren bekannt [4, 5] und wurden zunächst zur vektoriellen Bestimmung sehr kleiner stationärer Magnetfelder wie des terrestrischen und lunaren Magnetfeldes eingesetzt [6]. Abbildung 1 zeigt eine Ausführung eines "Fluxgate-Magnetometers" ("Förstersonde") mit zwei weichmagnetischen Spulenkernen, die periodisch in die Sättigung getrieben werden. Die Kerne sind von zwei gegensinnigen Empfängerspulen umwickelt, sodass sich die induzierten Spannungen in beiden Spulen nicht mehr aufheben, sobald ein magnetisches Gleichfeld das Erregerfeld überlagert. Durch eine entsprechende Auslegung kann eine extrem hohe Sensitivität bis in den Bereich von Pikotesla erreicht werden.

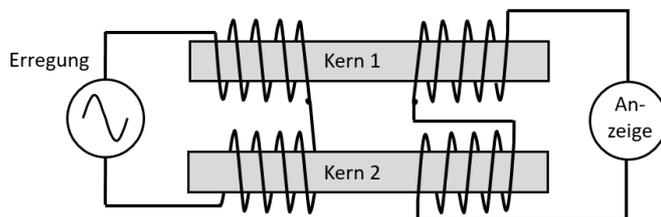


Abbildung 1: Fluxgate Magnetometer, auch Förstersonde genannt

Bei der Anwendung als Stromwandler in der Hochspannungstechnik handelt es sich immer um "Fluxgate-Nullfluss-Wandler", also um einen Wandler mit Flusskompensation, in dem der Gleichfluss mittels des Fluxgate-Prinzips bestimmt wird. Dieser Wandlertyp ist in akademischen und industriellen Anwendungen weit verbreitet [7]-[12]. Eine frühe Anwendung mit Flussmittelkompensation wurde bereits 1935 beschrieben [4]. In diesem Artikel soll für diesen Wandler die Abkürzung "DCCT" für "DC Current Transformer" verwendet werden.

3 Aufbau des DCCT

Ein gängiger Aufbau des Fluxgate-Sensors mit Flusskompensation ist in Abbildung 2 dargestellt. Der DCCT ist genauso wie ein ACCT praktisch immer ringförmig ausgeführt. Der Gleichstromstrom wird durch die Spulen DC1 und DC2 bestimmt und die Wechselstromkomponente wird durch die Wechselstromspule AC bestimmt. Der Fluss wird durch die Kompensationsspannungsquelle U_s und die Kompensationswicklung N_s kompensiert. Der Sensor wirkt ohne aktive Kompensation wie ein gewöhnlicher passiver Stromwandler, mit der Kompensationswicklung als Sekundärwicklung. Dieser Effekt ermöglicht die

Messung von Primärstromfrequenzen, die höher sind als die Bandbreite der aktiven Flusskompensation.

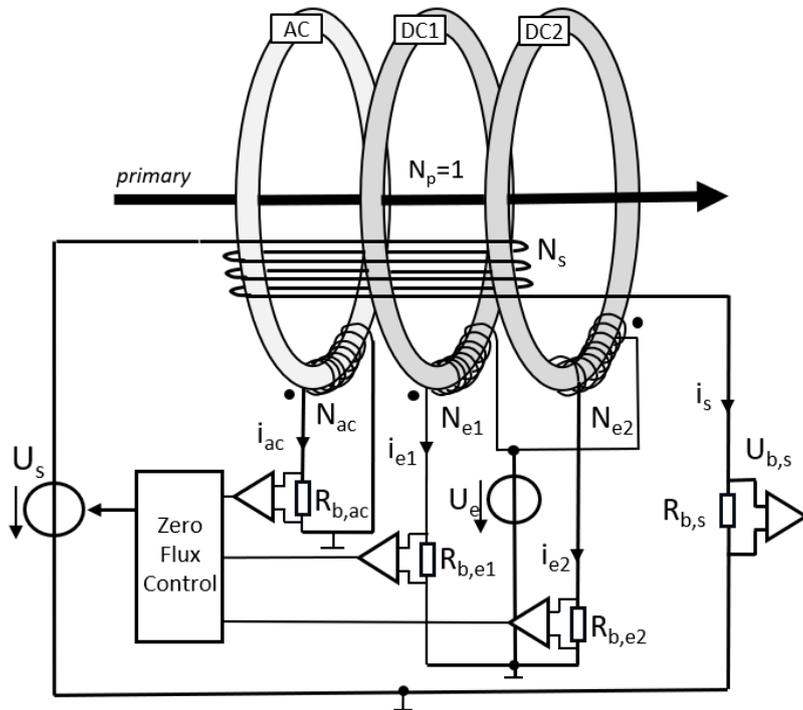


Abbildung 2: Aufbau des Fluxgate-Nullfluss-Wandlers

Die vereinfachte Ersatzschaltung des Stromwandlers ist in Abbildung 3 dargestellt. Bei einer gegebenen Frequenz eines Primärstroms i_P stellt der Magnetisierungsstrom i_m den Fehler im Sekundärstrom i_S dar, da $i_S = i_P' - i_m$ ist. Der Fehler nimmt mit abnehmender Frequenz zu und liegt bei DC bei 100%. Das Hinzufügen einer Spannungsquelle zur Sekundärseite ermöglicht eine Flusskompensation. Die ideale Flusskompensation hält die Magnetisierung zu jeder Zeit auf null und stellt sicher, dass es keinen Magnetisierungsstrom gibt und deshalb i_P durch i_S immer korrekt dargestellt ist.

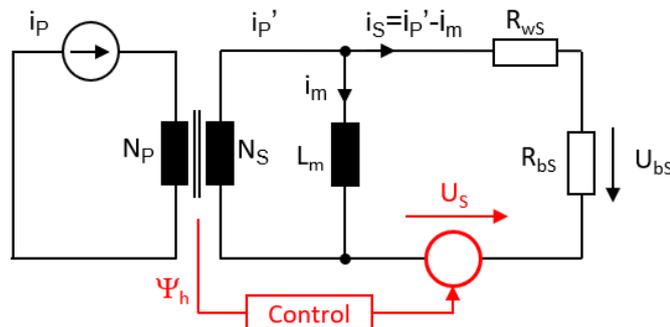


Abbildung 3: Vereinfachtes Ersatzschaltbild des Nullflusswandlers mit aktiv geregelter Kompensationsspannungsquelle U_S

Eine Erregerschaltung gibt eine rechteckförmige Wechselspannung U_e aus, die die Kerne DC1 und DC2 symmetrisch in die Sättigung treibt. Die Erregerströme werden als Spannungen U_{b1} und U_{b2} an den Bürden R_{b1} und R_{b2} gemessen. Durch einen DC-Primärstrom wird dem Erregerfluss ein Gleichfluss überlagert, der eine unsymmetrische Sättigung und damit unsymmetrische Erregerströme verursacht (Abbildung 4).

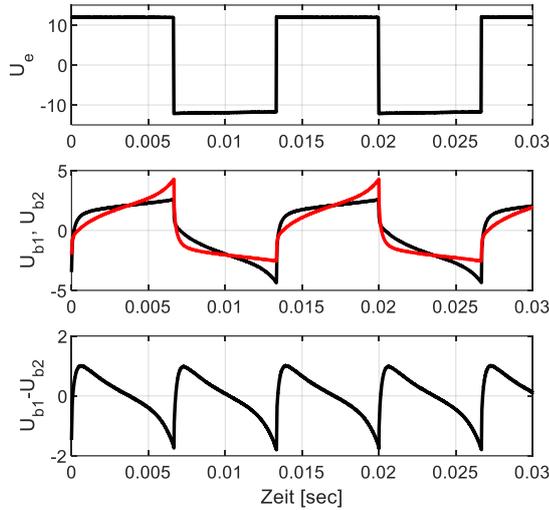


Abbildung 4: Erregung bei Betrieb mit unkompensiertem Gleichfluss; oben: Erregerspannung U_e ; mittig: Verlauf U_{b1} (rot) und U_{b2} (schwarz); unten: Differenz $U_{b1}-U_{b2}$

Das Maß für den Primärstrom ist die Differenz zwischen den Minima und Maxima der Erregerströme. Alternativ werden die geraden Harmonischen der Erregerströme bestimmt. Die Unsymmetrie steigt mit steigenden Primärströmen an, bis der Kern erst einseitig und dann beidseitig in die vollständige Sättigung geht und die Erregerspannung vollständig an der Bürde abfällt. Bei beidseitiger Sättigung wird die Unsymmetrie wieder zu Null (Abbildung 5).

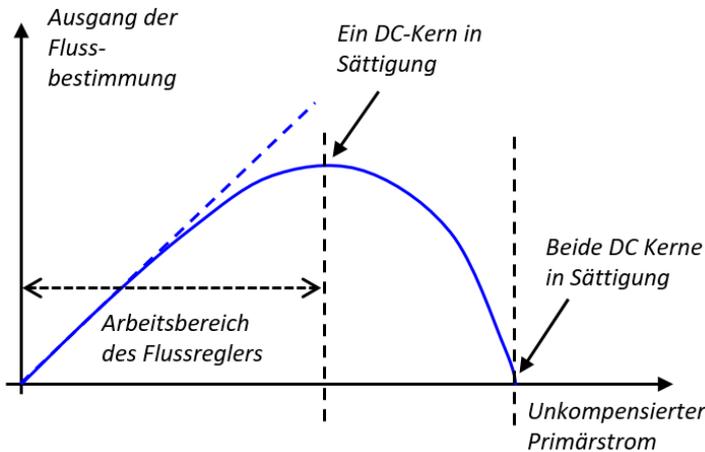


Abbildung 5: Verlauf der Ausgangsgröße der Flussbestimmung als Funktion des unkompensierten Primärstromes

Die einzelne Erregerwicklung und die Sekundärwicklung bilden einen Spannungstransformator, der die Erregerspannung in den Sekundärkreis einkoppelt. Um das zu verhindern, werden typischerweise zwei gegensinnige Erregerwindungen verwendet (hier: DC1 und DC2). Die Erregerfelder heben sich damit weitestgehend auf. Es gibt verschiedene Ausführungen der Erregerschaltung, sie umfassen die Parallel- und Reihenschaltung der Erregerwicklungen, das Erregersignal (Sinus, Dreieck, Rechteck), die Anzahl der Spulen und Materialien [5],[9],[17],[18]. Der vorgeschlagene Aufbau ist aus Sicht der Auslegung und der Herstellung der robusteste und einfachste.

