Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association suisse des électriciens, de l'Association des entreprises électriques suisses

Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen

Band: 85 (1994)

Heft: 23

Artikel: Vor-Ort-Diagnose von polymer-isolierten Mittelspannungskabeln : Nachentladestrom-Messungen geben Auskunft über den Alterungszustand verlegter Kabel

Autor: Heizmann, Thomas / Zaengl, Walter

DOI: https://doi.org/10.5169/seals-902631

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Mehr erfahren

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. En savoir plus

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. Find out more

Download PDF: 09.07.2025

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, https://www.e-periodica.ch

Praktisch alle polyethylenisolierten Mittelspannungskabel weisen nach einigen Betriebsjahren einen mehr oder weniger grossen Gehalt an Wasserbäumchen auf. Aufgrund dieses problematischen Alterungsverhaltens, insbesondere der Kabel der älteren Generationen, besteht heute ein Bedarf an diagnostischen Methoden, welche eine zerstörungsfreie Beurteilung des Alterungszustandes verlegter Kabel ermöglichen. Im ersten Teil des vorliegenden Aufsatzes werden die wichtigsten Eigenschaften von Wasserbäumchen besprochen und ein Literaturüberblick über existierende und sich in Entwicklung befindende Verfahren zur Kabeldiagnose gegeben. Im zweiten Teil wird ausführlicher über ein von den Autoren entwickeltes diagnostisches Messverfahren berichtet.

Vor-Ort-Diagnose von polymerisolierten Mittelspannungskabeln

Nachentladestrom-Messungen geben Auskunft über den Alterungszustand verlegter Kabel

■ Thomas Heizmann und Walter Zaengl

Mit unvernetztem oder vernetztem Polyethylen (PE bzw. XLPE) liegt ein Isoliermaterial für Mittelspannungskabel vor, das eine extrem hohe Kurzzeit-Durchschlagsfestigkeit aufweist. Bei längerdauernder elektrischer Belastung besteht jedoch die Gefahr, dass an nicht idealen Übergängen zwischen den Leitschichten und der Isolierung, an leitfähigen Einschlüssen und in gasgefüllten Hohlräumen elektrische Entladungen (sog. Teilentladungen) gezündet werden, die die Isolierung in relativ kurzer Zeit in Form eines elektrischen Bäumchens (engl. «electrical tree») durchwachsen können und so zum Durchschlag führen. Durch eine besondere Herstellungstechnologie und die Anwendung der Teilentladungs-Endprüfung ist es jedoch gelungen, frühzeitige Kabelausfälle durch teilentladungsinduzierte Durchschläge praktisch zu eliminieren.

Zum grossen Erstaunen der Fachwelt ist jedoch relativ bald nach der Einführung der ersten Kunststoffkabel ein Langzeit-Alterungsmechanismus entdeckt worden, der still, das heisst ohne Teilentladungen, abläuft, die Kabelisolierung aber innerhalb weniger Jahre durch die Bildung sogenannter Wasserbäumchen (engl. «water trees») zu zerstören vermag. Die Bildung von Wasserbäumchen («water treeing») ist der wichtigste bekannte Alterungsmechanismus bei PE-/XLPE-isolierten Mittelspannungskabeln, und es ist allgemein anerkannt, dass die meisten frühzeitigen Kabelausfälle durch Water trees verursacht werden.

Ähnlich wie beim Problemkreis des Teilentladungs-Durchschlags hat die betroffene Industrie einen grossen Aufwand getrieben und die Herstellungstechnologie soweit verbessert, dass die heute gefertigten Kabel eine wesentlich höhere Resistenz gegenüber der Bildung von Wasserbäumchen haben; es darf somit erwartet werden, dass diese Kabel eine befriedigende Lebensdauer erreichen werden. Es ist jedoch noch nicht gelungen, die Wasserbäumchenbildung in polymerisolierten Kabeln ganz zu verhindern, es sei denn, das Eindringen

Adresse der Autoren:
Thomas Heizmann und Prof. Dr. *Walter Zaengl*, Eidg. Technische Hochschule, Fachgruppe Hochspannungstechnik, ETH Zentrum, 8092 Zürich.

von Wasser werde durch metallische Sperren verunmöglicht. Das bedeutet, dass auch die Lebensdauer der heutigen Kabel ohne Wasserdampfsperre dereinst durch die Bildung von Wasserbäumchen begrenzt sein kann.

Für den Betreiber älterer, das heisst potentiell gefährdeter Kabelnetze stellt sich also die Frage nach der Betriebssicherheit und nach Möglichkeiten einer Überprüfung des Alterungszustandes der Kabelanlagen. Da Wasserbäumchen zwar die Durchschlagsspannung und somit die Lebensdauer eines Kabels kontinuierlich vermindern, sich aber nicht stark und eindeutig auf gängige elektrische Messgrössen, wie zum Beispiel den Verlustfaktor bei Netzfrequenz oder die Gleichstromleitfähigkeit, auswirken, haben sie sich bislang einer zerstörungsfreien Erkennung entzogen. Was also zu entwickeln wäre, ist ein Verfahren, das durch die Messung einer bestimmten Eigenschaft des verlegten Kabels eine möglichst genaue Aussage über dessen Degradationszustand bezüglich der Bildung von Wasserbäumchen zulässt.

Wasserbäumchen in Polymeren – eine Literaturübersicht

Über die Bildung von Wasserbäumchen in Mittelspannungskabeln existiert eine umfangreiche Literatur; für ein weitergehendes Studium seien die folgenden Übersichtsartikel empfohlen: Shaw und Shaw [1]; Steennis [2]; Nicholls und Steennis [3]; Kap. 4, 6, 7 und 8 in Dissado und Fothergill [4]. Die wichtigsten Eigenschaften von Water trees und ihre Auswirkungen auf die betroffene Kabelisolierung lassen sich wie folgt zusammenfassen.

Entdeckung

Die eigentliche Entdeckung des Phänomens der Bildung von Wasserbäumchen wird Miyashita [5] zugeschrieben. Miyashita untersuchte in seinen Arbeiten Unterwasserpumpen, deren Stator mit polyethylenisolierten Drähten gewickelt war, in denen nach Isolationsdefekten bäumchenartige Strukturen identifiziert werden konnten. Tabata et al. [6] beschrieb als erster das Phänomen des Water treeing («sulfide trees») in polyethylenisolierten Energiekabeln. Weitere ausführliche Arbeiten über Wasserbäumchen in PE- und XLPE-isolierten Mittelspannungskabeln folgten von Vahlstrom [7] und Bahder et al. [8].

Erscheinungsformen

Wasserbäumchen – manche Erscheinungsformen werden auch «electrochemical trees» genannt – sind diffuse baum- oder buschförmige Strukturen, die in polymeren Isolierstoffen unter der Einwirkung eines elektrischen Wechselfeldes in der Gegenwart von Wasser wachsen. Die sogenannten «vented trees» wachsen von einer Störstelle an der Halbleiteroberfläche in Feldrichtung in die Isolierung hinein. «Bow-tie trees» haben ihren Ursprung an einer Störstelle im Innern der Isolierung und wachsen symmetrisch (schmetterlingsförmig) nach beiden Seiten parallel zum elektrischen Feld. Wenn Wasserbäumchen mit Wasser gesättigt sind, erscheinen sie als milchig-trübe, diffuse Strukturen und sind von Auge oder unter dem Mikroskop sichtbar. Wird eine Isolierung, die Wasserbäumchen enthält, getrocknet, so werden sie unsichtbar. Nach erneuter Lagerung in Wasser erscheinen dieselben Wasserbäumchen jedoch wieder, das heisst, die Schädigung der Polymermatrix ist irreversibel. Um Wasserbäumchen besser und permanent sichtbar zu machen, werden sie oft mit Methylenblau eingefärbt. Manche Formen von Water trees sind von Natur aus permanent gefärbt, sie werden dann als «electrochemical trees» bezeichnet (oder z. B. «sulfide trees», falls sie in einer schwefelhaltigen Salzlösung gewachsen sind und auch vorwiegend solche Salze enthalten, die ihnen eine charakteristische Struktur und Farbe geben; siehe z. B. [1]).

Bow-tie trees (btt) können in sehr hohen Dichten, bis zu vielen 1000 btt/mm^3 auftreten [9]. Da sie nicht direkt mit einem Wasser- (und Salz-)Reservoir in Verbindung stehen, wird ihr Wachstum aber normalerweise bei einigen hundert Mikrometern begrenzt. In Sonderfällen können aber auch Bow-tie trees Längen von einigen Millimetern erreichen [8, 9]. Vented trees haben über den Leiter- und Schirmbereich Zugang zu einem grösseren Wasserreservoir und können darum unter «optimalen» Bedingungen die Kabelisolierung vollständig durchwachsen [2].

Wasserbäumchen treten nicht nur in unvernetztem und vernetztem Polyethylen auf, sondern in den meisten polymeren Werkstoffen [1] inklusive gefülltem EPR [10] und sogar in anorganischen Materialien wie ZnSe [11].

Bildungsmechanismen und chemisch-physikalische Zusammensetzung von Water trees

Die genauen Bildungsmechanismen von Water trees sind immer noch Gegenstand intensiver Untersuchungen und zum Teil kontroverser Diskussionen. Ganz grob eingeteilt gibt es elektromechanische und elektrochemische Modelle. Viele der elektromechanischen Modelle beruhen auf einem durch elektrische Feldkräfte induzierten Aufbruch der Makromoleküle des Polymers. Bei den elektrochemischen Modellen geschieht dasselbe durch (elektro)chemische, oxidative Prozesse (siehe S. 99 in [4] für einen Überblick über die bisher vorgeschlagenen Modelle).

Unabhängig von den tatsächlichen Bildungsmechanismen ist in dem vom Wasserbäumchen betroffenen Volumen das Polymer von einer Vielzahl von sehr kleinen Hohlräumen durchsetzt («micro-voids»), die, nach neuesten Untersuchungen, mit Kanälen, deren Durchmesser aber im Submikronbereich liegt, miteinander verbunden sind [12]. Obwohl auch die chemische Zusammensetzung von Water trees lange Zeit kontrovers diskutiert wurde, haben neuere Untersuchungen, die mit Hilfe der Fourier-Transformations-Infrarot-*Mikro*spektroskopie durchgeführt wurden, übereinstimmend zu folgenden Resultaten geführt [13, 14]:

- Vor allem Vented trees aus betriebsgealterten Kabeln enthalten oft grosse Konzentrationen von Carboxylatgruppen ($-COO^-$). Carboxylate sind ionische Endgruppen von PE-Kettenmolekülen, die als Kation ein Metallion an das Polyethylengerüst binden können (organisches Salz).
- Neben den organischen Salzen (Carboxylatgruppen) sind in Wasserbäumchen oft auch anorganische Salze (wie z. B. Sulfate) vorhanden; vor allem in Bow-tie trees überwiegen diese die organischen Salze.
- Andere Oxidationsprodukte wie Carbonyl- ($>C=O$) und Carboxylgruppen ($-COOH$) sind in Wasserbäumchen meist nicht in stärkerem Masse vorhanden als im umgebenden Polymer.
- Je nach Typ (Vented tree oder Bow-tie tree) und Alterungsbedingungen können Wasserbäumchen eine unterschiedliche chemische Zusammensetzung aufweisen.

Die Konzentration von ionischen Verunreinigungen in den Wasserbäumchen war schon länger bekannt; als Quelle dieser Stoffe wurden, neben dem Elektrolyt bei künstlicher Alterung, die Halbleiterbeläge identifiziert [15].

Bedeutung für die Kabelalterung

Wie schon eingangs erwähnt, führen Wasserbäumchen zu einer Reduktion der elektrischen Festigkeit der betroffenen Isolierung (siehe z. B. [3]). Vented trees werden gemeinhin als gefährlicher angesehen, da ihr Wachstum nicht beschränkt ist und sie im Extremfall die ganze Isolierung durchwachsen können. Vented trees führen aber nicht direkt zum Durchschlag, sondern es ist ihre feldverzerrende Wirkung, die zur Zündung eines elektrischen Bäumchens («electrical tree») führt, welches dann bis

zur Gegenelektrode vorwachsen und den Durchschlag einleiten kann (siehe z. B. [9]). Damit Wasserbäumchen bei der Betriebsfeldstärke oder bei Überspannungen von 2–3 U_0 (d. h. $E < 10$ kV/mm) durchschlagen, müssen sie Längen von rund 80 bis 90% der Isolationsdicke erreichen. Es wurde auch schon beobachtet, dass Wasserbäumchen, welche die Isolierung vollständig überbrückt haben, im normalen Betrieb nicht zum Durchschlag geführt haben [2].

Etwas anders verhält es sich mit den Bow-tie trees: Da ihr Wachstum normalerweise bei einer Länge von einigen hundert Mikrometern beschränkt wird, sind sie weniger gefährlich als Vented trees. Nur in Ausnahmefällen erreichen Bow-tie trees solche Ausdehnungen, dass sie direkt zum Durchschlag führen können. Vor allem bei künstlich gealterten Kabeln wird aber oft beobachtet, dass auch eine hohe Dichte an Bow-tie trees zu einer Verminderung der dielektrischen Festigkeit führen kann, dies aber dann bei Durchschlagsfeldstärken, die über den üblicherweise im Betrieb auftretenden Werten liegen. Erklärt werden kann diese Tatsache damit, dass eben auch die Aneinanderreihung von vielen kleinen Schwachstellen zu einer Reduktion der (makroskopischen) Durchschlagsspannung führen kann (Kap. 6.1.1 in [4]).

Dielektrische Eigenschaften von Wasserbäumchen

Geht man davon aus, dass ein Wasserbäumchen aus einer Ansammlung von wassergefüllten Hohlräumen besteht, so muss zumindest mit einer erhöhten relativen Permittivität und, abhängig von der Beweglichkeit der Ionen im Wasserbäumchen, auch mit einer grösseren Gleichstromleitfähigkeit des vom Wasserbäumchen betroffenen Polymers gerechnet werden. Aus der Tatsache, dass selbst eine Isolierung, in der die Strecke zwischen den Elektroden praktisch vollständig von einem Wasserbäumchen überbrückt ist, noch eine beachtliche elektrische Restfestigkeit aufweist, kann gesehen werden, dass ein Wasserbäumchen aber nicht als eine elektrisch gut leitende Struktur betrachtet werden darf [2].

Stucki et al. [16, 17] hat die dielektrischen Eigenschaften von einzelnen Wasserbäumchen mittels abgeschirmter Nadeln gemessen. Nach diesen Untersuchungen ist die relative Permittivität ε_r von nassen Wasserbäumchen in Feldrichtung ungefähr 3,6 (also nicht etwa $\varepsilon_r = 81$ wie von Wasser), senkrecht dazu ist jedoch nur ein ε_r von 2,7 wirksam. Aus der Anisotropie der relativen Permittivität wird geschlossen, dass Wasserbäumchen aus länglichen Strukturen bestehen, also zum Beispiel aus Microvoids, die durch Kanäle verbunden sind. Für die Leitfähigkeit von Wasserbäumchen in Feldrichtung wird ein Wert von 10^{-10} $(\Omega\text{cm})^{-1}$ angegeben.

Kabeldiagnostik in der Literatur

Unter diagnostischen Methoden für kunststoffisolierte Mittelspannungskabel sollen hier Methoden verstanden werden, die durch die Messung einer bestimmten Eigenschaft eines verlegten Kabels eine Aussage über dessen Alterungszustand ermöglichen. Da sich die Diagnose auf die Isolierung beschränkt, kann das Kabel als Zweitor betrachtet werden, dessen dielektrische Eigenschaften durch eine Messung an seinen Klemmen (Kabelenden) bestimmt werden soll. Das eigentliche Problem der Kabeldiagnose besteht darin, geeignete Messgrössen zu finden, mit denen sich die durch die Wasserbäumchen hervorgerufenen Veränderungen der dielektrischen Eigenschaften zuverlässig erfassen lassen. Diagnostische Prüfverfahren unterscheiden sich von reinen Spannungsprüfungen dadurch, dass zusätzlich zur (Hoch-)Spannungsbeanspruchung noch eine Messgrösse erfasst wird. Übersichten über Spannungsprüfverfahren, die hier nicht weiter behandelt werden, finden sich bei Krefter [18], Bach [19] und Aschwanden [20].

Aus naheliegenden Gründen wurde in frühen Arbeiten zunächst untersucht, ob sich Wasserbäumchen mit gängigen elektrischen Messgrössen wie der Gleichstromleitfähigkeit oder dem Verlustfaktor bei Netzfrequenz detektieren lassen. Leider hat sich herausgestellt, dass dies nicht der Fall ist. So lässt sich auch aus den weiter oben genannten Werten für die Leitfähigkeit und die wirksame relative Permittivität abschätzen, dass der Verlustfaktor tan δ (für Netzfrequenz oder höhere Frequenzen) auch von stark Water-tree-haltigen Isolierungen kaum wesentlich über demjenigen von Polyethylen liegt [17]. Zusammenfassend kann man sagen, dass, wenn überhaupt, nur sehr lange Vented trees oder eine sehr hohe Dichte von Bow-tie trees zu einer messbaren Änderung der DC-Leitfähigkeit und des Verlustfaktors bei Netzfrequenz führen (für eine Literaturübersicht siehe [2]).

Nachfolgend sollen diejenigen Verfahren behandelt werden, welche zurzeit zur Vor-Ort-Diagnose von Mittelspannungskabeln effektiv angewandt werden und von denen publizierte Resultate vorliegen. All diesen Verfahren ist gemein, dass es sich nicht um allgemein anerkannte oder sogar genormte Verfahren handelt, sondern dass sie sich erst in Entwicklung befinden. Die Interpretation der Ergebnisse dieser Messverfahren ist daher naturgemäss noch mit grossen Schwierigkeiten und Unsicherheiten verbunden.

Momentan zur Diskussion stehende Methoden

Viele Vorschläge für diagnostische Methoden stammten ursprünglich aus Japan. Charakteristisch für die in Japan angewandten diagnostischen Verfahren ist, dass es sich meistens um echte On-line-Methoden handelt, zudem werden oft Kombinationen von verschiedenen Methoden angewandt. Von den zahlreichen vorgeschlagenen Methoden seien hier nur die DC-Komponenten-Messung [21] und die On-line-Verlustfaktormessung bei Netzfrequenz [22] erwähnt (für eine kurze Beschreibung der einzelnen Verfahren siehe auch [23, 24]). Bis anhin ist es jedoch nicht gelungen, die japanischen Messverfahren erfolgreich auf europäische Kabel anzuwenden. Dies mag mit Besonderheiten der in diesem Land gebräuchlichen Kabel mit den relativ kleinen Systemspannungen von 3,3 und 6,6 kV zusammenhängen.

In Nordamerika wurden schon relativ früh erste grundlegende Untersuchungen über den Einfluss von Wasserbäumchen auf die dielektrischen Eigenschaften der betroffenen Kabelisolierungen gemacht, die Aktivitäten scheinen dann aber nach negativen Resultaten suspendiert worden zu sein. In Europa liegen derzeit Erfahrungen mit den folgenden Messverfahren vor:

- Krüger et al. [25] hat die Verlustfaktoren von betriebsgealterten Kabeln bei 50 Hz und 0,1 Hz gemessen. Für die Messungen wurde ein 0,1-Hz-Hochspannungsgenerator mit einer Verlustfaktor-Messeinrichtung entwickelt, das heisst die Messungen wurden mit Hochspannungen in der Grössenordnung der Betriebsspannung durchgeführt. Eine statistische Analyse der Messresultate hat ergeben, dass ein Zusammenhang zwischen dem Betrag des Verlustfaktors bei 0,1 Hz und der Durchschlagsspannung der Kabelstücke besteht.
- Steennis et al. [26] hat ebenfalls ein Gerät zur Verlustfaktormessung bei 0,1-Hz-Hochspannungsbelastung entwickelt und bei Vor-Ort-Messungen eingesetzt. Die Schlussfolgerung in dieser Arbeit lautet, dass eine gute Korrelation zwischen dem Grad der Alterung durch Wasserbäumchen und der 0,1-Hz-Durchschlagsspannung bestehe. Im Widerspruch zu Krüger [25] wird aber festgestellt, dass der Verlustfaktor bei 0,1 Hz keine Information über den Alterungszustand enthalte.
- Bach et al. [27] beschreibt Vor-Ort-Messungen mit dem von Krüger [25] entwickelten Verlustfaktormessgerät. Es wurden über 1500 Vor-Ort-Messungen an betriebsgealterten und an neuen Mittelspannungs-

kabeln durchgeführt. Die Beobachtung des Betriebsverhaltens der Kabel nach den Messungen sowie das gelegentliche Auftreten von Durchschlägen während der Messung hat erlaubt, als Grenzwert für den Verlustfaktor bei 0,1 Hz von gealterten Kabelstrecken einen Wert von $4 \cdot 10^{-3}$ zu etablieren. Die Beobachtungen haben ergeben, dass bei Kabeln mit einem Verlustfaktor, der über diesem Grenzwert liegt, häufiger Störungen im weiteren Betrieb auftraten als bei Kabelstrecken mit geringerem Verlustfaktor. Teilweise wurde auch ein Ansteigen des Verlustfaktors mit der Prüfspannung beobachtet, eine eindeutige Korrelation dieses Verhaltens mit der Water-tree-Schädigung der Kabel konnte jedoch nicht sicher festgestellt werden.

In der Literatur findet man einige Berichte, die sich mit der Messung von Nachlade- und Nachentladeströmen als Methoden für die Kabeldiagnostik befassen. Die Idee stammt wahrscheinlich wieder aus Japan:

– Isshiki und Yamamoto [28] haben die Nachentladeströme von ungealterten und von Water-tree-gealterten 6,6-kV-Kabeln verglichen und dabei festgestellt, dass der Nachentladestrom der Kabel, die Wasserbäumchen enthalten, grösser ist und langsamer abfällt als derjenige von ungealterten Kabeln. (1984)

– Swingler et al. [29] hat wahrscheinlich als erster in Europa versucht, Nachladestrom-Messungen an verlegten Kabeln durchzuführen. Die Messungen waren jedoch von starken Störungen beeinträchtigt, so dass kaum Aussagen über den Alterungszustand der Kabel gemacht werden konnten.

– Evers und Kranz [30] bzw. Beigert et al. [31] haben die Nachentladeströme von nass und trocken gealterten Mittelspannungskabeln unter zusätzlicher Applikation einer sogenannten Ziehspannung gemessen. Durch umfangreiche Berechnungen auf dem Computer wurden die Ströme in drei Komponenten mit verschiedenen Zeitkonstanten zerlegt, durch diese Analyse – so wird von den Autoren gesagt – werde eine Unterscheidung von Water-tree-gealterten und ungealterten sowie trockengealterten Kabeln ermöglicht. Beigert et al. [31] erwähnt die Möglichkeit, derartige Messungen auch unter Vor-Ort-Bedingungen durchzuführen; bis anhin wurden jedoch noch keine Resultate veröffentlicht.

In verschiedenen Publikationen haben die Autoren dieses Aufsatzes über eine neue Methode zur Vor-Ort-Diagnose von verlegten Mittelspannungskabeln bereits kurz berichtet [23, 32–34]. Wie im zweiten Teil dieses Berichts ausführlicher gezeigt werden wird, konnte durch die Evaluation der Linearität der Nachentladeströme ein Kriterium etabliert werden, das die Unterscheidung von stark Water-tree-haltigen und von ungeschädigten Kabeln erlaubt. Messungen an einer grossen Anzahl von Kabeln haben gezeigt, dass Kabel, die eine hohe Dichte an Wasserbäumchen enthalten, ein *nichtlineares dielektrisches Verhalten* besitzen, das sich klar vom linearen Verhalten neuer oder nur schwach gealterter Kabel unterscheidet. Weiter wurde gezeigt, dass mit der vorgeschlagenen Methode Vor-Ort-Messungen mit einem vertretbaren Aufwand durchgeführt werden können. Eine eingehende Darstellung dieser Methode findet sich in [24]. Diss. Heizu

Weitere Untersuchungen, die auf der Messung von Nachentladeströmen basieren, wurden von Patsch und Romero [35] durchgeführt. Daneben erscheinen in jüngster Zeit vermehrt Berichte, die die Anwendung der sogenannten Rückspannungsmessung (engl. «return voltage») zur Kabeldiagnose ins Auge fassen [36].