Die maximale Aktualisierungsrate der Flussbestimmung nach den oben genannten Methoden beträgt nur das Doppelte der Erregerfrequenz f_e . Das führt zu einer sehr geringen Bandbreite des Flussreglers von wenigen 10 Hz, da die Erregerfrequenz bei grossen Spulenabmessungen von 400 bis 800 mm Durchmesser typischerweise <100 Hz beträgt. Ein kontinuierlicher Vergleich der Erregerströme ist nicht möglich, denn die Hysterese bewirkt, dass deren Differenz innerhalb einer halben Erregerperiode das Vorzeichen wechselt (siehe Abbildung 4, unten).

Zur Erhöhung der Bandbreite des Flussreglers wird die AC-Spule zur Wechselstromermittlung hinzugefügt. Sie nimmt die Spannung über die Sekundärwicklung mit Hilfe eines hochohmigen Lastwiderstands $R_{b,ac}$ auf. Ihr Ausgang wird am Eingang des Flussausgleichsreglers zum Gleichfluss addiert. Der Strom i_{ac} ist in Bezug auf i_s ein Fehlerstrom, daher muss der Widerstand $R_{b,ac}$ gross sein.

Die Flusskompensation erfolgt mit einer AB-Gegentaktendstufe, die den Strom durch die Sekundärwicklung treibt. Die Sekundärwicklung wird in verschiedenen Anwendungen immer auf den gleichen Sekundärstrom ausgelegt, z.B. auf $i_{s,n}=1A$, so dass durch Anpassung der Windungszahl N_s dieselbe Elektronik für alle Anwendungen von wenigen 100 A bis 20 kA und höher verwendet werden kann. Die Bemessungsgrenze ist durch die verfügbare maximale Kompensationsspannung und das Kupfergewicht der Wicklung gegeben. Für eine gegebene Übersetzung gilt: Je höher die Spannung, desto grösser der zulässige Wicklungswiderstand, desto dünner der Draht und desto geringer das Kupfergewicht und die Kosten. Innerhalb dieser Bemessungsgrenze kann die Anpassung an die Anwendung ausschliesslich durch die Windungszahl N_s angepasst werden (Abbildung 6).

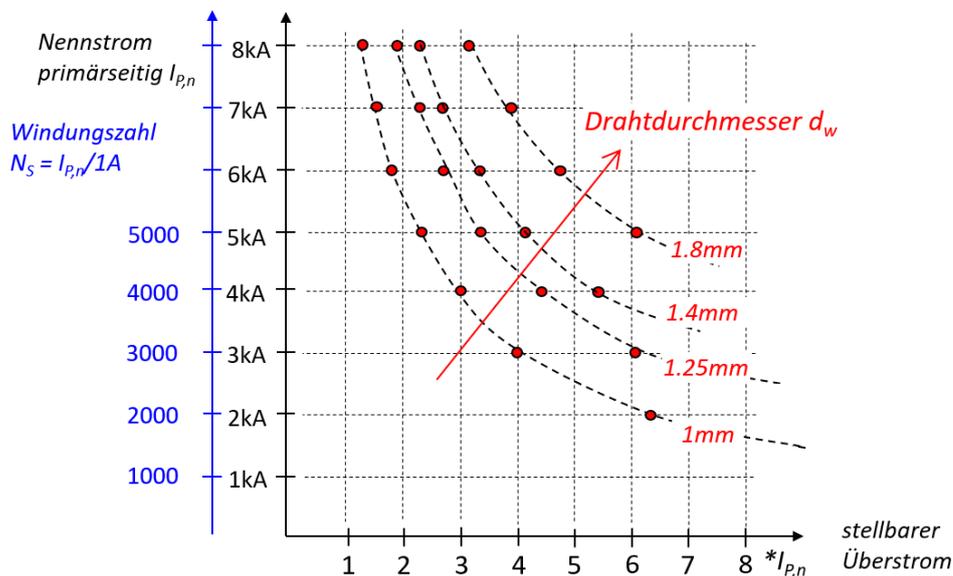


Abbildung 6: Anpassung des Nennstromes und des stellbaren Überstrombereiches durch die Windungszahl N_s und den Drahtdurchmesser d_w

4 Genauigkeit der Strommessung

Die Genauigkeit des Messprinzips kann durch die Übertragungsfunktion des Wandlers bestimmt werden. Das Strukturdiagramm des geregelten Wandlers ist in Abbildung 7 dargestellt. Die natürliche Strecke wird durch den passiv wirkenden CT gebildet. Zwei sepa-

rate PI-Regler $G_{dc}(s)$ und $G_{ac}(s)$ werden für die DC- bzw. die AC-Strecke angewendet. Die Open-Loop-Übertragungsfunktion des gesamten Wandlers lautet

$$H(s) = \frac{N_S \cdot i_S}{i_m} = \frac{N_S \mu_0 A_m}{l_m} \cdot \left(\frac{N_S s}{R_{tS}} + \frac{N_{ac} K_{ac} G_{ac}(s) s}{R_{tS}} + \frac{N_S K_{dc} G_{dc}(s)}{R_{tS}} \right) \quad (2)$$

mit dem Gesamtsekundärwiderstand R_{tS} , der Permeabilität μ_0 , der magnetischen Fläche A_m , der magnetischen Länge l_m , der Verstärkungen der Flussbestimmung K_{dc} und K_{ac} , dem DC-Regler $G_{dc}(s)$ und dem AC-Regler $G_{ac}(s)$. K_{dc} ist eine nichtlineare Funktion des Flusses, aber sie ist in der Nähe des Betriebspunktes linear.

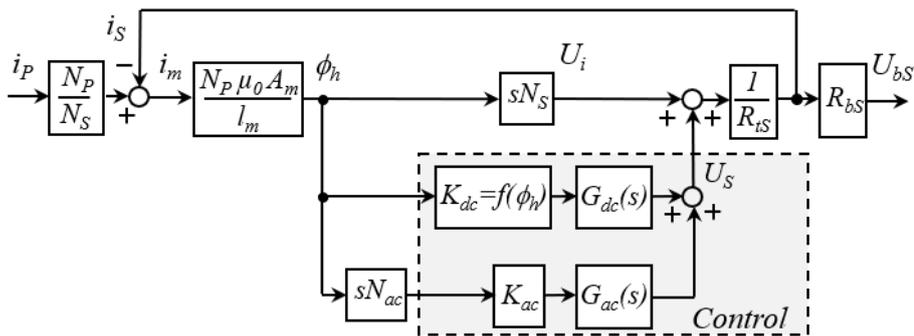


Abbildung 7: Strukturdiagramm des konventionell geregelten Fluxgate-Nullfluss-Wandlers

Anhand der Übertragungsfunktion des offenen Kreises in Abbildung 8 kann unmittelbar auf den stationären Fehler geschlossen werden. Dieser beträgt $1/V$ mit V =Verstärkung des offenen Kreises für eine gegebene Frequenz. Es ist ersichtlich, dass die grössten Fehler knapp oberhalb der Bandbreite des Gleichflussreglers entstehen, also gerade im interessierenden Bereich von 16.7 Hz, 50 Hz und 60 Hz. Die ausführliche Herleitung der Fehlerfunktion ist in [15] beschrieben. Die AC-Reglung bewirkt eine Anhebung der realen CT-Übertragungsfunktion und damit eine Verringerung des Fehlers, allerdings ist die mögliche Anhebung beschränkt, weil sie auf Kosten der Stabilität geht.

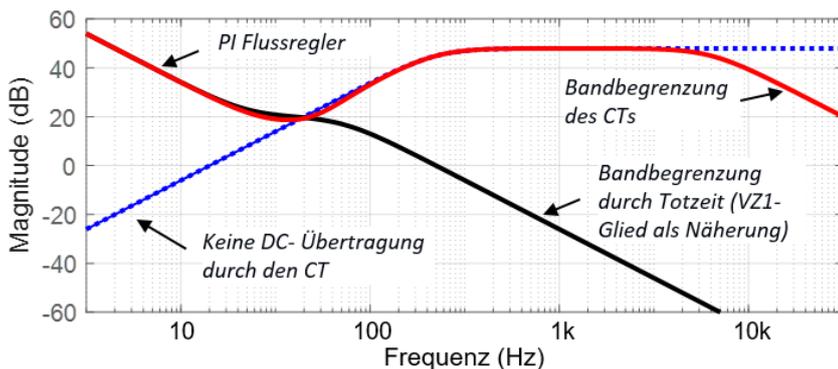


Abbildung 8: Betragsfunktion des offeneren Kreises nach Gleichung (2); rot: Gesamtfunktion; blau: CT-Übertragungsfunktion (ideal); schwarz: PI-Flussregler (Totzeit der Abtastung ersetzt durch ein VZ1-Glied)

In der verbesserten Regelung wird der AC-Regler durch eine einfache Vorsteuerung ersetzt. Die AC-Wicklung entfällt, wobei der AC-Kern als sättigungsfreier Kern für die Sekundärwicklung beibehalten wird. Vorgesteuert wird die gemessene Sekundärausgangsspannung U_{bS} , multipliziert mit dem Faktor R_{tS}/R_{bS} , der dem Verhältnis zwischen dem Gesamtsekundärwiderstand und dem Lastwiderstand entspricht (Abbildung 9).

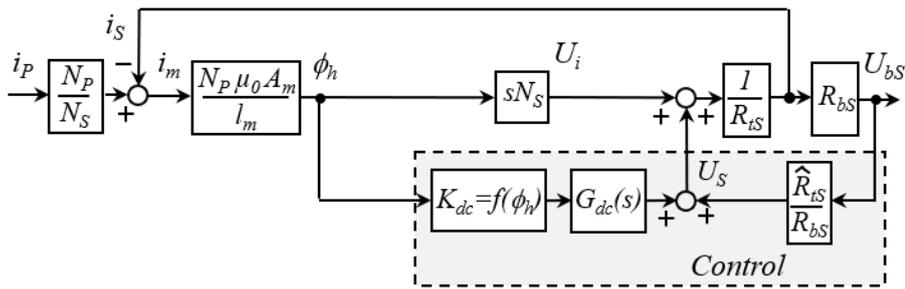


Abbildung 9: Strukturdiagramm der verbesserten Regelung, nach [17]

Dieses Prinzip funktioniert, da eine Änderung des Primärstroms im ersten Moment nur eine Änderung von $i_S(t)$ und $U_{bS}(t)$ bewirkt, während der Fluss unverändert bleibt. Die Vorsteuerung ist dem AC-Regler überlegen, weil die Vorsteuerung wirkt, bevor die Flussabweichung auftritt, während der AC-Regler die Flussabweichung benötigt, um einen Ausgang zu erzeugen. Diese verbesserte Regelung ist ebenfalls in [15] ausführlich beschrieben.