Vor-Ort-Kabeldiagnose durch die Messung von Relaxationsströmen

Die dielektrischen Eigenschaften von Isolierstoffen lassen sich im Zeitbereich durch die Messung der sogenannten Relaxationsströme erfassen. Relaxationsströme sind die Antwort eines Dielektrikums (Isolierstoffs) auf eine schrittförmige Feldänderung: Wird das elektrische Feld, dem ein Dielektrikum ausgesetzt ist, von Null auf einen Wert E_o erhöht, fliesst der sogenannte Nachladestrom (Polarisationsstrom); wird das elektrische Feld von E_o auf Null gebracht, so spricht man von einem Nach*ent*ladestrom (Depolarisationsstrom). Bei linearen Systemen sind die Relaxationsströme über die Fourier-Transformation mit Frequenzbereichsgrössen, wie zum Beispiel dem Verlustfaktor tan δ, verknüpft.

Bei der praktischen Durchführung der Nachentladestrom-Messung, wie sie beim hier beschriebenen diagnostischen Verfahren angewandt wird, wird ein Mittelspannungskabel, das während einer längeren Zeit mit einer Gleichspannung polarisiert wurde, zur Zeit $t = 0$ über einen Widerstand relativ schnell entladen. Danach wird im Kurzschluss zwischen Schirm und Leiter nach ungefähr 1 s mit der Nachentladestrom-Messung begonnen. Der so gemessene Nachentladestrom rührt von langsam ablaufenden Polarisationsmechanismen her. Da in jedem realen, das heisst verlustbehafteten Dielektrikum eine ganze Reihe von Polarisationsmechanismen existieren, deren Relaxations-Frequenzen (bzw. -Zeiten) in einer extremen Bandbreite von praktisch beliebig tiefen bis hin zu optischen Frequenzen variieren, nimmt der Nachentladestrom nur relativ langsam mit der Zeit ab (siehe z. B. [37]).

Der Nachladestrom, also der Strom, der beim plötzlichen Anlegen einer Gleichspannung in ein Kabel hineinfliesst, ist (bei einem linearen System) das Spiegelbild des Nachentladestromes, das heisst er besitzt denselben Verlauf bei umgekehrter Polarität. Falls das Dielektrikum noch eine echte DC-Leitfähigkeit besitzt, so überlagert sich beim Nachladestrom über die oben bespro-

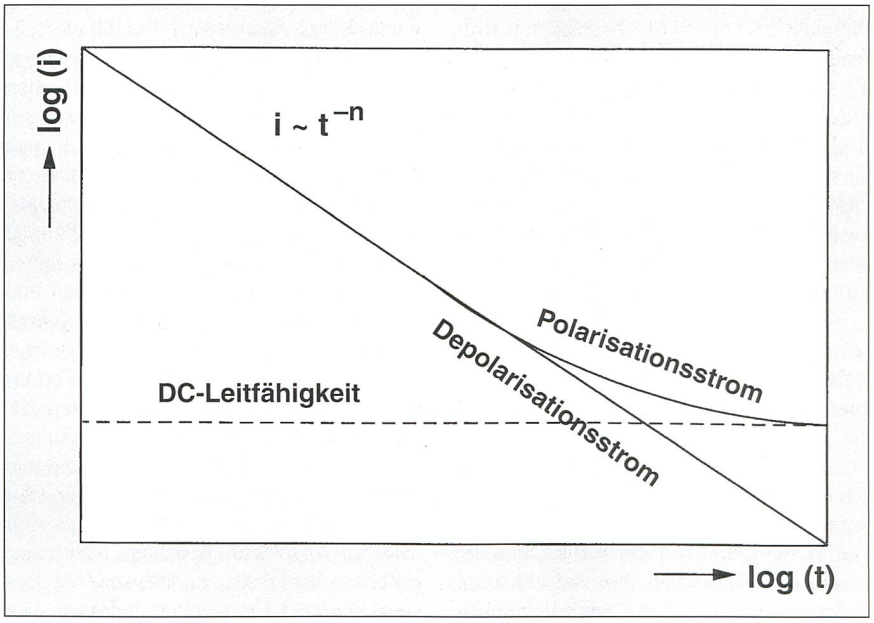


Bild 1 Prinzipieller Verlauf des Polarisations- und Depolarisationsstromes bei vorhandener Gleichstromleitfähigkeit

Kabeltyp			XLPE, 3fach, trocken vernetzt			3fach, peroxidisch vernetzt		Modellkabel peroxidisch vernetzt		
Kabeltyp/Untertyp	PE 2fach	XLPE dampfvernetzt 2fach	peroxidisch vernetzt	silan-vernetzt	El.-Strahl	EVA/ EEA Copoly.	WTR	XLPE, 3fach dampf-vernetzt	XLPE, 3fach trocken-vernetzt	EPR, 3fach peroxidisch vernetzt
Neuzustand	1 20 m	1 20 m	5 450 m	3 100 m	1 10 m	1 50 m	5 30 m	2 20 m	2 20 m	1 20 m
betriebsgealtert	23 5500 m	6 2500 m	1 600 m							
künstlich gealtert	2 20 m	2 20 m	14 150 m	9 50 m	3 10 m	1 50 m	4 10 m	2 2 m	3 5 m	1 10 m
Vor-Ort-Messungen	17 17 000 m	1 900 m	3 3300 m							

Tabelle I Zusammenstellung der untersuchten Kabeltypen

Die obenstehende Zahl in den einzelnen Zeilen bedeutet die Anzahl der untersuchten Kabeltypen, wobei damit eine bestimmte Kabelkonstruktion, ein bestimmter Hersteller, ein Jahrgang oder ein einer bestimmten Alterung unterzogenes Kabel gemeint sein kann. Die darunter stehende Zahl gibt die untersuchte Aderlänge an. 2fach und 3fach steht für 2fach bzw. 3fach extrudierte Kabel. Weiter ist in der Tabelle angegeben, ob es sich um trocken- oder dampfvernetzte Kabel handelt. Es wurden unvernetzte, peroxidisch vernetzte, silanvernetzte und elektronenstrahlvernetzte Kabel untersucht.

chenen transienten Vorgänge noch ein konstanter, das heisst zeitunabhängiger Stromanteil. Bei Stoffen mit extrem kleiner Leitfähigkeit, wie zum Beispiel Polyethylen, können die transienten Vorgänge sehr lange andauern (Stunden bis Tage und länger), so dass es allgemein schwierig wird, von einer Gleichstromleitfähigkeit zu sprechen [38].

Schon früh wurde gefunden, dass die Relaxationsströme sehr vieler Dielektrika einem empirischen Potenzgesetz gehorchen (Curie-von-Schweidler-Gesetz [39]):

$$i(t) = A \cdot t^{-n}$$

mit A = f(Temp., Feldstärke usw.) und $0 < n < 1$. Bild 1 zeigt den prinzipiellen Verlauf des Polarisationsstromes bei vorhandener Gleichstromleitfähigkeit und den dazugehörigen Depolarisationsstrom nach dem Curie-von-Schweidler-Gesetz. Wie aus Bild 1 ersichtlich ist, wird ein Potenzgesetz im doppelt-logarithmischen Massstab [log(Strom) vs. log(Zeit)] durch eine Gerade dargestellt, wobei der Exponent n der Steigung dieser Geraden entspricht. Da im logarithmischen Massstab nur die Beträge der Ströme dargestellt werden können, sind Polarisations- und Depolarisationsstrom deckungsgleich (bis auf die Gleichstromkomponente).

Messtechnik

Die Nachentladeströme von Mittelspannungskabeln liegen je nach Ladespannung, Kabeltyp, Kabellänge und Messdauer im Bereich von 10^{-6} bis 10^{-14} A. Im Labor können solche Ströme relativ einfach mit kommerziell erhältlichen Messgeräten erfasst werden. Für die Messung wird prinzipiell eine DC-Hochspannungsquelle, eine Vorrichtung zum Entladen des Kabels sowie ein Strommessgerät benötigt. Zur einfacheren und sicheren Durchführung von Vor-Ort-Messungen wurde ein tragbares Nachentladestrom-Messgerät entwickelt, das nach Anschluss eines einzigen Messkabels an das zu prüfende Mittelspannungskabel die erforderlichen Messungen automatisch durchführt und die Messdaten zur Analyse in grafischer Form ausdruckt [40, 41].

Experimentelle Untersuchungen

Um Unterscheidungsmerkmale von ungealterten und gealterten Kabeln zu finden, die eine möglichst weitreichende Gültigkeit besitzen, wurden in der vorliegenden Untersuchung möglichst viele Messungen an möglichst verschiedenen Kabeltypen, die verschiedenartiger Alterung unterlagen, gemacht. Tabelle I gibt Auskunft über die untersuchten Kabeltypen und die gemessenen Aderlängen; insgesamt wurden über 3000 Einzelmessungen ausgeführt.

Einfluss des Isoliermaterials auf die Nachentladeströme

Der Nachentladestrom ist ein Mass für die zeitabhängigen Verluste eines Dielektrikums, sein Betrag ist daher primär von der Art des Isoliermaterials abhängig. Bild 2 zeigt die Nachentladeströme, normiert auf 1 m Kabellänge, von einigen ausgewählten neuen Mittelspannungskabeln mit verschiedenen Isoliermaterialien. Die Ladezeit für die Messungen betrug 30 Minuten, die Ladespannung lag bei 12 kV. Aus dem Bild ist ersichtlich, dass das stärker verlustbehaftete, weil mineralische Füllstoffe enthaltende EPR-Kabel einen viel grösseren Nachentladestrom besitzt als die Kabel mit vernetztem Polyethylen als Isolierung. Vergleicht man die drei XLPE-isolierten Kabel, so gewinnt man den Eindruck, dass die Nachentladeströme (und damit die Verluste) nicht primär von der Grundsubstanz (nämlich dem Polyethylen), sondern eher von den sich darin befindenden «Verunreinigungen» (z. B. Vernetzungsbeiprodukte) abhängen.

Vom Verlauf her folgen die Nachentladeströme recht gut dem Potenzgesetz von Curie-von Schweidler, der Exponent n (die Steigung) liegt in der Nähe von 1. Dass die Exponenten der drei Polyethylenkabel mit Werten von 1,1 bis 1,2 etwas grösser sind, als dies bei verlustarmen Dielektrika normalerweise der Fall ist, kann damit zusammenhängen, dass diese neuen Kabel noch relativ hohe Konzentrationen an Beiprodukten der Vernetzung enthalten.

Einfluss der Alterung auf Betrag und Steigung der Nachentladeströme

Bild 3 zeigt die Nachentladeströme von drei polyethylenisolierten Mittelspannungskabeln, die nach ungefähr 20 Jahren Betriebszeit durchgeschlagen haben. Als untere und obere Grenze ist gestrichelt der sehr kleine Nachentladestrom des neuen, strahlenvernetzten Kabels und derjenige des neuen EPR-Kabels eingetragen (aus Bild 2). Für die Messung aller gezeigten Nachentladeströme wurden die Kabel wäh-

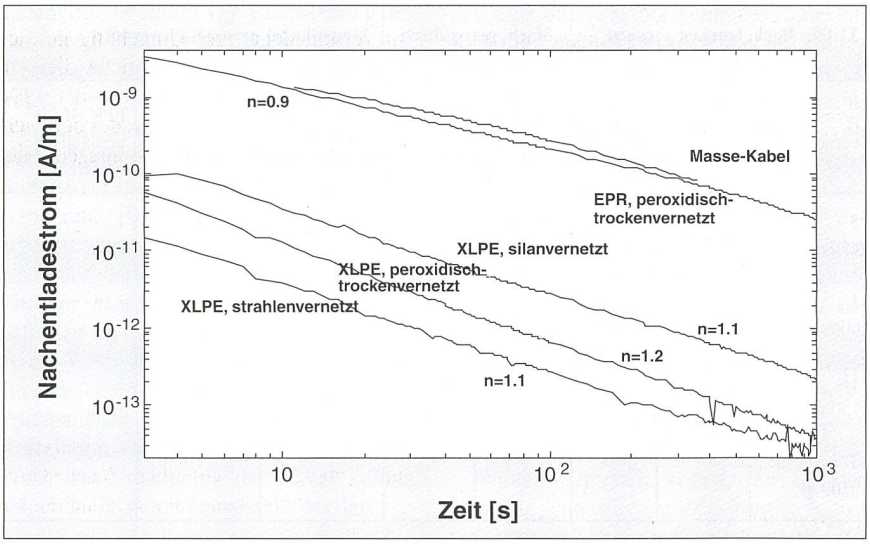


Bild 2 Abhängigkeit der Nachentladeströme von der Art des Isoliermaterials

Einfluss des Isoliermaterials auf die Nachentladeströme bei 20-kV-Mittelspannungskabeln; die Kabel wurden während 30 min mit 12 kV polarisiert; alle Ströme sind auf 1 m Kabellänge bezogen.

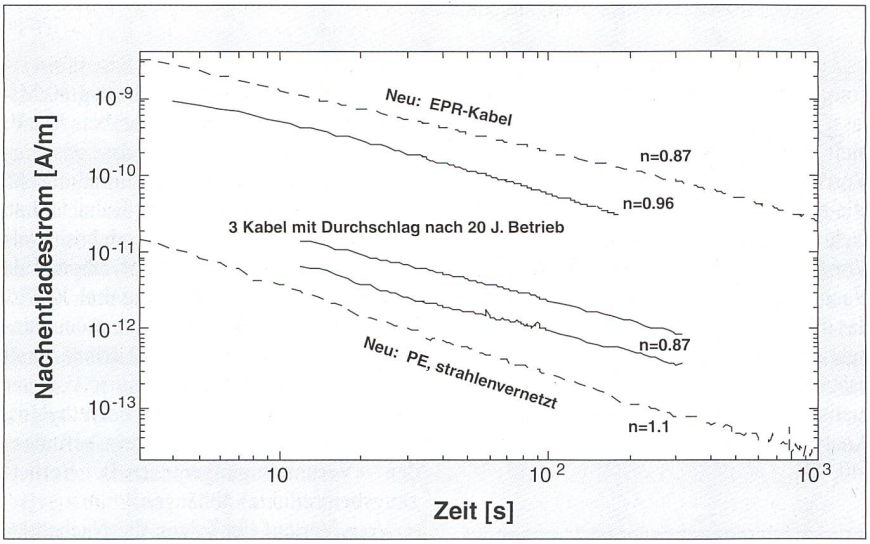


Bild 3 Einfluss der Alterung auf Betrag und zeitliche Abnahme der Nachentladeströme

Die Kurven beziehen sich auf 1 m Kabellänge und 12 kV Ladespannung.

rend 30 min mit 12 kV polarisiert; die Ströme sind auf 1 m Kabellänge bezogen. Aus Bild 3 kann abgelesen werden, dass sich die Beträge der Nachentladeströme von betriebsgealterten Kabeln um fast einen Faktor 100 unterscheiden können. Die Nachentladeströme von zweien der drei betriebsgealterten Kabel sind kaum grösser als diejenigen von neuen Kabeln. Als Tendenz ist allenfalls sichtbar, dass die gealterten Kabel eher etwas flachere Stromverläufe besitzen.

Zusammenfassend kann also gesagt werden, dass verschiedene Kabelisolierungen Nachentladeströme besitzen können, die sich um Grössenordnungen voneinander unterscheiden. Die Beurteilung des Betrages und auch der Steigung von Nachentladeströmen wird also kaum eine zuverlässige Unterscheidung von ungealterten und gealterten Kabeln zulassen. Es kann zwar vermutet werden, dass ungewöhnlich grosse Depolarisationsströme, wie dies in Bild 3 bei einem Kabel der Fall ist, wahrscheinlich ein Zeichen dafür sind, dass das Kabel stark gealtert ist, die Umkehrung gilt jedoch nicht: Bild 3 zeigt zwei Beispiele von stark gealterten Kabeln, die im Betrieb durchgeschlagen haben, die aber keine auffällig erhöhten Nachentladeströme besitzen.

Nichtlinearität als Diagnose-Kriterium

Nachdem der Betrag und der allgemeine Verlauf der Nachentladeströme als Bewertungskriterien für den Alterungszustand also praktisch ausgeschieden werden konnten, wurde das Augenmerk auf die Spannungsabhängigkeit derselben gerichtet. Beispielhaft soll in den folgenden Bildern auf das unterschiedliche Verhalten der Nachentladeströme von zwei künstlich gealterten Kabeln eingegangen werden. Beide XLPE-isolierten Kabel wurden während 12 Monaten bei einer Spannung von 36 kV der Frequenz 500 Hz im Wasserbad bei 30 °C einer beschleunigten Alterung unterzogen. Kabel *A* enthielt nach der Alterung eine sehr hohe Bow-tie-tree-Dichte von rund 10 000 btt/mm³; in Kabel *B* waren hingegen lediglich etwa 150 btt/mm³ vorhanden. Alle Messungen wurden an den vollständig mit Wasser gesättigten Kabelproben durchgeführt und beziehen sich auf eine Kabellänge von 1 m; die Ladezeit betrug einheitlich 30 Minuten.

In Bild 4 sind die Nachentladeströme des stark durch Wasserbäumchen gealterten Kabels *A* dargestellt. Eine genauere Analyse der Nichtlinearität erfolgt in Bild 5; dort sind die Nachentladeströme nach 100 s in Abhängigkeit der zuvor angelegten Polarisationsspannung beziehungsweise der Maximalfeldstärke E_{max} am Innenleiter aufgetragen. Es ist ersichtlich, dass sich die Nachentladeströme bis zu einer Polarisationsspannung von ungefähr 12 kV linear verhalten, darüber aber stark überproportional zunehmen. Die Steigung der Nachentladeströme liegt für Ladespannungen bis 12 kV bei ungefähr 1 und wird dann für die höheren Ladespannungen zunehmend kleiner (n = 0,8 bei 36 kV). Das Abflachen der beiden unteren Stromverläufe gegen das Ende des Zeitbereichs hin ist kein realer Effekt, sondern kommt durch die Überlagerung von Nachentladeströmen von vorangegangenen Messungen zustande, das heisst die Kabel waren vor der Messung nicht genügend lange kurzgeschlossen.

In den Bildern 6 und 7 sind die Nachentladeströme von Kabel *B*, das nur eine geringe Dichte von Bow-tie trees enthält, analysiert. Das Kabel weist bis zu einer Polarisationsspannung von 24 kV praktisch lineare Nachentladeströme auf.

Zusammenfassung der Messresultate

Als wichtigstes Resultat haben die experimentellen Untersuchungen ergeben, dass polymerisolierte Mittelspannungskabel ein nichtlineares dielektrisches Verhalten aufweisen können. Dabei bedeutet dies, dass die Nachentladeströme der nichtlinearen Kabel überproportional mit der Ladespannung zunehmen. Folgende Erscheinungen sind damit verbunden:

- Kabel mit einem nichtlinearen dielektrischen Verhalten weisen praktisch immer eine hohe Dichte von Wasserbäumchen auf (Ausnahmen: siehe weiter unten).
- Die Nichtlinearität erscheint im Feldstärkebereich von 3 bis 10 kV_{DC}/mm; die Kabel verhalten sich also ungefähr bis zu einer Ladespannung in der Grösse des Effektivwertes der Betriebswechselspannung linear, darüber steigt der Grad der Nichtlinearität mit zunehmender Spannung an. Die Nichtlinearität tritt auch schon bei Ladezeiten im Minutenbereich auf.
- Werden nichtlineare Kabel, das heisst Kabel, die viele Wasserbäumchen enthalten, einem Trocknungsprozess unterzogen, so nehmen sie ein lineares Verhalten an; erneutes Befeuchten führt zur Rückentwicklung der Nichtlinearität.
- Die nichtlinearen Effekte verschwinden auch bei monatelanger Lagerung der Kabel bei Raumtemperatur nicht, das heisst die Wasserbäumchen trocknen unter diesen Bedingungen nicht oder zumindest nicht vollständig aus. Erst das mehrtägige Trocknen bei erhöhter Temperatur bringt die Nichtlinearität zum Verschwinden.
- Kabel, die keine oder nur sehr wenige Wasserbäumchen enthalten, zeigen ein lineares Verhalten, ob trocken oder mit Wasser gesättigt, falls die Feldstärke während der Polarisation 10 kV/mm nicht wesentlich übersteigt.

Aus den oben angeführten Beobachtungen wird geschlossen, dass es die Wasserbäumchen sind, die zum erwähnten nichtlinearen dielektrischen Verhalten der betroffenen Kabelisolierung führen.

Weiter haben die Messungen gezeigt, dass eine Korrelation zwischen dem Grad der Nichtlinearität und der Dichte der Wasserbäumchen existiert. Da Water trees, die in verschiedenartiger Umgebung gewachsen sind, auch unterschiedliche dielektrische Eigenschaften haben können, lässt sich aus der Kenntnis des Grades der Nichtlinearität eines Kabels hingegen nicht direkt und präzis auf dessen Gehalt an Wasserbäumchen schliessen, sondern nur angeben, ob das Kabel eine geringe, eine mittlere oder eine hohe Dichte an Water trees enthält. Die Erfahrung hat gezeigt, dass Kabel, bei denen bei einer Verdoppelung der Ladespannung von U_o auf $2 \cdot U_o$ der Depolarisationsstrom um einen Faktor 3 oder mehr zunimmt, eine Bow-tie-tree-Dichte von mindestens einigen 100 btt/mm^3 und/oder relativ viele Vented trees (einige vt/cm^2 Halbleiteroberfläche) enthalten.

Nach den vorliegenden Messresultaten ist es nicht möglich, Aussagen über die Art (d. h. Bow-tie tree oder Vented tree) und die Grössenverteilung der Wasserbäumchen zu machen: Die integrale Methode der Messung der Nachentladeströme erlaubt lediglich eine Aussage über den von den Wasserbäumchen eingenommenen Anteil am Gesamtvolumen der Kabelisolierung.

Die erwähnten Ausnahmen beschränken sich auf frisch produzierte Kabel und solche, die eine Isolierung aus einem modifizierten Polyethylen besitzen (EEA/EVA-Copolymer; WTR-Materialien). Bei der letztgenannten Gruppe von Kabeln hat es sich gezeigt, dass sich auch ohne Anwesenheit von Wasserbäumchen nichtlineare Nachentladeströme ergeben können, die vermutlich durch die Migration von Beiprodukten der Vernetzung und durch die erhöhte Aktivität solcher Substanzen in der modifizierten Polymermatrix zustande kommen. Die Effekte verschwinden nur zum Teil nach längerem Ausheizen der Kabel, können aber meistens leicht identifiziert werden, da sie mit einer allgemeinen Nichtreproduzierbarkeit der Nachentladestrom-Messungen verbunden sind.