Zusätzliche stationäre Fehler werden hauptsächlich durch Fehler in den Bauelementen der Signalverarbeitung verursacht. Jeder Teil der Elektronik, also Erregung, Vorsteuerung und Kompensation kann einen Offset und einen Verstärkungsfehler haben, die deutlich von der Temperatur abhängen. Besonders stark fällt die Temperaturabhängigkeit der Bürde ins Gewicht, die typischerweise 50ppm/K und mehr beträgt [16]. Es ist also schon aufgrund der Bürde praktisch nicht möglich, ohne aktive Temperaturkompensation eine Klasse von 0.1 über den gesamten Temperaturbereich von -50°C ... $+50^\circ\text{C}$ zu erreichen. Hinzu kommt der Fehler der Signalnachverarbeitung, die kundenseitig benötigt wird, um das Messsignal an der Bürde in ein gewünschtes Strom- bzw. Spannungssignal zu wandeln.

Ein weiterer Aspekt, der sich auf die Genauigkeit auswirkt, ist der Messbereich. Allgemein hat sich durchgesetzt, dass der Kompensationsbereich eines DCCT ungefähr 300% des Nennstromes beträgt und der Messbereich bis 600% [10] (Abbildung 10). Für eine gegebene Messkette wirken sich also der Offset, der Verstärkungsfehler und der Signal-Rausch-Abstand (SNR) sechsfach schlechter aus, als wenn nur der Bereich bis 100% Nennstrom gemessen würde. Eine Abhilfe stellt die Bereichsumschaltung dar, in unserem Fall würden drei Messkanäle für die Bereiche 0...20%, 0...125% und 0...600% gewählt. Diese Einteilung entspricht sehr gut der Definition der Klassen.

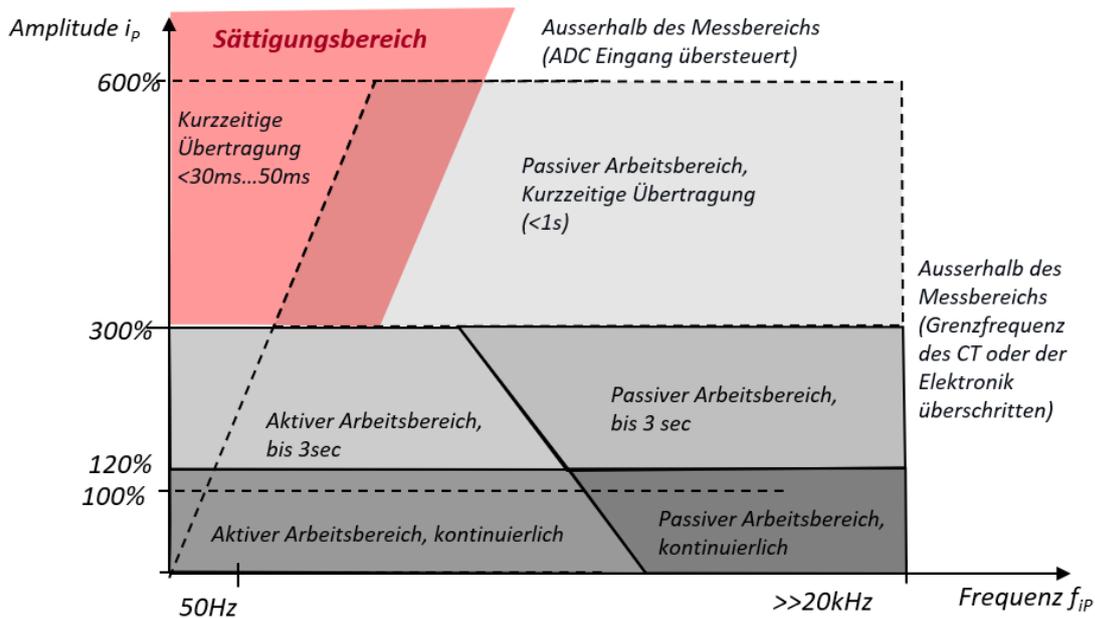


Abbildung 10: Arbeitsbereiche des DCCT mit 300% Kompensationsbereich und 600% Messbereich

5 Schutz gegen Fremdfelder

Fremdfelder durch benachbarte stromführende Leiter führen in einigen Teilen der Spulen zu einer höheren Flussdichte. Messungen ergaben, dass ein Fremdfeld zu einer Erhöhung der Erreger-Bürdenspannungen U_{b1} und U_{b2} führt (Abbildung 11, oben). Es führt jedoch nicht zu einem falschen Ergebnis bei der Flussbestimmung und somit zu keiner falschen Strommessung, da sich der Effekt in dem Algorithmus der Flussbestimmung aufhebt. Somit ist ein Kriterium zur Auswahl der Schirmung, dass die Erregerströme nicht zu gross werden, indem Teile der Kerne zu tief in die Sättigung gehen. Man kann die partielle Sättigung bei gegebenem Fremdfeld verringern, indem die magnetische Fläche der Erregerkerne vergrössert wird. Bei grösseren Fremdfeldern, wie sie z.B. durch unmittelbar benachbarte Leitungen entstehen, wird das Fremdfeld durch eine magnetische Schirmung abgeschwächt.

In konventionell geregelten DCCTs führt die Teilsättigung zu einem verstärkten Übersprechen in die AC-Messung (Abbildung 11, unten), wodurch es zu einer fehlerhaften Kompensation kommt. Wird anstelle der AC-Messung die Vorsteuerung verwendet, dann verbessert das die Robustheit des Sensors gegenüber externen Magnetfeldern erheblich, weil dieser Effekt keine Rolle spielt. Bei konventionell geregelten DCCTs müssen deshalb erheblich größere Anstrengungen bei der internen Abschirmung unternommen werden [5],[8]-[10], um Übersprechen von der Erregung auf die Wechselspannung und die Sekundärstrommessung zu vermeiden.

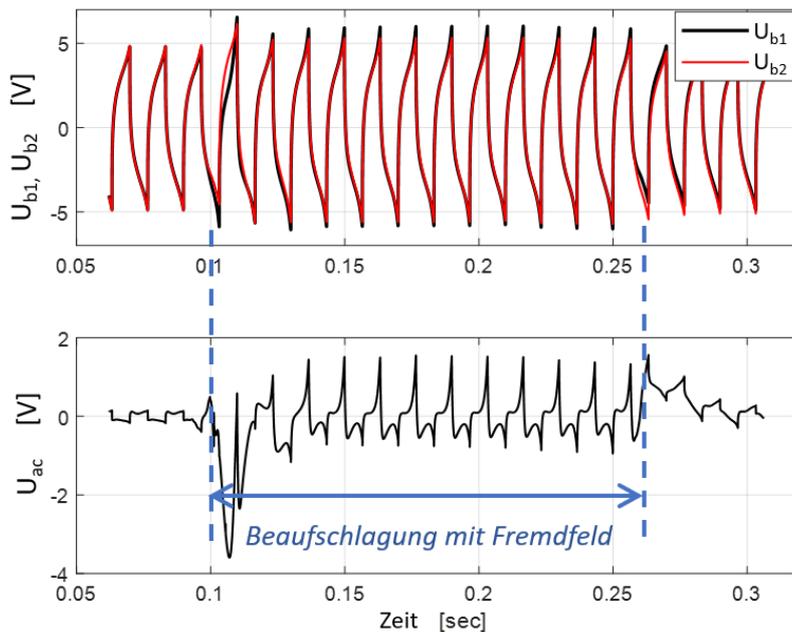


Abbildung 11: Wirkung eines Fremdfeldes auf die Erregerspannungen U_{b1} , U_{b2} (oben) und die AC-Spannung U_{ac} in der konventionellen Flussregelung (unten)

Der Einfluss von Fremdfeldern wird beim DCCT ausschliesslich mit einem Magnetschirm abgeschwächt, da die Verwendung von Ausgleichswicklungen bei DC-Strömen keine Wirkung hat. Der innere und äussere Ring des Schirmes ist jeweils aus Bändern aus Mu-Metall gefertigt. Die Seitenteile sind aus fertigungstechnischen Gründen auf magnetischem Stahl geschnitten. Diese weisen zwar eine schlechtere Schirmwirkung auf, allerdings ist das aus geometrischen Gründen ausreichend. Aus den oben erläuterten Gründen ist die benötigte Schirmwirkung bei der konventionell geregelten DCCTs deutlich höher als bei der neuen Regelung mit Vorsteuerung. Aufgrund der komplexen Wechselwirkung zwischen Fremdfeld und aktiver Flusskompensation wird der benötigte Schirm anhand empirischer Messungen bestimmt und nicht durch Simulation bzw. Berechnung. Das Mass für die Schirmung des JK-NF von der Pfiffner Messwandler AG ist, dass ein benachbarter Leiter, der mit Nennstrom beaufschlagt ist und vom Primärleiter den Abstand des doppelten Radius des DCCTs hat, keinen Einfluss auf die Klassengenauigkeit hat.

6 Sättigung und aktive Entsättigung

Der DCCT wird gesättigt, wenn der Fluss nicht kompensiert werden kann, d.h. wenn der Primärstrom grösser als 300% des Nennstroms ist oder wenn der Wandler ausgeschaltet ist. Die Zeitspanne bis zur vollständigen Sättigung hängt bei gegebenem Überstrom von der magnetischen Fläche des AC-Kernes ab. Man beachte, dass der AC-Kern auch beibehalten wird, wenn die AC-Flussregelung durch die Vorsteuerung ersetzt wurde. Anwender fordern typischerweise einen Verzug der Sättigung von 30 ms...50 ms.

Im Fall der Sättigung muss der Kern aktiv entsättigt werden und zwar in beiden Fällen, d.h. nach einem Überstrom und auch nach Einschalten im gesättigten Zustand. Die Flussbestimmung liefert keinen Anhaltspunkt, wie hoch der DC-Primärstrom ist und welche Richtung er hat (siehe Abbildung 5). Alle Entmagnetisierungsmethoden sind deshalb "Probierversahren", bei denen auf Verdacht eine Kompensationsspannung angelegt wird. Eine häufige Spannungsform ist ein Dreieck, das den positiven und negativen Kompen-

sationsbereich durchläuft, bis der Kern entmagnetisiert ist. Die Schwierigkeit besteht darin, vom Probiervorgang, das als Vorsteuerung funktioniert, auf den Betrieb mit geschlossener Flussregelung umzuschalten. Wichtig ist, sich zu vergegenwärtigen, dass die Entmagnetisierung mindestens so lange dauert, wie die Magnetisierung. Wenn also der Kunde fordert, dass die Sättigung bei z.B. 8-fachem Überstrom erst nach >50 ms eintritt, dann kann die Entmagnetisierung mit z.B. 200% der Nennsekundärspannung als Kompensation nicht schneller als in $8/2 \cdot 50 \text{ ms} = 200 \text{ ms}$ erfolgen zuzüglich der Zeit, die das "Probieren" und der Übergang auf den geregelten Betrieb erfordert. Abbildung 12 zeigt einen Sättigungsvorgang eines 4-kA-DCCT von etwa 50 ms und Abbildung 13 einen Entsättigungsvorgang von etwa 450 ms.

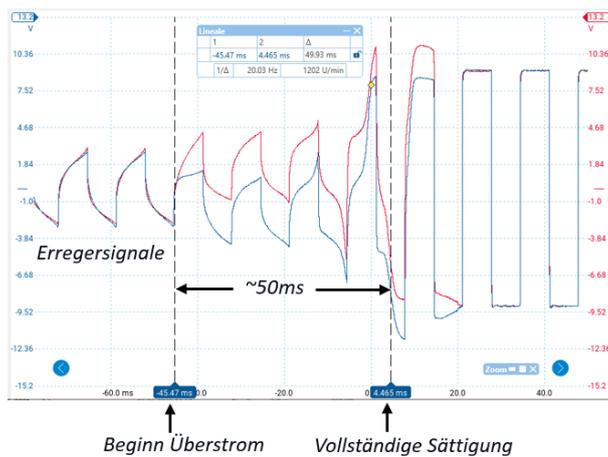


Abbildung 12: Vorgang der Sättigung bei nicht kompensierbarem Überstrom

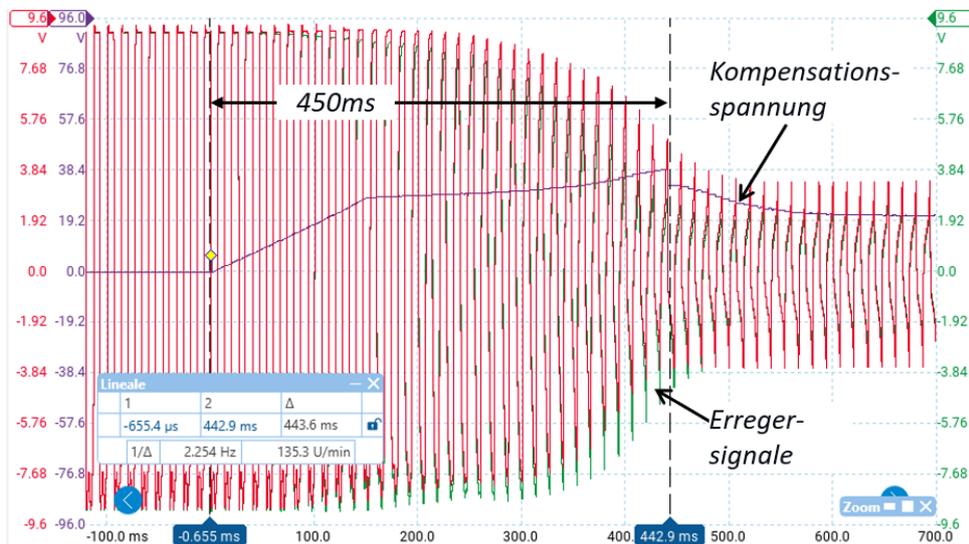


Abbildung 13: Vorgang der aktiven Entsättigung bei Einschalten eines gesättigten Wandlers

7 Analoge und digitale Ausführungen des DCCT

Die klassische Ausführung des DCCT ist vollständig analog. Für eine definierte Flussregelstrecke mit einem verlässlichen Abgleich ist die Bürde im Normalfall ein Teil der DCCT Elektronik. Das über der Bürde gemessene Signal U_{BS} wird kundenspezifisch verarbeitet und als Spannungs- oder Stromsignal ausgegeben. Übliche Amplituden sind +/-10 V und 20 mA bis wenige 100 mA. Aufgrund der Störanfälligkeit dieser Ausgangssignale ist die

Elektronik im Steuerraum nahe den Empfangsgeräten des untergebracht, so dass zwischen dem CT und der Elektronik Abstände bis zu 300 m überbrückt werden müssen.

In jüngerer Zeit sind digitale DCCT entwickelt worden, in denen die Flussregelung und die Signalverarbeitung auf sogenannten Embedded Systemen erfolgt [19],[20]. Ein Vorteil ist, dass die Elektronik nahe am CT platziert werden kann und die Übertragung des Messsignals per Lichtwellenleiter ohne Informationsverlust über beliebige Distanzen erfolgen kann. Ein weiterer Vorteil ist, dass die Messgenauigkeit praktisch nicht vom Einbauort und der Anwendung abhängig ist. So ist der JK-NF für 6 kA und 8 kA nach Digitalisierung mit einer Genauigkeit von 0.04% bezogen auf Nennstrom zertifiziert. Dieser Wert wird u.a. durch die Erhöhung des Signal-Rausch-Abstandes durch eine massive Überabtastung und anschliessende Filterung erreicht [17]. Des Weiteren kann durch digitale Signalnachverarbeitung das ursprüngliche Messsignal für verschiedene Anwendungen spezifisch aufbereitet werden, z.B. schnelle ungefilterte Signale für den Schutz, Signale mit korrekter Filterung (vor allem einem korrekten Antialiasing) für präzise Messungen und Finite Impulse Response (FIR) gefilterte Signale für die Bestimmung kleinster DC-Ströme innerhalb grosser AC-Ströme [21].

Die potentialfreie digitale Übertragung mit Lichtwellenleitern hat den Vorteil, dass das Erdungsschema im Vergleich zu analoger Signalübertragung erheblich vereinfacht wird (Abbildung 14).

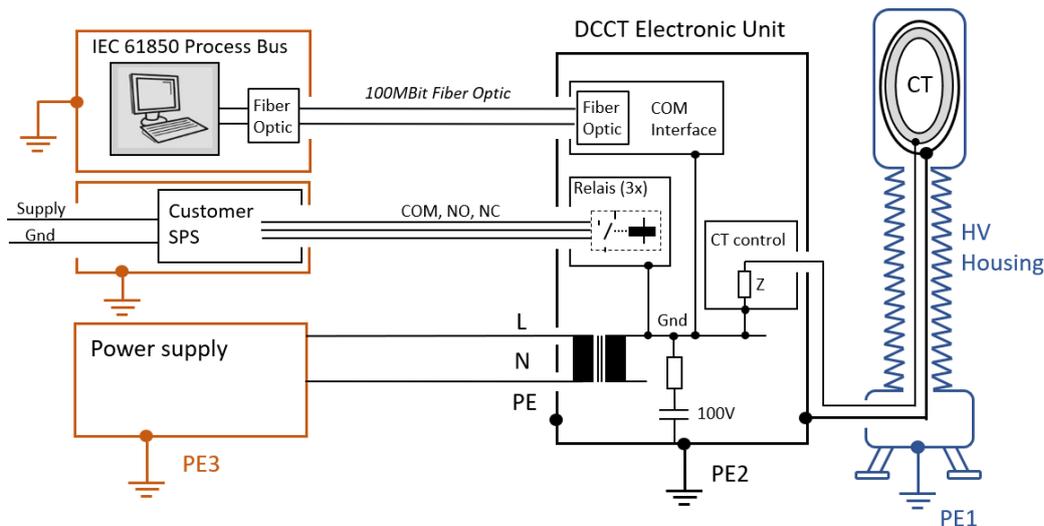


Abbildung 14: Signalführung und Erdungsschema eines digitalen DCCT [19]

Des Weiteren kann die digitale Schnittstelle als IEC 61850-Schnittstelle mit Sampled Values (SV), Generic Object Oriented System Event (GOOSE) Messaging und Zeitsynchronisation gemäss Precision Time Protocole (PTP) ausgeführt werden [20], so dass der DCCT direkt an einen IEC 61850 Process-Bus und Station-Bus angeschlossen werden kann, ohne eine zusätzliche Merging-Unit zu benötigen. Dieser Aspekt wird mit der in jüngerer Zeit deutlich zunehmenden Verbreitung der IEC 61850 an Bedeutung gewinnen [22]-[27].

8 Zusammenfassung

Der Fluxgate-Nullfluss-Wandler (DCCT) ist hervorragend geeignet, um in Hochspannungsanwendungen DC-Ströme und auch AC-Ströme zu messen. Dieser Wandlertyp basiert isolationstechnisch auf den jahrzehntelangen Erfahrungen der ACCTs und ist im Vergleich zu anderen DC-Messmethoden am genauesten. Die Funktionsweise und der allgemeine Aufbau des DCCT ist in diesem Artikel beschrieben worden. Die theoretische Genauigkeit der Messmethode ist anhand der Übertragungsfunktion diskutiert und eine verbesserte Flussregelung ist vorgestellt worden. Die Anforderungen und Lösungen bezüglich des Arbeitsbereichs, der Fremdfelder und der Sättigung sind beschrieben worden. Die technische Weiterentwicklung von rein analogen Ausführungen hin zu digitalen DCCT ist eine logische Konsequenz der fortschreitenden Digitalisierung der Energieübertragung und -verteilung.

9 Referenzen

- [1] Zehong Liu, Fuxuan Zhang, Jun Yu, Keli Gao, Weimin Ma. Research on key technologies in ± 1100 kV ultra-high voltage DC transmission. IET Journals, The Institution of Engineering and Technology
- [2] Morris Brenna, Federica Foadelli. Electrical Railway Transportation Systems; ISBN: 9781119386803
- [3] W. Xu, T.G. Martinich, J.H. Sawada, Y. Mansour. Harmonics from SVC transformer saturation with direct current offset. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 9, No. 3, July 1994
- [4] C.W. La Pierre, "Direct-current indicator" U.S. Patent US2053154A, March. 27, 1935.
- [5] Hans Hauser, Martin Gaugitsch, "Fluxgate-Sensoren: Funktionsweise, Bauformen, Werkstoffe", , tm Technisches Messen, Vol. 61, 1994
- [6] Palmer Dyal, Curtis W. Parkin, "The Apollo 12 magnetometer experiment: Internal lunar properties from transient and steady state magnetic field measurements", Proc. of the Second Lunar Science Conference, Vol.3, pp.2391-2413, M.I.T. Press 1971
- [7] H.C. Apello, M.Groenenboom, J.Lisser, "The zero-flux dc current transformer - A high precision bipolar wide-band measuring device", IEEE Transactions on Nuclear Science, Vol.NS-24, No.3, June 1977
- [8] C. Berriaud and A. Donati, "A device for measuring high current at cryogenic temperatures", IEEE Trans. on Applied Superconductivity, vol. 12, no. 1, pp. 1264-1268, March 2002
- [9] T. Sonoda, R. Ueda, "Effects of Core Characteristics on Detection Performances in Zero Flux Type Magnetic Sensor", IEEE Transaction Journal on Magnetics in Japan, VOL. TJMJ-2, No. 12, Dec. 1987
- [10] TOPACC; Zero-flux TM measuring system; User manual, Hitec Power Protection bv; 2. Oktober 2003
- [11] Silvia Zorzetti, "Digital Signal Processing and Generation for a DC Current Transformer for Particle Accelerators", Master Thesis, Univ. of Pisa, 2013
- [12] LI He, LI Qian, ZHANG Shuhan, et al. "Development of a zero-flux DC current transformer for HVDC projects" High Voltage Engineering, 2012, 38(11): 2981—2985
- [13] Patent application CN102496446A "Zero magnetic flux direct-current current transformer"
- [14] Patent application US2015331015A1 "Flux-gate type non-contact current measuring device"