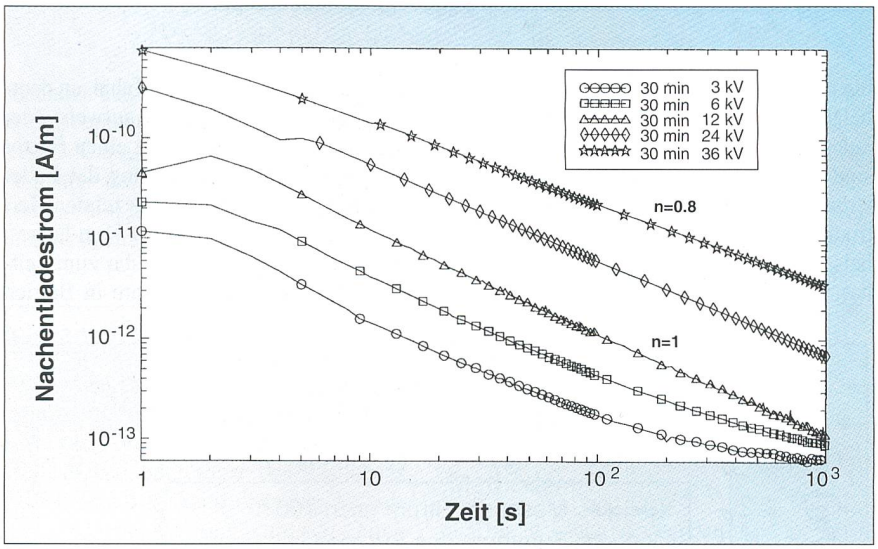


Bild 4 Nachentladeströme eines Kabels mit einer sehr hohen Dichte an Bow-tie trees (Kabel *A*)

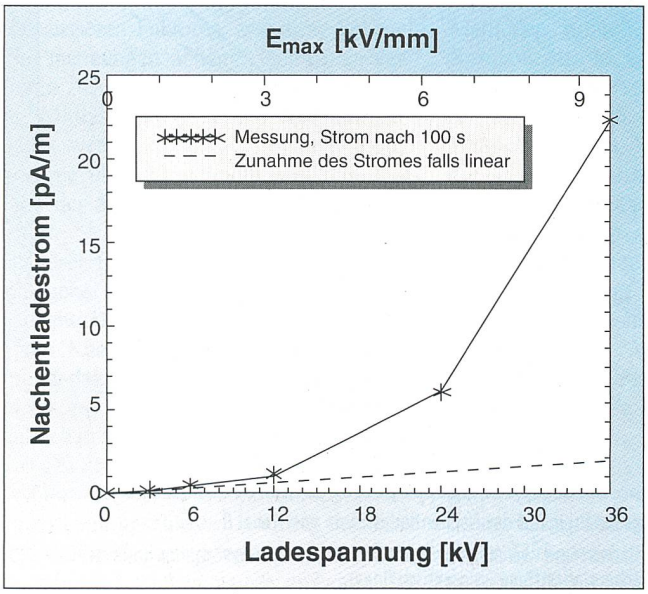


Bild 5 Analyse der Spannungsabhängigkeit der Nachentladeströme von Kabel *A*

Aufgetragen sind die Nachentladeströme, welche 100 s nach Beginn des Entladevorgangs gemessen wurden. Das Verhalten der Nachentladeströme ist stark nichtlinear.

Vor-Ort-Messungen

Mit der Durchführung von über 20 Messungen an verlegten Kabeln konnte gezeigt werden, dass zuverlässige Vor-Ort-Messungen von Nachentladeströmen möglich sind. Die Resultate dieser Messungen lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Neuere, dreifach extrudierte Kabel (XLPE), die weniger als etwa fünf Jahre in Betrieb gestanden haben, weisen durchwegs lineare Nachentladeströme auf. Bei einem Kabel dieses Typs konnte jedoch nach acht Betriebsjahren bereits

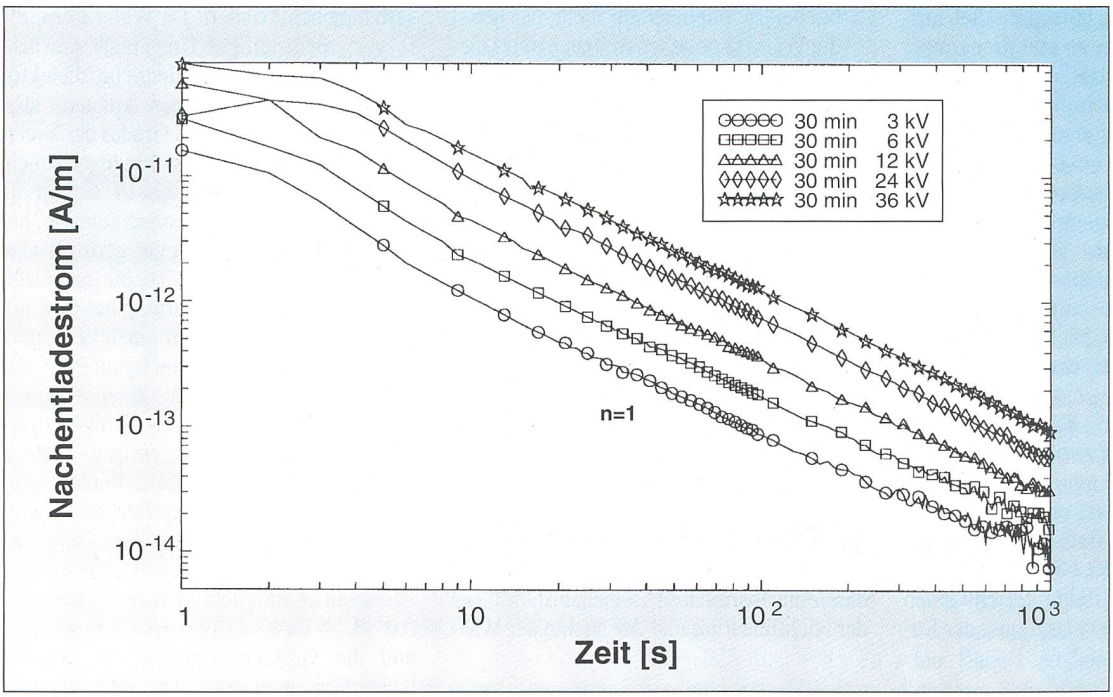


Bild 6 Nachentladeströme eines Kabels, das nur eine geringe Dichte an Bow-tie trees enthält (Kabel *B*)

ein leicht nichtlineares Verhalten festgestellt werden.

- Messungen an zweifach extrudierten Kabeln (PE- und XLPE-isoliert), die zwischen 9 und 22 Jahre in Betrieb gestanden haben, zeigen, dass diese Kabel bei normaler Erdverlegung (in Kunststoffrohren im Rohrblock oder ähnliche Verlegearten) in aller Regel deutlich nichtlineare Nachentladeströme besitzen.
- Hingegen konnte festgestellt werden, dass Kabel, die trocken auf Kabelpritschen verlegt waren (z. B. in Industriebetrieben), ihr lineares dielektrisches Verhalten während bis zu 18 Jahren konservieren konnten.

Die oben angeführten Beobachtungen bestätigen, dass eine Auswertung der Vor-Ort-Nachentladestrom-Messungen im Sinne des Kriteriums der Nichtlinearität zu Resultaten führt, die dem erfahrungsgemäss zu erwartenden Alterungszustand entsprechen. Zwar kann der Zusammenhang zwischen der Nichtlinearität der Nachentladeströme und dem tatsächlichen Alterungszustand nicht statistisch gesichert belegt werden, da die untersuchten Kabel aus naheliegenden Gründen in der Regel keiner Durchschlagsprüfung unterzogen werden konnten. Stichprobenartige Untersuchungen von Kabeln, die nach den Vor-Ort-Messungen für Analysen im Labor zur Verfügung gestanden haben, bestätigten den angedeuteten Zusammenhang jedoch [24].

Anhand von zwei Beispielen von Vor-Ort-Messungen soll demonstriert werden, wie sich unterschiedliche Verlegearten und die dadurch bewirkte, unterschiedliche Kabelalterung auf das Verhalten der Nachentladeströme auswirken können. In Bild 8 sind die vor Ort gemessenen Nachentladeströme von zwei Adern eines zweifach extrudierten, 370 m langen, PE-isolierten Kabels, das neun Jahre in Betrieb gestanden hat (Produktionsjahrgang 1983), abgebildet. Es ist sichtbar, dass das Kabel ein deutlich nichtlineares Verhalten aufweist (der Nachentladestrom nimmt um einen Faktor 3,3 zu, bei einer Verdoppelung der Ladespannung). Beim in Bild 9 gezeigten Beispiel handelt es sich um ein 174 m langes, zweifach extrudiertes Kabel, das zum Zeitpunkt der Messungen 18 Jahre in Betrieb

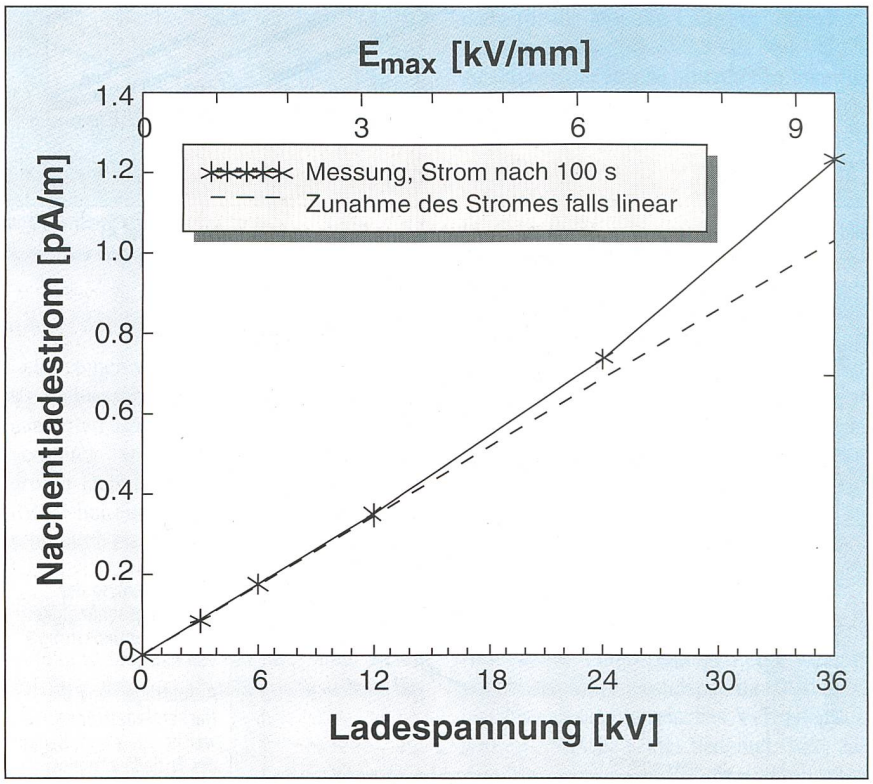


Bild 7 Analyse der Spannungsabhängigkeit der Nachentladeströme von Kabel *B*

Aufgetragen sind die Nachentladeströme, welche 100 s nach Beginn des Entladevorgangs gemessen wurden. Das Verhalten der Nachentladeströme ist praktisch linear.