- [15] M. Winkelkemper, J. Bernauer, "Optimization of Zero-Flux Control in DCCTs by a New Feedforward Control Scheme", 2024 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D), Anaheim, 2024
- [16] www.isabellenhuetten.com, Präzisions- und Leistungswiderstände, Standardprodukte
- [17] "Oversampling Techniques using the TMS320C24x Family", Literature Number: SPRA461, Texas Instruments Europe, June 1998
- [18] Pavel Ripka, Karel Draxler, Renata Styblikova, "Measurement of DC Currents in the Power Grid by Current Transformer", IEEE Transactions on Magnetics, Vol.49, Issue 1, Jan.2013
- [19] A. Cernan, A. Kuna, P. Ripka, J.M.G. Merayo, "Digitalization of highly precise fluxgate magnetometers", Sensors and Actuators, Vol.121, Issue 2, 30. June 2005, P.421-429
- [20] Pfiffner Messwandler AG, "Fluxgate Nullfluss-Wandler JK-NF", Produktflyer, 2024
- [21] Manfred Winkelkemper, Ramiro Ibáñez Catalá, "DCCT with multiple IEC61850 logical nodes serving different substation functions", PAC World Conference, Raleigh, NC, USA, August 2024
- [22] Rich Hunt, Byron Flynn, Terry Smith, "The substation of the future", IEEE power & energy magazine, Vol.17, No.4, July/August 2019
- [23] A. Apostolov, "IEC 61850 distributed analog values applications in substation automation systems", Power Engineering Society General Meeting, June 2005
- [24] A. Apostolov, "Impact of IEC 61850 on Power Quality Monitoring And Recording", 20th International Conference on Electricity Distribution Prague, 8-11 June 2009
- [25] UCA International Users Group, "Implementation Guideline for Digital Interface to Instrument Transformers using IEC 61850-9-2", UCA International Users Group, 07.07.2004
- [26] Veselin Skendzic, Ian Ender, Greg Zweigle, "IEC 61850-9-2 Process Bus and Its Impact on Power System Protection and Control Reliability", Schweitzer Engineering Laboratories, 9th Annual Western Power Delivery Automation Conference Spokane, Washington April 3–5 ,2007
- [27] Janne Starck, Antti Hakala-Ranta, Martin Stefanka, "Switchgear Optimization Using IEC 61850-9-2 and Non-Conventional Measurements", ABB substation automation systems, 2012

FKH - Fachtagung

05. Dezember 2024

Erzeugung und Messung hoher Spannungen und Ströme

Messung und Diagnostik für eine Höherauslastung des Netzes – Ergebnisse der VDE-Task-Force

Prof. Dr.-Ing. Maik Koch
HS Magdeburg, Deutschland

Funktion und beruflicher Werdegang

1988 – Lehre zum Elektriker

1995 – Dipl.-Ing. (FH) an der FH Senftenberg, DE

2003 – Dipl.-Ing. (Uni) TU Cottbus, DE

2008 – Promotion an Uni Stuttgart, DE

2007 – 2013 Leiter Produktmanagement bei Omicron, AT

2013 - 2015 Leiter Isolierstofflabor FKH, CH

2014 – jetzt Prof. für El. Netze und Hochspannungstechnik an der HS Magdeburg (DE)

Messung und Diagnostik für eine Höherauslastung des Netzes – Ergebnisse der VDE-Task-Force

Maik Koch

HS Magdeburg, Deutschland

1 Kurzfassung

Dieser Beitrag beschreibt Messtechnik, Diagnoseverfahren und Monitoring-System, welche für eine höhere Auslastung des Bestandsnetzes besonders geeignet sind, insbesondere für Transformatoren, Leitungen, Kabel und Schaltanlagen. Der Beitrag ist das Ergebnis der VDE-Task-Force „Höherauslastung von Betriebsmitteln im Netz der Energiewende“, welche ihre Arbeit im Jahr 2024 veröffentlicht hat.

Das Ziel des vorliegenden Dokuments zwingt zur Beschränkung auf diagnostische Verfahren, die eine höhere Auslastung vorhandener Betriebsmittel ermöglichen und überwachen. Das breite Angebot von hoch entwickelten und aufwändigen Diagnoseverfahren für die Werterhaltung der teuren Betriebsmittel des elektrischen Energienetzes wird also eingeschränkt auf Diagnose und Monitoring für eine höhere Auslastung. Dabei müssen die Betriebssicherheit so hoch als möglich und Alterung samt Instandhaltungsbedarf so gering wie möglich bleiben.

Wie können jahrzehntealte Betriebsmittel neuen Anforderungen gerecht werden? Wie lassen sich die Leistungsflüsse der erneuerbaren Energien übertragen, obwohl der längst angeforderte Netzausbau noch aussteht? Ist es möglich, die Strombelastbarkeit alter Betriebsmittel zumindest kurzfristig weiter zu erhöhen? Welche Diagnoseverfahren eignen sich besonders, um hohe Belastungen zu erkennen? Wie gestaltet sich effektives Asset-Management in einem stark ausgelasteten Netz?

Die geplante statische und dynamische Höherauslastung von Betriebsmitteln über den Bemessungsstrom hinaus bietet sowohl Netzbetreibern als auch Errichtern neue Potentiale. Durch eine gezielte Auslastung können Engpässe im Netz teilweise kompensiert werden. Darüber hinaus wird der Netzanschluss deutlich größerer Leistungen von erneuerbaren Erzeugern möglich, trotz begrenzter Netzinfrastruktur. Auch neu errichtete Anlagen zeigen mit gezielter Höherauslastung einen reduzierten ökologischen Fußabdruck, und dies bei erheblich eingesparten Kosten.

Erneuerbare Erzeuger sind durch die hohe Volatilität ihrer Einspeisung bekannt, was aus der Perspektive der sicheren Energieversorgung ein ernsthaftes Problem ist. Bei der Planung und Errichtung bringt die zeitliche Volatilität allerdings einen großen Vorteil mit sich, denn die zeitlich kurzen Erzeugungsspitzen können durch die langen thermischen Zeitkonstanten der Betriebsmittel in Grenzen ausgeglichen werden. Dabei müssen die Zeitkonstanten aller beteiligter Betriebsmittel einer Übertragungskette betrachtet werden.

Die Höherauslastung sollte ausschließlich kontrolliert erfolgen. Daher empfehlen wir für jedes Betriebsmittel individuell angepasstes Monitoring und Diagnose, sowohl idealerweise in Echtzeit (online) als auch ergänzend offline. Ziele sind hierbei zunächst die Ermittlung der Belastung und dann auch des Betriebsmittelzustandes für geeignetes Asset-Management.

Fallbeispiele veranschaulichen die praktische Umsetzung der Höherauslastung, wobei Transformatoren, Freileitungen, Kabel, Durchführungen sowie das Asset-Management und die Systemführung herangezogen werden.

Die Autoren möchten Betreiber, Planer und Errichter dazu ermutigen, die gewonnenen physikalischen Erkenntnisse zur Höherauslastung des Bestandsnetzes tatsächlich zu nutzen.

2 Asset-Management bei erhöhter Auslastung

Das Asset-Management trifft grundsätzliche und strategische Entscheidungen für die verfügbaren oder geplanten Betriebsmittel (Assets). Diese Entscheidungen betreffen vor allem die Festlegung der Investitionsstrategien, Netzentwicklung, Budgetplanung sowie das Instandhaltungsmanagement. In der Norm ISO 55 000 werden Prozesse beschrieben, aus denen geeignete Vorgehen bezüglich

- Monitoring und Diagnostik,
- Zustandsbewertung,
- Datenmanagement sowie
- Instandhaltungsstrategien und -maßnahmen

abgeleitet werden können. Die in diesem Dokument beschriebene erhöhte Auslastung bei möglichst langer Nutzungsdauer greift stark in diese Prozesse ein. Netzbetriebsmittel werden aktuell aus Gründen der Zuverlässigkeit oder der Wirtschaftlichkeit außer Betrieb genommen, möglichst, bevor ein funktioneller Ausfall geschieht bzw. das Ende der Lebensdauer erreicht wird. Aufgrund der abweichenden Betriebsweise ergeben sich auch geänderte Perspektiven:

1. Die Betrachtung der Wirtschaftlichkeit muss den Fokus von den Komponenten sehr viel stärker auf das Gesamtsystem richten. Neben den Kosten für Betrieb und Wartung der Betriebsmittel müssen auch Folgekosten durch Fehler oder Ausfall berücksichtigt werden. Dies kann zu höheren Kosten für einzelne Betriebsmittel führen, jedoch zu gleichzeitiger wirtschaftlicher Optimierung des gesamten Netzabschnitts.
2. Erhöhte Verluste und eine Steigerung des Ausfallrisikos einzelner Komponenten können zugunsten anderer Komponenten in Kauf genommen werden, sofern diese eine größere Wichtigkeit oder Folgen im Fehlerfall haben. Ferner kann es notwendig sein, Betriebsmittel, die sowohl kritisch als auch wichtig sind, verstärkt diagnostisch zu erfassen und Instandhaltungsmaßnahmen in kürzerem Abstand durchzuführen. Der Fokus liegt hier auf dem Optimum bezüglich der Systemzuverlässigkeit

Der in diesem Dokument beschriebene Ansatz lässt sich demnach mit einer reinen ereignisorientierten, zeitorientierten oder zustandsorientierten Instandhaltungsstrategie (siehe Tabelle 1) ohne Einbußen in der Versorgungssicherheit nicht abbilden, da er nur auf einzelne Betriebsmittel fokussiert. Die Systemsicht kann nur durch eine zuverlässigkeitsorientierte und/oder risiko- bzw. wertorientierten Instandhaltung abgebildet werden. Kern beider Instandhaltungsstrategien ist die Erfassung des Zustandes aller wesentlicher Systemkomponenten, was eine adäquate Diagnostik und Datenverarbeitung voraussetzt. Auf dieser Grundlage können dann Zuverlässigkeit und Ausfallrisiko ermittelt werden, um einzelne Maßnahmen festzulegen.

	Inspektion	Wartung	Instandsetzung	Erneuerung
Ereignisorientiert (corrective)	-	-	nach Fehler	nach Fehler
Zeitorientiert (time-based)	fester Zeitinter- vall	fester Zeitinter- vall	nach Fehler	nach Fehler
Zustandsorientiert (condition-based)	zyklisch oder kontinuierlich	entsprechend Zustand	nach Fehler	entsprechend Zustand
Zuverlässigkeits- orientiert (reliability-centered)	„Strategischer Gesamtprozess“, der Relevanz der Netzkomponenten für Systemzuverlässigkeit berücksichtigt			
Risikoorientiert (risk-based)	zyklisch oder kontinuierlich	entsprechend Zustand, Wich- tigkeit und Aus- fallrisiko	nach Fehler	entsprechend Zustand, Wich- tigkeit und Aus- fallrisiko

Tabelle 1: Tabellarischer Überblick über Instandhaltungsstrategien und Durchführung der jeweiligen Instandhaltungsaufgaben

In Abhängigkeit von verschiedenen Faktoren wie Datenverfügbarkeit, Kritikalität, Zustand des Betriebsmittels, Risikoaffinität usw. können unterschiedliche Grade der Datenunsicherheit akzeptiert werden. Diese werden durch Genauigkeit der Messmethode, widersprüchliche Informationen aus verschiedenen Messmethoden, o.ä. verursacht und sollten bei jeder Zustandsbewertung berücksichtigt werden, um eine eindeutige Entscheidungsgrundlage zu bilden.

Aus der notwendigen Güte der Daten lassen sich demnach Anforderungen an Diagnostik, Zustandsbestimmung und Asset-Management-Prozesse ableiten. Beispielsweise müssen konkrete Messgrößen berücksichtigt werden, welche die höhere Auslastung abbilden. Dies umfasst sowohl Online- als auch Offline-Messverfahren und deren Interpretation. Die gesamtheitliche Betrachtung aller Betriebsmittel eines Strompfads führt zu einer dynamischen Engpassbetrachtung unter Einhaltung der maximalen Belastbarkeit aller beteiligten Betriebsmittel.

3 Transformatoren

3.1 Ölanalyse

Der häufig bemühte Vergleich zum Blutbild eines Menschen veranschaulicht die Wichtigkeit der Ölanalyse: Sie zeigt Überlastungen und Schäden in Transformatoren an. Grundsätzlich empfehlen die Autoren eine regelmäßige dielektrisch-chemische Analyse. Für Transformatoren in der Hoch- und Höchstspannung oder wichtige andere Transformatoren sollten auch die gelösten Gase (DGA) analysiert werden (Methan, Ethan, Ethylen). Besonders aussagefähig für Alterung sind außerdem Furane und Alkohole. Bei Indikation sollten die Betriebsmittel häufiger beprobt werden und / oder ein Online-Monitoring eingesetzt werden. Genaue Schwellwerte stellen die einschlägigen Normen und Publikationen der IEC und CIGRE bereit [3], [4], [5].

Die Tabelle 2 listet Analyseergebnisse der Ölanalyse und bewertet ihre Aussagefähigkeit für die Alterung aufgrund hoher Belastung. Zudem wird eine Häufigkeit der Messung

empfohlen und die Verfügbarkeit von marktreifen Systemen für die Online-Messung genannt.

Analyseergebnis	Aussage über Alterung	Grenzwert, angelehnt an [3], [4]*	Empfohlene Häufigkeit	Online Monitoring
Dielektrisch-chemische Analyse				
Farbzahl	Ölalterung	< 4	1-4 a	Nein
Säure- / Neutralisationszahl	Öl- und Papieralterung	< 0,15 mg/g		Nein
Verlustfaktor Tangens Delta	Öl- und Papieralterung	< 0,2	1-4 a	Nein
Grenzflächenspannung	Öl- und Papieralterung	> 22 mN/m	1-4 a	Nein
Wassersättigung	Papieralterung	< 6 %	1-4 a	Ja
Inhibitorgehalt bei inhibierten Ölen	Ölalterung	> 40 % des Ausgangswerts	4 a	Nein
Analyse gelöster Gase (DGA)				
Methan / Ethan	Hohe Temperaturen, schlechte Kühlung	< 30 / < 20 ppm	0,5-4 a	Ja
Ethylen	Heißstellen	< 90 ppm	0,5-4 a	Ja
Ethin (Acetylen)	Heißstellen > 700°C	< 13 ppm **	0,5-4 a	Ja
Kohlendioxid	Papieralterung	< 8000 ppm	0,5-4 a	Ja
Kohlenmonoxid	Papieralterung	< 600 ppm	0,5-4 a	Ja
Alterungsmarker				
Furane (2FAL)	Heißstellen und Öl-Papier Alterung	< 1 ppm	1-4 a	Nein
Alkohole (Methanol)	Heißstellen und Öl-Papier Alterung	< 1,5 ppm	1-4 a	Nein

* Für die gelösten Gase empfehlen wir die Verwendung von 90 %-Grenzwerten, die mit der eigenen Transformatorenflotte errechnet wurden.

Tabelle 2: Messergebnisse der Ölanalyse und empfohlene Grenzwerte zur Bewertung von Überlast und Alterung von ölgefüllten Betriebsmitteln

3.2 Feuchtigkeit

Feuchtigkeit beschleunigt die Alterung von Öl-Papier-Isolierungen und verringert die Isolierfähigkeit. Deshalb sind Überwachung und ggf. Trocknung grundlegend für einen nachhaltigen Betrieb, insbesondere bei hoher Belastung. Während eine trockene Öl-Papier-Isolierung bei 90 °C eine Lebensdauer von ca. 30 Jahren hat, verringert sich diese bei Feuchtigkeit (Wassergehalt im Feststoff 3 %) auf 2 Jahre, [11]. Verfahren zur Messung der Feuchtigkeit und ihre Anwendungsbereiche zeigt die folgende Tabelle.

Analyseergebnis	Messverfahren	Grenzwerte, nach [3]	Anwendung
Wassergehalt im Öl in ppm	Karl-Fischer-Titration, [3]	< 20 ppm	Geeignet nur als vorläufiger Indikator
Wassersättigung im Öl	Kapazitive Sensoren, [6], [8]	< 6 %	Sehr gut geeignet, bei Öltemperaturen > 40°C auch für Papierfeuchte geeignet,
Wassergehalt im Papier / Pressboard	Analyse der dielektrischen Antwort, FDS, PDC, [11]	< 3 %	Sehr gut geeignet, auch bei niedrigen Öltemperaturen

Tabelle 3: Methoden zur Messung von Feuchtigkeit in Öl-Papier-Isolierungen in Transformatoren

3.3 Polymerisationsgrad des Papiers

Die Lebensdauer von Öl-Papier-Isolierungen wird durch die mechanische Festigkeit des Feststoffs (Papier, Pressboard, Holz) begrenzt. Die mechanische Festigkeit korreliert gut mit dem Polymerisationsgrad der Zellulose-Moleküle, welcher im Neuzustand mehr als 1000 beträgt und bei etwa 200 das Ende der Lebensdauer erreicht hat. Zur indirekten Abschätzung des Polymerisationsgrads etablierte sich die Messung der Furane im Öl. Diese entstehen als Alterungsprodukte des Feststoffs. (1) zeigt beispielhaft eine Ableitung des Polymerisationsgrads aus dem Furan-Derivat 2FAL, [7]. Allerdings muss bei jeder Ableitung ausgeschlossen werden, dass die Furane nur an einer Heistelle (Hot Spot) entstehen, denn Zusammenhänge wie (1) gelten nur bei gleichmäßiger Alterung der gesamten Öl-Papier-Isolierung.

$$DP = 325 \times \left[\frac{19}{13} - \lg(2FAL) \right] \quad (1)$$

3.4 Durchführungen

Die Durchführungen von Transformatoren können aufgrund schlechterer Wärmeabfuhr und enger dielektrischer Auslegung besonders kritische Komponenten werden. Als allgemeiner Alterungsindikator für Durchführungen hat sich die Messung der Kapazität etabliert. Eine Erhöhung der Kapazität um 3 % gegenüber dem Ursprungswert zeigt (außer bei Hartpapier RBP) an, dass ca. 3 % der Isolationsstrecke durch Teildurchschläge zwischen den Steuerbelägen kurzgeschlossen ist [1]. Da ein rasches Fortschreiten der Teildurchschläge nicht auszuschließen ist, muss diese Durchführung sofort ausgetauscht werden.

Daneben wird der dielektrische Verlustfaktor Tangens Delta ausgewertet. Eine Erhöhung über 1 % betrachtet man v.a. bei Weichpapierdurchführungen (OIP) als Schwellwert für häufigere Messungen oder Austausch. Zu beachten ist allerdings, dass netzfrequente Verlustfaktormessungen bei Raumtemperatur für ölprägniertes Papier nur eine geringe Aussagekraft bzgl. des Alterungsfortschritts besitzen [2]. Ergänzende Verfahren sind Verlustfaktormessungen bei niedriger Frequenz (FDS), Polarisations-Depolarisationsstrommessungen (PDC) sowie Analysen der Ölqualität (u.a. Gas-in-Öl-Analyse).

Wie für alle Diagnoseverfahren basiert die Bewertung des Einzelfalls auf dem Vergleich mit historischen Werten und dem mit ähnlichen Betriebsmitteln.

3.5 Laststufenschalter

Fehlerstatistiken definieren den Laststufenschalter als eine wesentliche Ursache für Ausfälle von Transformatoren [1]. Mit steigender Zahl von Schaltspielen und höheren Strömen muss mit stärkerer Alterung gerechnet werden. Dafür werden folgende diagnostische Methoden eingesetzt:

- Visuelle Inspektion (Motorantrieb, Gestänge, Leckagen v.a. beim Anbauschalter)
- Elektrische Messungen: Widerstand, Prüfung der Überspannungsableiter, dynamische Widerstandsmessung (DRM), vibroakustische Messung (VAM), Teilentladungen (selten), Prüfung der Vakuumröhren bei Schaltern mit Vakuumtechnologie
- Öldiagnose im Stufenschaltergefäß (Wassergehalt und Durchschlagspannung)
- Analyse der gelösten Gase (DGA) im Stufenschaltergefäß (insbesondere bei Vakuumtechnologie)
- Online-Monitoring: Motorstrom, Stufenstellung, Schaltspiele, Drehmomentüberwachung, vibroakustische Messung (VAM)

Im Folgenden werden zwei neuere Methoden, welche für die Zustandsbewertung eines Laststufenschalters in Frage kommen, kurz beschrieben.