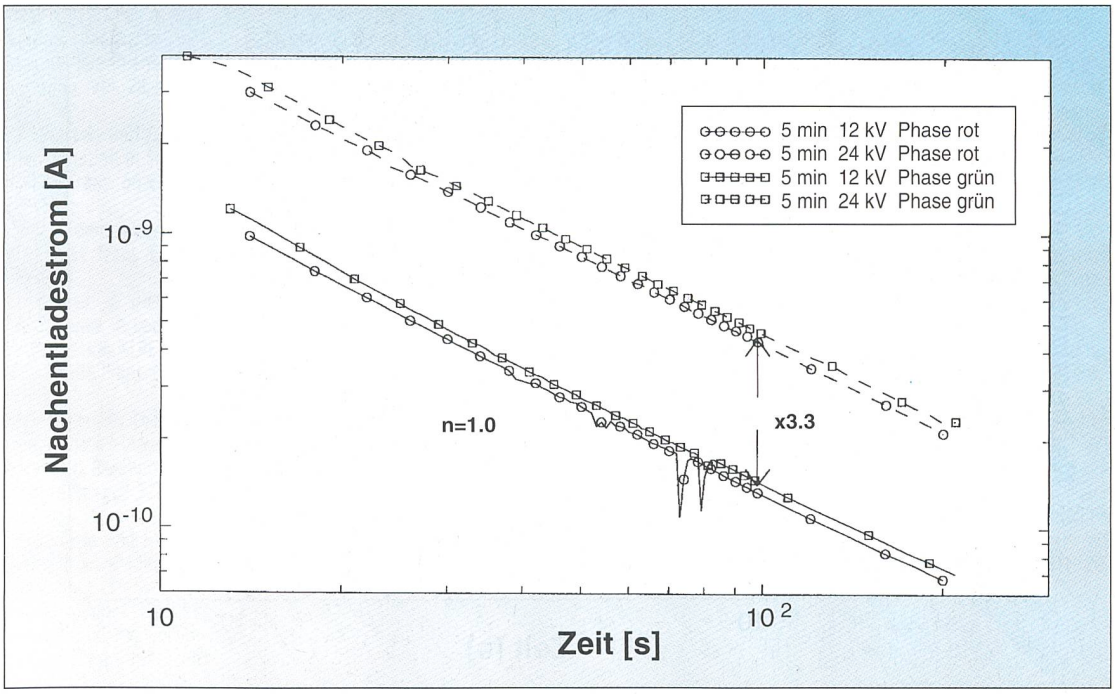


Bild 8 Nachentladeströme in zweifach extrudiertem PE-Kabel nach neun Betriebsjahren

Die Kabellänge beträgt 370 m.

gestanden hat. Das Kabel war in einer grösseren Überbauung trocken in Kabelkanälen verlegt. Das Bild demonstriert das lineare Verhalten des Kabels (der Nachentladestrom verdoppelt sich bei einer Verdoppelung der Ladespannung).

Relevanz für die Praxis

Von diagnostischen Messverfahren für Energiekabel wird oft erwartet, dass sie eine exakte Voraussage der dielektrischen Restfestigkeit oder sogar der Restlebensdauer liefern. Dies kann aber nicht Aufgabe solcher Verfahren sein, da (i) Durchschlagsvorgänge Zufallsprozesse sind und sich daher einer genauen Voraussage entziehen und (ii) die Restlebensdauer auch von äusseren Faktoren, wie zum Beispiel Überspannungen, abhängt. Von einem Verfahren zur Diagnose von kunststoffisolierten Mittelspannungskabeln darf aber erwartet werden, dass es eine zuverlässige Aussage über die Art und über das Ausmass der Schädigung (d. h. der Alterung) liefert.

Dieser Erwartung entspricht die vorgeschlagene Methode: So kann nach einer Nachentladestrom-Messung an einem verlegten Kabel und der folgenden Beurteilung der Linearität derselben eine Aussage über den integralen Gehalt an Wasserbäumchen des Kabels gemacht werden. Aus der Tatsache, dass ein Kabel eine relativ hohe Dichte an Wasserbäumchen aufweist, kann geschlossen werden, dass das betreffende Kabel jahrelang in feuchter Umgebung betrieben wurde und dass die Isolierung des Kabels eine gewisse Empfindlichkeit für die Bildung von Wasserbäumchen aufweist. Für eine erweiterte Beurteilung des untersuchten Kabels können Aspekte wie die Betriebserfahrung des Kabels, die Betriebserfahrung vergleichbarer Kabel, die Häufigkeit von Überspannungen, der Überspannungsschutz, die Verlegeart, der Verlauf des Trassees usw. miteinbezogen werden.

Vergleich mit anderen verfügbaren Methoden

Die in Japan verwendete DC-Komponenten-Messung und die On-line-Verlustfaktormessung erscheinen als Methoden sehr attraktiv, da es sich um echte On-line-Methoden handelt, von denen die DC-Komponenten-Messung zudem ein selektives Verfahren darstellt, welches Information über das längste und damit gefährlichste Wasserbäumchen liefern soll. Versuche, die japanischen Erfolge auf die hiesigen Verhältnisse zu übertragen, sind bis anhin jedoch gescheitert, so dass hier nicht weiter auf diese Verfahren eingegangen wird.

In Europa liegt eigentlich nur für die Verlustfaktormessung bei 0,1 Hz wesentliche Erfahrung mit Vor-Ort-Messungen vor [27]. Da diese Methode und die im vorliegenden Aufsatz vorgeschlagene Nachentladestrom-Messung in mancher Hinsicht Gemeinsamkeiten aufweisen, seien sie hier kurz einander gegenübergestellt. Beide Methoden nutzen die Erkenntnis, dass bei tiefen Frequenzen eine erhöhte Wahrscheinlichkeit besteht, dass sich die durch das Water treeing induzierten Veränderungen der Isolierung durch eine dielektrische Messung erfassen lassen. Während die 0,1-Hz-Verlustfaktormessung im Frequenzbereich bei der festen Frequenz von 0,1 Hz arbeitet, ist die Nachentladestrom-Messung im Zeitbereich angesiedelt, wobei die dielektrischen Eigenschaften in einem Bereich von zum Beispiel 1–1000 s erfasst werden können. Die Wahl der Frequenz von 0,1 Hz mag bei der Verlustfaktormessung auch dadurch motiviert sein, dass der Blindleistungsbedarf bei dieser Frequenz wesentlich geringer ist als bei Netzfrequenz, der Aufwand zur Erzeugung der 0,1-Hz-Hochspannung ist dennoch beträchtlich und übersteigt denjenigen zur Erzeugung einer hohen Gleichspannung um ein Vielfaches. Dasselbe gilt für die Messtechnik: Während Nachentladeströme mit sehr kompakten und preisgünstigen Messgeräten erfasst werden können, muss für die Verlustfaktormessung bei 0,1 Hz ein viel grösserer Aufwand getrieben werden.

Bei der 0,1-Hz-Verlustfaktormessung beruht die Beurteilung des Alterungszustandes des Kabels auf einem zulässigen Grenzwert für den Verlustfaktor. Weiter wird erwogen, auch den Anstieg des Verlustfaktors mit der Spannung (Nichtlinearität!) in die Beurteilung miteinzubeziehen. Es wird gesagt, dass der Verlustfaktor bei 0,1 Hz wesentlich stärker vom Gehalt an Wasserbäumchen abhängt als vom allgemeinen Wassergehalt der Isolierung; der Anstieg des Verlustfaktors mit der Spannung konnte noch nicht eindeutig als von den Wasserbäumchen verursacht identifiziert werden [27].

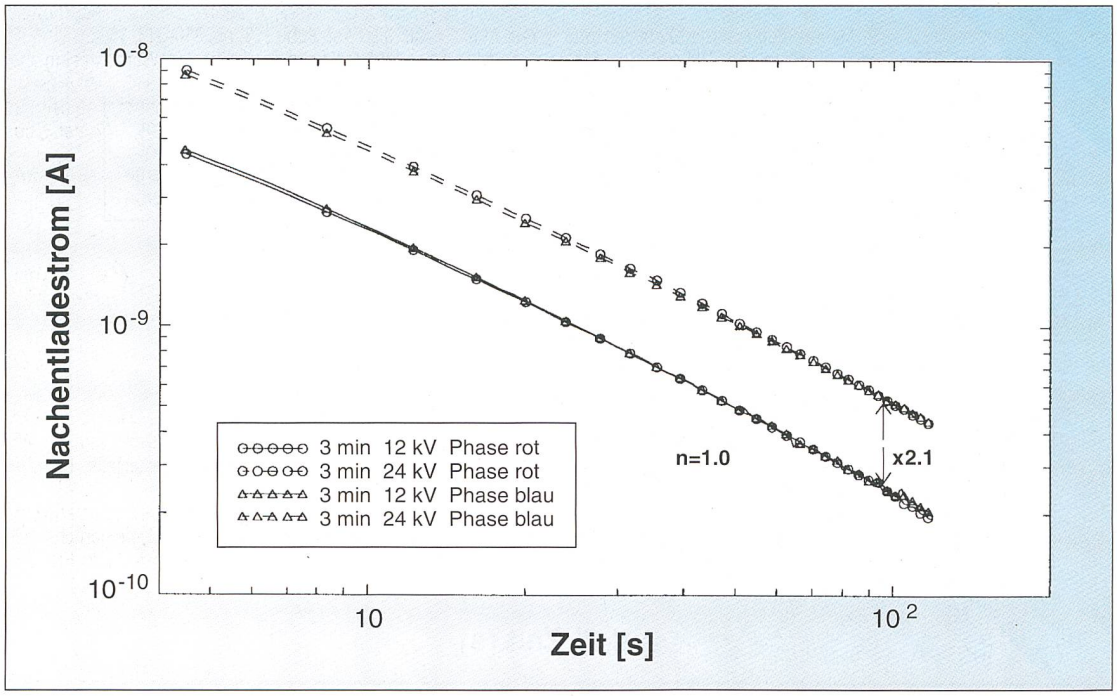


Bild 9 Nachentladeströme in zweifach extrudiertem, trocken verlegtem PE-Kabel nach 18 Betriebsjahren

Die Kabellänge beträgt 174 m.

Bei der Nachentladestrom-Messung konnte mit der Nichtlinearität der Nachentladeströme ein Kriterium etabliert werden, welches, abgesehen von sehr wenigen Ausnahmen, eindeutig auf den Gehalt an Wasserbäumchen der Kabelisolierung schliessen lässt. Unter Voraussetzung der Linearität des Prüfobjektes sind die dielektrischen Eigenschaften in Zeit- und Frequenzbereich durch die Fourier-Transformation eindeutig miteinander verknüpft, das heisst, die Messresultate der beiden Methoden könnten ineinander umgerechnet werden. Wie die Messungen ergeben haben, besitzen aber insbesondere stark Water-tree-geschädigte Kabel nichtlineare dielektrische Eigenschaften, so dass ein direkter Vergleich hier nicht möglich ist. Dabei ist zu berücksichtigen, dass nichtlineare Systeme eigentlich nur im Zeitbereich (Nachentladestrom-Messung) korrekt charakterisiert werden können.

Bei beiden hier besprochenen Methoden handelt es sich um integrale Messverfahren, die über die Beurteilung der dielektrischen Eigenschaften des geprüften Kabels nur Aufschluss über den durchschnittlichen Schädigungsgrad geben können. Bei der 0,1-Hz-Verlustfaktormessung besteht ein (geringes) Risiko, dass bei sehr stark geschädigten Kabeln während der Messung ein Durchschlag auftritt. In diesem Sinne besitzt das Verfahren also die Fähigkeit, singuläre Fehlstellen aufzudecken, wobei diese Eigenschaft sowohl als Vorteil als auch als Nachteil eingestuft werden kann. Bei der Applikation der Ladespannung von $2 \cdot U_o$ für die Nachentladestrom-Messung besteht hingegen praktisch kein Risiko eines Kabeldurchschlages oder auch nur einer Schädigung des Kabels.

Zusammenfassend kann man also sagen, dass die 0,1-Hz-Verlustfaktormessung und die Nachentladestrom-Messung diagnostische Methoden sind, die eine Aussage über den integralen Alterungszustand einer Kabelisolierung erlauben, wobei nach den vorliegenden Erkenntnissen die Beurteilung der Nichtlinearität der Nachentladeströme sehr wahrscheinlich die spezifischere Information über den Gehalt an Wasserbäumchen der Isolierung erlaubt. Zudem ist der apparative Aufwand für Vor-Ort-Messungen bei der Nachentladestrom-Messung wesentlich geringer.

Verdankung

Die hier beschriebenen Arbeiten wurden im Rahmen des Projekts «Beurteilung des Alterungszustandes von verlegten kunststoffisolierten Mittelspannungskabeln» vom Unterausschuss Forschung und Entwicklung (UAF) der Überlandwerke (UeW) beziehungsweise von dessen Nachfolgeorganisation Projekt- und Studienfonds der Elektrizitätswirtschaft (PSEL) und den fünf schweizerischen Kabelwerken Brugg, Cortaillod, Cossonay, Dätwyler und Studer während insgesamt vier Jahren finanziell unterstützt. Für die grosszügige finanzielle und besonders auch für die fachliche Unterstützung sei an dieser Stelle herzlich gedankt.

Literatur

[1] *M. T. Shaw* and *S. T. Shaw:* Water Treeing in Solid Dielectrics. IEEE Trans. on Electrical Insulation, Vol. EI-19, No. 5, pp. 419–452, 1984.

[2] *E. F. Steennis:* Water Treeing, the Behavior of Water Trees in Extruded Cable Insulation. Dissertation Universität Delft, ISBN 90-353-1022-5, KEMA, Arnhem, 1989.

[3] *A. W. Nicholls and E. F. Steennis:* Water Treeing, State of the Art. Paper presented in the name of Working Group 21–11, Cigré 1990 Session, Paper 15/21–02, 1990.

[4 *L. A. Dissado* and *J. C. Fothergill* (Ed.: *G. C. Stevens*): Electrical Degradation and Breakdown in Polymers. IEE Materials and Devices Series 9, Peter Peregrinus Ltd., London, 1992.

[5] *T. Miyashita:* Deterioration of Water-Immersed Polyethylene-Coated Wire by Treeing. IEEE Trans. on Electrical Insulation, Vol. EI-6, No. 3, pp. 129–135, 1971.

[6] *T. Tabata, H. Nagai, T. Fukuda* and *Z. Iwata:* Sulfide Attack and Treeing of Polyethylene Insulated Cables – Cause and Prevention. IEEE Trans. PAS-91, No. 4, pp. 1354–1370, 1972.

[7] *W. Vahlstrom:* Investigation of Insulation Deterioration in 15 kV and 22 kV Polyethylene Cables Removed from Service. IEEE Trans. PAS-91, pp. 1023 to 1035, 1972.

[8] *G. Bahder, C. Katz, J. Lawson* and *W. Vahlstrom:* Electrical and Electro-Chemical Treeing Effect in Polyethylene and Crosslinked Polyethylene Cables. IEEE Trans. PAS-93, pp. 977–990, 1974.

[9] *H. J. Henkel, W. Kalkner* und *N. Müller:* «Electrochemical Treeing»-Strukturen in Modellkabelisolierungen aus thermoplastischem oder vernetztem Polyethylen. Siemens Forsch.- und Entwickl.-Ber., Bd. 10, Nr. 4, S. 205–214, Springer-Verlag, 1981.

[10] *T. Uematsu, Z. Iwata, S. Irie* and *O. Fuji:* Bow-Tie-Tree in EPR Cables after Accelerated Water Treeing Test. IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 7, No. 4, pp. 1667–1676, 1992.

[11] *J. King* and *S. Kim:* Breakdown of ZnSe under Conditions Associated with Water Tree Formation. IEEE Trans. on El. Ins., Vol. 25, No. 6, pp. 1170–1173, 1990.

[12] *E. Moreau, C. Mayoux, C. Laurent* and *A. Boudet:* The Structural Characteristics of Water Trees in Power Cables and Laboratory Specimens. IEEE Transactions on Electrical Insulation, Vol. 28, No. 1, pp. 54–64, 1993.

[13] *A. Garton, S. Bamji, A. Bulinsky* and *J. Densley:* Oxidation and Water Tree Formation in Service-Aged XLPE Cable Insulation. IEEE Trans. on El. Ins., Vol. EI-22, No. 4, pp. 405–412, 1987.

[14] *R. Ross* and *J. J. Smit:* Composition and Growth of Water Trees in XLPE. IEEE Trans. El. Ins., Vol. 27, No. 3, pp. 519–531, 1992.

[15] *P. F. Hinrichsen, A. Houdayer, A. Belhadfa, J.-P. Crine, S. Pelissou* and *M. Cholewa:* A Localized Trace Element Analysis of Water Trees in XLPE Cable Insulation by Micro-PIXE and EDX. IEEE Trans. El. Ins., Vol. 23, No. 6, pp. 971–978, 1988.

[16] *F. Stucki* and *A. Schönenberger:* Dielectric Properties of Single Water Trees. Proc. 4th International Conference on Conduction and Breakdown in Solid Dielectrics, Sestri Levante, Italy, pp. 373–377, 1992.

[17] *F. Stucki:* Dielectric Properties and I-V-Characteristics of Single Water Trees. Proc. of Joint Conference: 1993 Int. Workshop on El. Ins.; 25th Symp. on El. Insulating Materials, Nagoya, Japan, pp. 7–10, 1993.

[18] *K.-H. Krefter:* Erfahrungen mit Prüfverfahren für Kunststoffkabel in Mittelspannungsnetzen. Elektrizitätswirtschaft, Jg. 92, Heft 21, S. 1248–1255, 1993.

[19] *R. Bach, P. Craatz, W. Kalkner, K.-H. Krefter, H. Oldehoff* und *G. Ritter:* Spannungsprüfungen zur Beurteilung von Mittelspannungskabelanlagen. Elektrizitätswirtschaft, Jg. 92, Heft 17/18, S. 1068 bis 1074, 1993.

[20] *Th. Aschwanden:* Vor-Ort-Prüfung von Hochspannungs-Kabelanlagen. Bull. SEV/VSE, 83(1992)15, S. 31–40.

[21] *K. Soma, M. Aihara* and *Y. Kataoka:* Diagnostic Method for Power Cable Insulation. IEEE Trans. on Electrical Insulation, Vol. EI-21, No. 6, pp. 1027 to 1032, 1986.

[22] *S. Yamaguchi, S. Soda* and *N. Takada:* Development of a New Type Insulation Diagnostic Method for Hot-Line XLPE Cables. IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 4, No. 3, pp. 1513–1520, 1989.

[23] *Th. Heizmann:* Ein Beitrag zur Beurteilung des Alterungszustandes von verlegten, kunststoffisolierten Hochspannungskabeln. ETG-Kabelseminar für Spannungen ≥20 kV. SEV-Reihe ETG: Band 23d, S. 65–91, Zürich, 1992.

[24] *Th. Heizmann:* Ein Verfahren zur Bestimmung des Alterungszustandes von verlegten polymerisolierten Mittelspannungskabeln. Dissertation ETH Zürich Nr. 10858, 1994.

[25] *M. Krüger, R. Feurstein* and *A. Filz:* New Very Low Frequency Methods for Testing Extruded Cables. Conf. Rec. of the 1990 IEEE Symposium on Electrical Insulation, pp. 286–289, 1990.

[26] *E. F. Steennis, E. Hetzel* and *C. W. J. Verhoeven:* Diagnostic Medium Voltage Cable Tests at 0,1 Hz. Jicable 91, Versailles, France, pp. 408–414, 1991.

[27] *R. Bach, W. Kalkner* und *H. Oldehoff:* Verlustfaktormessung bei 0,1 Hz an betriebsgealterten PE/VPE-Kabelanlagen. Elektrizitätswirtschaft, Jg. 92, Heft 17/18, S. 1076–1080, 1993.

[28] *S. Isshiki* and *M. Yamamoto:* Development of Water Tree Detecting Device. Fujikura Technical Review, pp. 19–24, 1979.

[29] *S. G. Swingler, R. J. Jackson* and *J. Drysdale:* The Dielectric Response of Polyethylene Cable Containing Water Trees. Proc. 4th Int. Conf. on Dielectric Materials, Measurements and Applications (DMMA), IEE Conf. Publ. 239, pp. 183–186, 1984.

[30] *E. Evers* and *H.-G. Kranz:* A New Computer Method for Water Tree Detection on XLPE-Power Cables. 5th Int. Symp. on High Voltage Engineering, New Orleans, Paper No. 27.32, 1989.

[31] *M. Beigert, H.-G. Kranz, D. Kaubisch* und *D. Meurer:* Computergestützte zerstörungsfreie Alterungsdiagnose für VPE-isolierte Mittelspannungskabel. Elektrizitätswirtschaft, Jg. 93, Heft 11, S. 615 bis 618, 1994.

[32] *Th. Heizmann:* Neue Methoden zur Beurteilung des Alterungszustandes von verlegten, kunststoffisolierten Hochspannungskabeln. ETG-Sponsortagung bei Tettex AG: Präventives Messen in elektrischen Anlagen. SEV-Reihe ETG: Band 8d, S. 145–162, Zürich, 1989.

[33] *Th. Heizmann* and *W. S. Zaengl:* Influence of Ageing on Depolarization Currents in Polymer-Insulated Medium-Voltage Cables. Annual Report of 1991 IEEE Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena (CEIDP), IEEE Service Center, Piscataway, NJ, USA, pp. 324–329, 1991.

[34] *Th. Heizmann* and *W. S. Zaengl:* A Novel Diagnostic Method for Buried Polymer-Insulated Medium Voltage Cables. 8th Int. Symp. on High Voltage Engineering, August 23–27, Yokohama, Japan, 1993, Paper 67.04, Proc. Vol. 3, pp. 185–188, 1993.

[35] *R. Patsch* and *P. Romero:* Electrical Signals from Water Trees – Polarization and Depolarization Currents. 6th Int. Conf. on Dielectric Materials, Measurements and Applications (DMMA), Manchester, GB, IEE Conf. Publ. 363, pp. 310–313, 1992.

[36] *E. Ildstad* and *H. Faremo:* Water Treeing and Diagnostic Testing of Different XLPE Cable Insulations. 8th Int. Symp. on High Voltage Engineering (ISH), Yokohama, Japan, Paper 20.05, Proc. Vol. I, pp. 91–94, 1993.

[37] *W. von Münch:* Elektrische und magnetische Eigenschaften der Materie. B. G. Teubner, Stuttgart, 1987.

[38] *V. Adamec* and *J. H. Calderwood:* Electrical Conduction and Polarisation Phenomena in Polymeric Dielectrics at Low Fields. J. Phys. D: Applied Phys., Vol. 11, pp. 781–800, 1978.

[39] *E. von Schweidler:* Studien über die Anomalien im Verhalten der Dielektrika. Annalen der Physik, 4. Folge, Band 24, S. 711–770, 1907.

[40] *P. Plumer:* Aufbau eines automatischen Nachentladestrom-Messgerätes. Diplomarbeit WS 92/93, Fachgruppe Hochspannungstechnik, ETH Zürich, 1992.

[41] *B. Arnet:* Konstruktion eines automatischen Nachentladestrom-Messgerätes. Diplomarbeit WS 93/94, Fachgruppe Hochspannungstechnik, ETH Zürich, 1994.

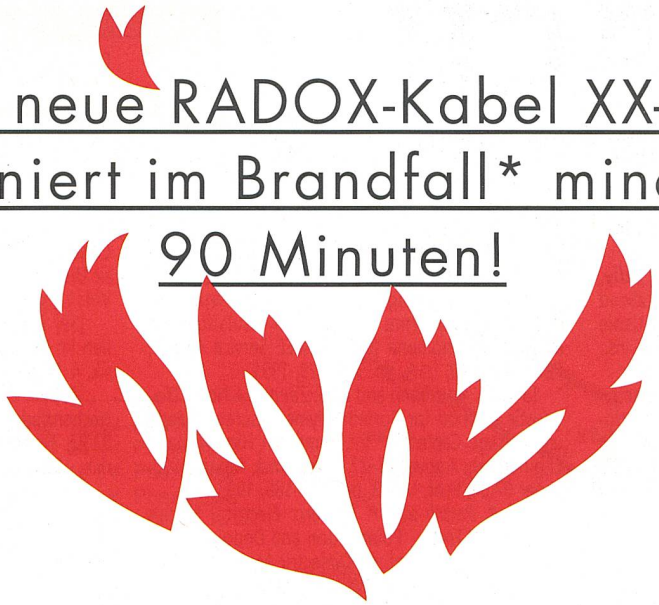
Diagnostic non-destructif de l'état de vieillissement de câbles moyenne tension posés

Les câbles moyenne tension à isolation synthétique, en particulier ceux des premières générations, souffrent du vieillissement dû à la formation d'arborescences d'eau, et il est généralement admis que ces arborescences d'eau sont aussi responsables de la plupart des défaillances prématurées. A présent il n'existe pas de méthode complètement fiable qui permet un diagnostic non-destructif de l'état de vieillissement d'un câble posé. Car, quoique les arborescences d'eau causent une dégradation continue de l'isolation d'un câble, elles ne peuvent pas être détectées facilement par des mesures électriques. Parmi plusieurs méthodes qui pourraient servir à cette fin, la mesure des courants de dépolarisation a été étudiée dans le cadre d'un projet de recherche; les résultats principaux sont présentés dans cet article. Pour effectuer une telle mesure, l'isolation d'un câble est d'abord chargée avec une tension continue pendant un certain temps, puis déchargée rapidement à travers une résistance; ensuite le courant de dépolarisation est mesuré en fonction du temps dans un court-circuit reliant le conducteur à l'écran.