Vibroakustische Messung (VAM) an Stufenschaltern

Die Methode beruht auf der Tatsache, dass jede Stufenschaltung mechanische Schwingungen hervorruft, welche sich durch Öl und Kessel fortsetzen. Weiterhin werden aufgrund der ständigen Ummagnetisierung des Transformatorkerns und der Wicklungen Geräusche als Vielfaches der Netzfrequenz produziert. Die VAM-Messung kann somit die Schaltabläufe im zeitlichen Bereich darstellen und Abweichungen vom vorgesehenen Ablauf erkennen, Abbildung 1. Eine VAM-Messung kann (1) als Fingerprint im Rahmen der Werksprüfung oder Vor-Ort-Prüfung, (2) für periodische Zustandsbewertung und (3) im Rahmen einer möglichen Fehlersuche durchgeführt werden. Dieses Messverfahren kann im Betrieb durchgeführt werden, d.h. der Leistungstransformator muss nicht abgeschaltet werden. Auf dem Markt existieren Monitoringsysteme, welche eine VAM-Messung ermöglichen. In Kombination mit der Dynamischen Widerstandsmessung (DRM) und der Drehstromüberwachung erhöhen sich die Interpretationsmöglichkeiten, [9].

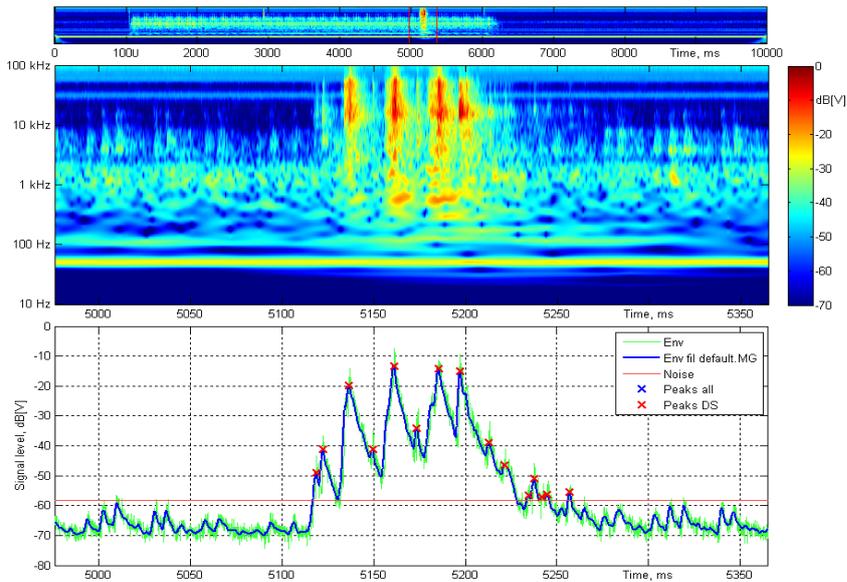


Abbildung 1: Beispiel für einen typischen Schaltablauf eines Lastumschalters aus einer VAM-Messung, nach einer Wavelet-Transformation und Filterung mit einem Gaußfilter (oben) und Peakdetektion (unten)

Dynamische Widerstandsmessung (DRM)

Bei der Dynamischen Widerstandsmessung (DRM) wird der Umschaltvorgang des Lastumschalters analysiert. Es ist somit nicht der Widerstandswert von Interesse, sondern die Veränderung oder Dynamik des Ausgangssignals während der Schaltung des Lastumschaltereinsatzes. Der Bezug auf Widerstandsmessung wurde von dem Umstand hergeleitet, dass das Messsignal ein Gleichstrom sein kann, und daher auch ein Wicklungswiderstandswert mit aufgezeichnet wird. Bei dieser Methode können v.a. Kontaktprobleme, defekte Leiter oder kurzgeschlossene Windungen detektiert werden. Es ist jedoch zu beachten, dass eine DRM-Messung ausschließlich bei einem abgeschalteten Transformator durchgeführt werden kann. Auf der Abbildung 2 ist die resultierende Stromkurve eines Schaltvorgangs in seinen vier Abschnitten zu sehen, [10].

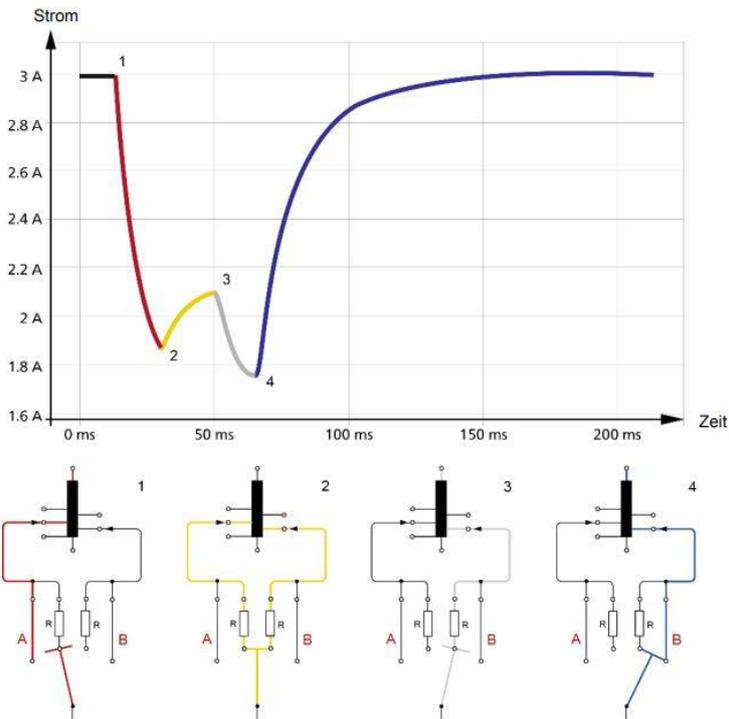


Abbildung 2: Beispiel für einen typischen Schaltablauf mit einer DRM-Messung

4 Freileitungen

4.1 Alterung des Leiterseils

Die Leiterseile der Freileitungen altern insbesondere durch

- Korrosion des Stahlkerns mit verringerter mechanischer Festigkeit
- Schwärzung der Leiterseiloberfläche mit höherer Erwärmung durch Sonneneinstrahlung
- Feinkornkriechen der Aluminiumhülle mit irreversibler Verlängerung des gesamten Seils [16]

Bei hohen Temperaturen tritt das Fett des Stahlkerns nach außen und die Stahlseele kann korrodieren. Damit verliert das Leiterseil seine mechanische Belastbarkeit. Um diesen Vorgang zu verhindern, wird der Tropfpunkt für Fette im Leiterseil mit 80 °C festgelegt, allerdings praktisch nicht überprüft.

Die Alterung des Stahlkerns kann durch fest installierte oder mobile Systeme gemessen werden, **Abbildung 2**. Die Restfestigkeit des Leiterseils wird aus der Messung des verbleibenden Stahlkernquerschnitts bestimmt.



Abbildung 2: Mobiles System zur Messung des Querschnitts des Stahlkerns (links) und korrodiertes Stahlkern, [19]

4.2 Thermische Belastung der Seilverbinder

Seilverbinder stellen Schwachstellen des Leiterseils dar. Pressverbinder sind nicht mehr zugelassen. Als Offline-Messverfahren etablierte sich die Messung des Widerstands der Seilverbinder. Dieser erhöht sich durch Korrosion, welche zu erhöhter Temperatur und instabiler mechanischer Verbindung führt. Sonneneinstrahlung und hohe Ströme verstärken den Effekt. Die Seilverbinder werden dadurch zum Schwachpunkt des Leiterseils. Ein Widerstand des Seilverbinders von $> 36 \mu\Omega$ bei 50°C Leitertemperatur gilt als zu hoch; dieses Kriterium und andere Details erklärt [15]. Allerdings bringt die Messung eines μOhm Kontaktwiderstands mit μV Spannungsfall unter praktischen Bedingungen eine große Herausforderung mit sich. Daneben eignet sich Infrarot-Thermografie hervorragend zum Identifizieren von Seilverbindern mit hohen Kontaktwiderständen, S. 137.

5 Kabel

Bei Kabeln kann eine eventuelle Alterung durch Höherauslastung nur schwer diagnostisch bestimmt werden. Dies liegt einerseits an der schlechten Zugänglichkeit, andererseits am sehr beständigen Isolierstoff Polyethylen (PE und VPE). Die Messung des Verlustfaktors liefert nur begrenzte Aussagen, da lokal erhöhte Werte verschwinden, wenn die Gesamtlänge nur wenig gealtert ist.

Beeinträchtigen Schäden durch eine Überlastung die elektrische Festigkeit des Dielektrikums, so stellt die Messung und Analyse von Teilentladungen ein mächtiges, aber sehr komplexes Diagnosewerkzeug dar. Für Online-Anwendung als Monitoringsystem kann dessen Einsatz empfehlenswert sein [18].

6 Schaltgeräte und -anlagen

6.1 Infrarot-Thermographie

Die Infrarot-Thermographie ist eine fortschrittliche Technologie, die in der Schaltanlagen-diagnostik und -inspektion eingesetzt wird. Sie ermöglicht die berührungslose Messung von Temperaturen und die Visualisierung von Wärmebildern, die auf den unterschiedlichen Temperaturen in einer Schaltanlage basieren.

In Schaltanlagen treten Hotspots auf, die auf übermäßige Wärmeentwicklung hinweisen. Solche Hotspots können auf fehlerhafte Verbindungen, überlastete Komponenten, schlechte Kontakte oder andere Defekte hinweisen. Im relativen Vergleich der drei Phasen können diese Hotspots frühzeitig erkannt werden, bevor sie zu schwerwiegenden Störungen oder Ausfällen führen. Die IR-Kameras werden vom Boden ausgenutzt, aber auch an Drohnen oder Helikopter montiert.

Die Infrarot-Thermographie bietet mehrere Vorteile in der Schaltanlagendiagnostik. Zum einen ermöglicht sie eine schnelle und effiziente Inspektion, da die Temperaturmessungen berührungslos und aus der Ferne durchgeführt werden können. Dies spart Zeit und verringert das Risiko für das Inspektionspersonal. Zum anderen können durch die Visualisierung von Wärmebildern potenzielle Problembereiche identifiziert werden, die mit bloßem Auge nicht sichtbar wären. Dadurch können vorbeugende Instandhaltungsmaßnahmen ergriffen werden, um mögliche Ausfälle zu verhindern und die Zuverlässigkeit der Schaltanlage zu gewährleisten. Andererseits setzt der Einsatz hohe Fachkenntnis voraus, z.B. die Berücksichtigung meteorologischer Randbedingungen.

Die Infrarot-Thermographie kann bei regelmäßigen Inspektionen oder sogar zur Online-Überwachung während des Betriebs eingesetzt werden, um kontinuierlich den Zustand der Anlage zu überprüfen.