Une campagne de tests effectués sur un nombre important de câbles neufs et de câbles vieillis en laboratoire ou en service (voir tableau I) a révélé que ceux qui ne contiennent pas ou très peu d'arborescences d'eau démontrent toujours un comportement diélectrique linéaire. Par contre, ceux qui contiennent une densité importante d'arborescences d'eau ont un comportement fortement non-linéaire. La figure 4 représente les courants de dépolarisation en fonction du temps pour un câble qui contient une grande densité d'arborescences d'eau. Dans la figure 5 les valeurs du courant à $t = 100$ s sont reportées pour ce même câble en fonction de la tension de charge; à l'aide de cette figure on constate que le câble montre un comportement diélectrique fortement non-linéaire et que le courant augmente surproportionnellement avec la tension de charge. D'autre part, les figures 6 et 7 montrent un comportement linéaire pour un câble ne contenant que peu d'arborescences d'eau.

Les courants de dépolarisation peuvent être mesurés même sur des câbles posés. On a développé un appareil portable qui accomplit automatiquement les mesures nécessaires pour juger l'état de vieillissement du câble. Finalement, remarquons que l'analyse des résultats d'une telle mesure donne une indication sur l'état de vieillissement intégral des câbles: on peut distinguer les câbles contenant peu d'arborescences d'eau des câbles étant déjà fortement dégradés par la formation de ces arborescences.

Das neue RADOX-Kabel XX-plus funktioniert im Brandfall* mindestens 90 Minuten!



Zudem verfügt es über folgende sehr wichtige Eigenschaften: halogenfrei, keine Brandweiterleitung, minimale Rauchentwicklung, frei von korrosiven Gasen; Vorzüge also wie bei RADOX FR- und NN-Kabeln. Dazu kommt der bis zu 40% reduzierte Kabeldurchmesser, eine spezielle HUBER+SUHNER-Entwicklung. Viel Leistung also zu einem Preis, der Sie ganz sicher überraschen wird. XX-plus-Kabel, eine Neuheit im Bereiche brandsicherer Produkte, sind ab Lager lieferbar. Jetzt ist XX-plus-time...

*(Test IEC 331)

HUBER+SUHNER AG

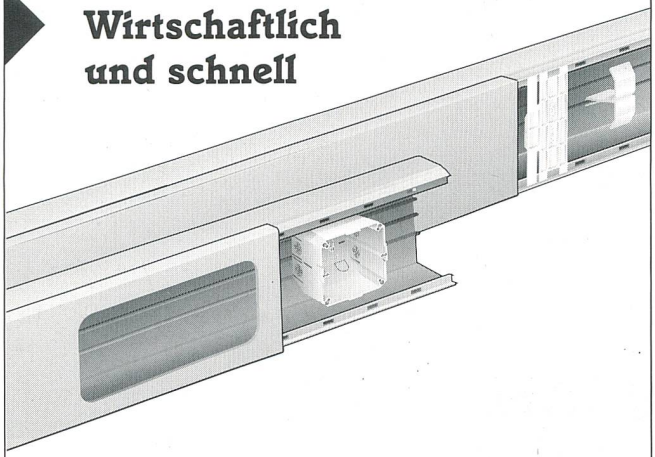
Geschäftsbereich Energie- und Signalübertragung
CH-9100 Herisau
Tel. 071 53 41 11, Fax 071 53 44 44
CH-8330 Pfäffikon/ZH
Tel. 01 952 22 11, Fax 01 952 24 24

EINFACH UND KLUG

WDK- und Brüstungskanäle

BETTERMANN

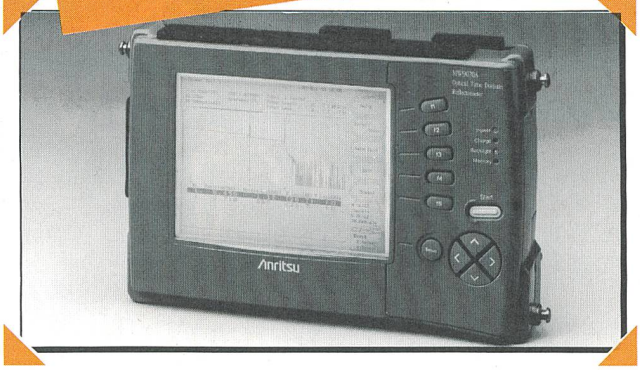
- **Komplette Programmsysteme**
- **Sofort verfügbar**
- **Wirtschaftlich und schnell**



BETTERMANN AG

Lochrütiried · CH-6386 Wolfenschiessen · Tel. 0 41/ 65 24 64 · Fax 0 41/ 65 19 37

Das neue kompakte Optical Time Domain Reflectometer



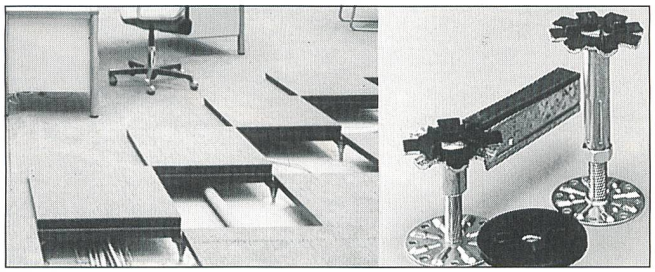
Das neue MW9070 "OTDR" von **Anritsu**®
beinhaltet:

- Leichtes, benutzerfreundliches Mini OTDR
- Automatische Fehlersuche und Messung
- Grosse LCD-Anzeige
- Kleine tote Zone

Sofortige Faserüberprüfung auf Knopfdruck

GMP SA Electro-optic / Laser / Telecom.
19, av. des Baumettes / C.P.
CH-1020 RENENS 1
Tél. 021/634 81 81–Téléfax 021/6 353 295

GMP ELECTRO-OPTIC/LASER



LANZ Système de faux planchers

aux nombreux avantages, du leader en la matière.

- **Pour hauteur totale dès 10 cm et charge de 300 à 5000 kg/m²**
- **nouvelle technique réduisant le temps de pose**
- **plaques d'aggloméré de copeaux, anhydrite, béton léger, aluminium etc.**
- **revêtement avec dalles de tapis, avec matières textiles ou synthétiques, parquet, pierre naturelle etc.**
- **complet avec chemins à grille pour un tracé ordonné des câbles, éléments d'aération etc.**

Si vous planifiez et construisez des bâtiments commerciaux et administratifs, centres informatiques, postes de commande et de distribution électrique, appelez-nous. — Le système de faux planchers LANZ est offert, livré et monté à conditions avantageuses par de nombreux spécialistes régionaux ou par
lanz oensingen 062/78 21 21 fax 062/76 31 79

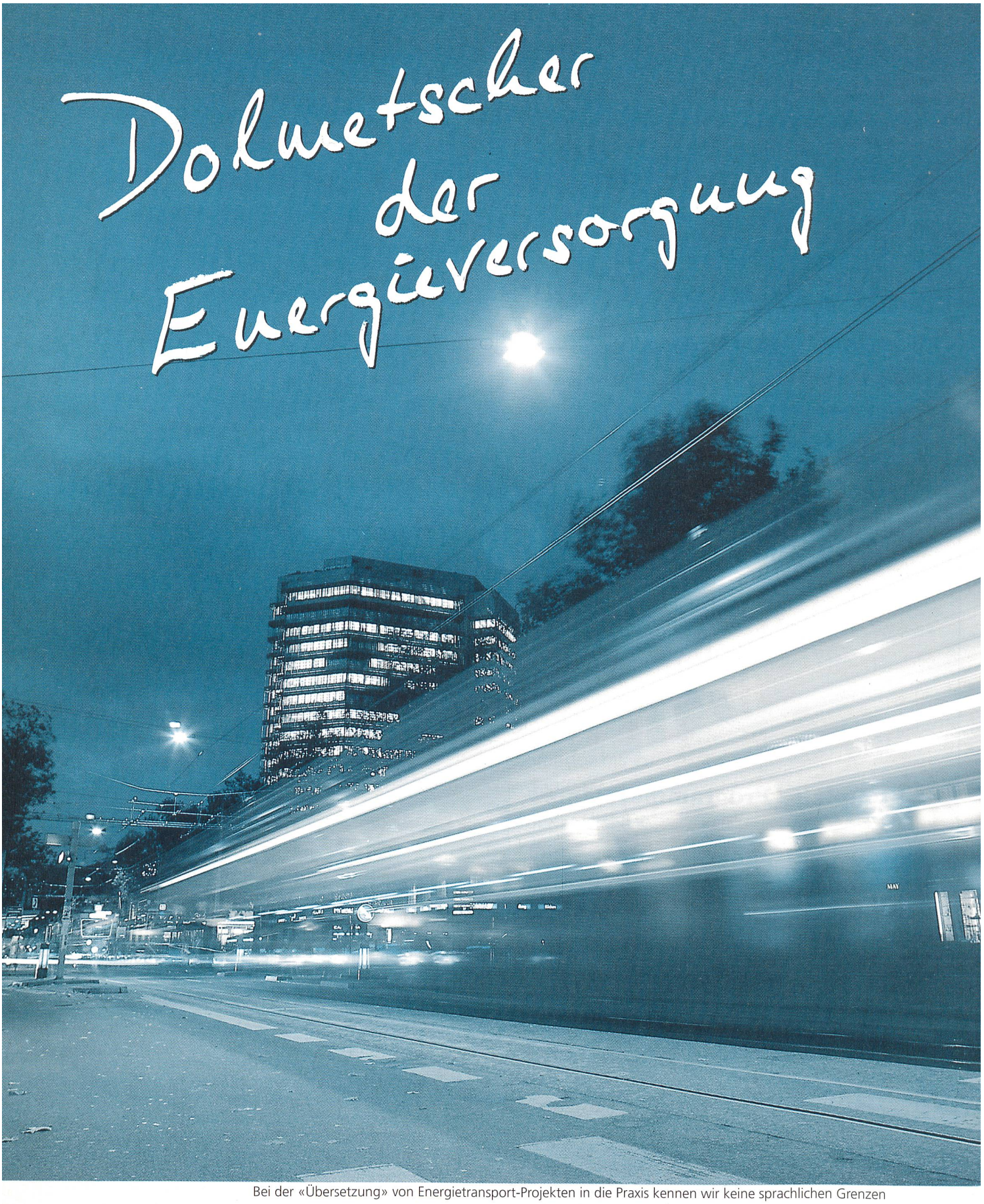
☐ **Le système de faux planchers LANZ** m'intéresse. Veuillez me faire parvenir votre documentation.

☐ Pourriez-vous me/nous rendre visite, avec préavis s.v.p.?

Nom/adresse: _____

31f

lanz oensingen sa
CH-4702 Oensingen · téléphone 062 78 21 21



Bei der «Übersetzung» von Energietransport-Projekten in die Praxis kennen wir keine sprachlichen Grenzen

BRUGG KABEL

Brugg Kabel AG
Kabelsysteme für Energieübertragung
FLOWTEX-Microtunneling
CH-5200 Brugg
Telefon 056 483 333 · Fax 056 483 536

BRUGG ENERGIEKABELSYSTEME

BRUGG PUBLICS