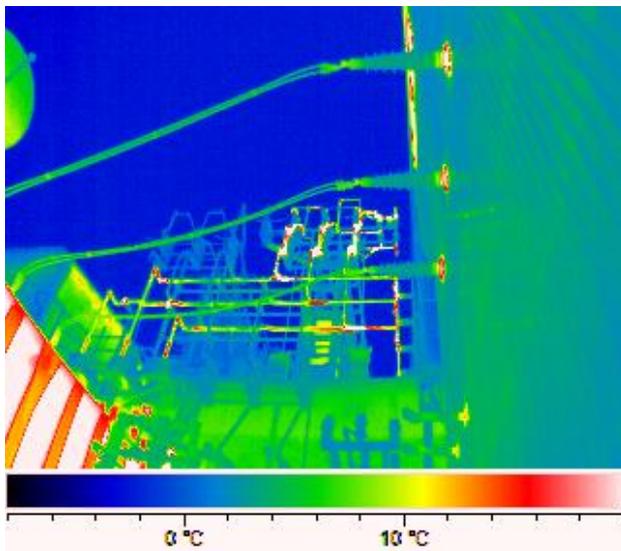


Abbildung 4: Infrarot-Thermographie einer Freiluftschaltanlage [20] Mikroohmmessung

Mikroohm-Messungen werden für Schaltgeräte und in Schaltanlagen eingesetzt, um den Widerstand von elektrischen Verbindungen und Leitungen im Mikroohm-Bereich zu messen und potenzielle Probleme wie erhöhte Übergangswiderstände, lose Verbindungen oder korrodierte Kontakte zu identifizieren.

Es ist wichtig zu beachten, dass die Genauigkeit der Mikroohm-Messungen von verschiedenen Faktoren abhängt, wie beispielsweise der Qualität der Messgeräte, der korrekten Vorbereitung der Verbindungen und der Umgebungstemperatur. Zu beachten ist, dass wiederholte Messungen an demselben Kontakt gewissen Streuungen unterliegen, die einen Vergleich erschweren. Deshalb müssen Kontakte regelmäßig gemessen werden, um einen Trend zu identifizieren und Maßnahmen abzuleiten.

Typische Anwendungsbereiche für Mikroohm-Messungen in Schaltanlagen sind beispielsweise die Überprüfung der Zuverlässigkeit von Schaltkontakten an Leistungsschaltern und Trennern, Verbindungsstellen an Sammelschienen und Kabelanschlüssen.

7 Konkrete Maßnahmen zur Erhöhung der Strombelastbarkeit

Tabelle 4 soll den Anwendern konkrete Schritte zur Erhöhung der Strombelastbarkeit vermitteln. Die detaillierte Vorgehensweise wird in den entsprechenden Kapiteln des vorliegenden Dokuments erläutert. Weitere technische Faktoren und andere Rahmenbedin-

gungen müssen gegebenenfalls angepasst werden, um das dargestellte thermisch bedingte Potential bezüglich der Strombelastbarkeit auszuschöpfen.

Betriebsmittel	Thermische Begrenzung	Berechnung und Normen	Vorgehensweise	Erhöhung der Strombelastbarkeit ¹
Kabel	Entfestigung und Schmelzen des Isoliermaterials, z.B. 90 °C bei vernetztem Polyethylen	1. Thermisch äquivalentes Ersatzschaltbild (DIN VDE 0276) 2. Mit Wärmekapazitäten (IEC 60287) 3. Multi-Physics Simulation (z.B. Comsol)	1. Ausschöpfen der Reserven nach VDE 0276 2. Genaue Rechnung mit therm. Ersatzschaltbild 3. Genaueste Rechnung mit Multi-Physics-Simulation Dauerhafte Erhöhung nach Messung des Erdboden-Wärmewiderstands	25 – 60 %
Transformator	Beschleunigte Alterung des Öl-Papier-Isoliersystems, insbesondere am Heißpunkt	Thermisches Ersatzschaltbild nach IEC 60076 „Loading Guide“	Nutzung der zyklischen Auslastung nach IEC 60076-7, ergänzend mit Online-Berechnung des Heißpunktes, dabei gelten: Obere Öltemperatur < 105°C, Hotspot-Temperatur < 120°C	50 % (< 100 MVA) 30 % (> 100 MVA)
Freileitung	Mechanische Entfestigung und zu großer Durchhang der Leiterseile	Berechnung von Wärmegewinnen (Leiter, Strahlung) und Verlusten (Wind, Strahlung), DIN EN 50182	1. Witterungsgeführter Freileitungsbetrieb 2. Überwachung durch Sensoren	Witterungsabhängig bis 58 %
Schaltanlage	Entfestigung insbesondere der Konstruktions- und Isolierwerkstoffe aus Kunststoff	Thermisches Ersatzschaltbild, keine bekannten Normen für zyklische Belastbarkeit	1. Dauerhafte Erhöhung durch verbesserte Kühlung in Absprache mit dem Hersteller 2. Online-Überwachung durch Sensoren	15 %

¹ Die prozentuale Erhöhung der Strombelastbarkeit stellt eine qualitative Schätzung dar und verlangt Berechnungen für den konkreten Fall.

Tabelle 4: Übersicht der Maßnahmen zur Erhöhung der dynamischen Strombelastbarkeit

8 Literaturverzeichnis

- [1] P. Cole et al. „Condition assessment of power transformers“, CIGRE TB 761, 2019
- [2] A. Küchler, F. Hüllmandel, K. Böhm, N. Koch, C. Krause, C. Neumann, K. Loppach, J.-J. Alff „Condition Assessment of Aged Transformer Bushing Insulations“; CIGRE Session 2006, Paper A-102, Paris, 2006
- [3] DIN EN 60422 VDE 0370-2:2013-11 „Isolieröle auf Mineralölbasis in elektrischen Betriebsmitteln - Leitlinie zur Überwachung und Wartung“
- [4] DIN EN 60599 (VDE 0370-7):2016-10 „In Betrieb befindliche, mit Mineralöl befüllte elektrische Geräte - Leitfaden zur Interpretation der Analyse gelöster und freier Gase“
- [5] M. Duval et al. „Advances in DGA Interpretation & DGA Monitoring Systems“, CIGRE TB 771, Paris 2019
- [6] V. Sokolov et al. „Moisture Equilibrium and Moisture Migration Within Transformer Insulation Systems“, CIGRE TB 349, Paris 2008
- [7] F. Ortiz et al. „Estimating the Age of Power Transformers Using the Concentration of Furans in Dielectric Oil“, Physics, Renewable and Power Quality Journal, 2016
- [8] I. Atanasova-Höhlein et al. „Moisture Measurement and Assessment In Transformer Insulation – Evaluation Of Chemical Methods And Moisture Capacitive Sensors“ CIGRE TB 741, Paris 2018
- [9] K. Viereck, „Der Intelligente Transformator und die Chancen neuer vibroakustischer Diagnoseverfahren“, Stuttgarter Hochspannungssymposium, Stuttgart, 2018
- [10] C. Plath, M. Pütter: „Dynamische Analyse und Prüfung von Laststufenschaltern mit dynamischer Widerstandsmessung“, Omicron Fachtagung Diagnoseprüfungen und Monitoring von Leistungstransformatoren, Feldkirch, 2017, online verfügbar am 22.02.2024 auf www.omicronenergy.com/
- [11] S. Gubanski et al. „Dielectric Response Diagnoses for Transformer Windings“ CIGRE TB 414, Paris 2010
- [12] „Commercial scale evaluation of real-time line monitoring“, on-line verfügbar am 20.02.2023 auf www.modernpowersystems.com/
- [13] B. Godard „A vibration-sag-tension-based icing monitoring of overhead lines“, IWAIS 2019 - Reykjavík, online verfügbar auf www.ampacimon.com
- [14] R. Stephen et al. „Guide for Application of Direct Real-Time Monitoring Systems“, CIGRE Technical Brochure 498, Paris 2012
- [15] R. Kleveborn et al. „Joints on Transmission Line Conductors: Field Testing and Replacement Criteria“, CIGRE Technical Brochure 216, Paris 2002
- [16] S. Großmann et al. „Erhöhung der Strombelastbarkeit von Freileitungen und Schaltanlagen – Möglichkeiten und Risiken“, EnInnov 2010, Graz
- [17] Wikipedia „Distributed Temperature Sensing“, online verfügbar am 16.03.2023 auf en.wikipedia.org

- [18] W. Koltunowicz, L.-R. Badicu, R. Hummel, U. Broniecki, D. Gebhardt „PD testing and monitoring of HV cable systems“, 9th International Conference on Insulated Power Cables, Jicable Versaille 2015
- [19] Kinectrics “LineVue® Conductor Inspection Tool”, online verfügbar am 06.09.2023 auf www.kinectrics.com
- [20] Elektrothermographie, online verfügbar am 27.06.2023, www.thermografie.de

Referentenadressen

Gamlin	Michael	Haefely AG Birsstrasse 300 4052 Basel	mgamlin@haefely.com Tel. +41 61 373 44 59K
Koch, Prof. Dr.	Maik	Hochschule Magdeburg-Stendal Postfach 36 55 DE 39011 Magdeburg	maik.koch@h2.de Tel.: +49 179 933 82 32
Küchler, Prof. Dr.	Andreas	Technische Hochschule Würzburg-Schweinfurt Ignaz-Schön-Str. 11 DE 97421 Schweinfurt	andreas.kuechler@thws.de Tel.: +49 176 4010 39 48
Menke, Dr.	Peter	Siemens Energy Global GmbH & Co. KG Siemenspromenade 11 DE 91058 Erlangen	peter.menke@siemens-energy.com Tel.: +49 9131 17 311 04
Menne, Dr.	Henrik	FKH Hagenholzstrasse 81 8050 Zürich	menne@fkh.ch Tel.: +41 44 253 62 68
Pietsch, Dr.	Ralf	Highvolt Prüftechnik Dresden GmbH Marie-Curie-Strasse 10 DE 01139 Dresden	pietsch@highvolt.de Tel.: +49 351 8425 664
Sperling, Dr.	Erik	Omicron electronics GmbH Gänsackerstrasse 22 5024 Küttigen	erik.sperling@omiconenergy.com Tel.: +41 79 458 62 45
Walter, Dr.	Michael	FKH Hagenholzstrasse 81 8050 Zürich	walter@fkh.ch Tel.: +41 44 253 62 61
Weber	Hans-Jürg	Ehemals ETH	weberh@retired.ethz.ch Tel.: +41 76 322 24 10
Winkelkemper, Dr.	Manfred	PIFFNER Messwandler AG Lindenplatz 17 5042 Hirschthal	manfred.winkelkemper@pmw.ch Tel. +41 62 739 29 20

QR-Code zu den Präsentationen



Link: <https://fileserver.fkh.ch/s/FKH-FT-2024-Praesentationen>

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

Der Link ist gültig bis 31. Januar 2025.

