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: 76 (1985)

Heft: 4

Artikel: Aktuelle Kabelfragen auf der Internationalen Hochspannungskonferenz "CIGRE 1984"

Autor: Wanser, G. / Wiznerowicz, F.

DOI: https://doi.org/10.5169/seals-904568

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: 09.12.2025

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

Aktuelle Kabelfragen auf der Internationalen Hochspannungskonferenz «CIGRE 1984»

G. Wanser und F. Wiznerowicz

Vom 29. August bis 6. September 1984 fand in Paris die 30. Internationale Hochspannungskonferenz statt. Zu den aktuellen Fragen der Kabeltechnik und ihrer Nachbargebiete waren 25 Arbeiten vorgelegt worden. Dazu und zu den Fragen der Berichterstatter wurde an zwei Tagen mit mehr als 120 Diskussionsbeiträgen Stellung genommen. Die Verfasser analysieren diese Beiträge.

Du 29 août au 6 septembre 1984 a eu lieu à Paris la 30e Conférence Internationale des Grands Réseaux Electriques. 25 rapports ont été présentés sur des questions actuelles touchant la technique des câbles et des domaines voisins. Au cours de deux journées de discussion, durant lesquelles il y a eu plus de 120 interventions, les participants ont pris position sur ces sujets ainsi que sur les questions des rapporteurs. L'auteur analyse ici ces interventions.

Adressen der Autoren
Prof. Dr. *G. Wanser*, Niederrader Allee 8, D-3012 Langenhagen
Prof. Dr. *F. Wiznerowicz*, Vennweg 8, D-3000 Hannover 81

1. Kunststoffkabel und Zubehör

Kunststoffisolierungen werden bei der CIGRE seit vielen Jahren in gebührendem Rahmen ausgiebig behandelt. Auch 1984 waren fast die Hälfte der Berichte und Diskussionsbeiträge diesem Thema gewidmet. Aus den Analysen der Hochspannungskonferenzen der letzten 12 Jahre [26–39] ergeben sich eindeutig Fortschritte im Verständnis der Alterung elektrischer Isolierungen.

1.1 Vernetzte und unvernetzte Isolierstoffe

Hochspannungskabel mit Kunststoffisolierung werden heute den Ölkabeln bis zu einer Spannung von 150 kV – manchmal auch 220 kV – vorgezogen [13]. In den letzten Jahren gab es keine spektakulären technischen Neuerungen, wohl aber eine Fülle von Verbesserungen, z. B. sehr feine Filterung des Isolierstoffes, Dreifachextrusion, Verbesserung der Oberflächengüte der Leitschichten. Der Trend vom unvernetzten Polyäthylen (PE) zu vernetztem Polyäthylen (VPE) setzt sich jetzt in Frankreich auch bei den Höchstspannungskabeln (225 kV) fort. Noch vor zwei Jahren waren deutliche Vorbehalte gegen VPE geäussert worden [39].

1.1.1 Vernetzungsverfahren für PE

Für die Vernetzung von PE gibt es inzwischen viele Verfahren. In Anbetracht der seit etwa 12 Jahren weltweit diskutierten Probleme mit feuchten Kunststoffisolierungen wird der Zutritt von Wasser auch während der Herstellung der Isolierung stärker beachtet. Bei der konventionellen Vernetzung in Wasserdampf befindet sich die Kabelader im Vernetzungsrohr unter Druck in gesättigtem Wasserdampf; im Kühlrohr ist sie in direktem Kontakt mit Wasser. Aus diesem Grund ist der Wasser- und Hohlraumgehalt der Isolierung zunächst – kurz nach der Vernetzung – höher als bei anderen Verfahren (Tab. I). Im Laufe der Zeit sinkt der Wassergehalt auf Werte ab, wie sie auch bei den Verfahren mit trockener Vernetzung üblich sind. Dabei wird die zur Vernetzung notwendige Energie, z. B. durch hocherhitzte Gase, Salzschmelzen, Silikonöle, beheizte Metallwände, Infrarotstrahlung oder hochfrequente Wechselfelder zugeführt. Wegen der fehlenden Wassereinwirkung von aussen ist hier der Wassergehalt von Anfang an niedrig. Er ensteht nur als Folge der

Wasser- und Hohlraumgehalt bei unterschiedlich vernetztem Polyäthylen (nach [14])

Tabelle I

Vernetzung in	Dampf	Stickstoff	Silikon-Öl	
Kühlung in	Wasser	Wasser	Silikon-Öl	
Druck Temperatur	18 205	8 275	8 200	bar °C
Feuchte	2...3	0,2...0,3	0,2...0,3	‰
Hohlraumgrösse Hohlraumgehalt	1...20 $10^5...10^6$	1...5 $10^3...10^4$	1...5 $10^3...10^4$	µm mm^{-3}

49029

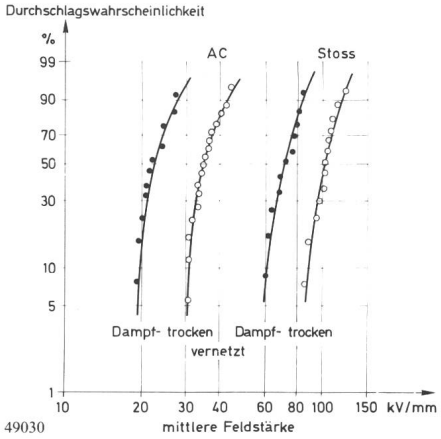


Fig. 1 Durchschlagsfestigkeit unterschiedlich vernetzter 66-kV-VPE-Kabel (nach Nagasaki)

chemischen Reaktionen. Schliesst sich an die trockene Vernetzung noch eine trockene Vorkühlung vor der eigentlichen Wasserkühlung an, so lässt sich der Wassergehalt weiter vermindern [43]. Dasselbe lässt sich aber auch erreichen, wenn man die Temperatur des Kühlwassers so regelt, dass der Wasserdampf-Partialdruck in der Isolierung stets über dem Partialdruck des Kühlwassers liegt. Die Temperatur des Kühlwassers muss also hinreichend niedrig sein. In diesem Fall kann während der Kühlung kein Wasser in die Isolierung eindringen /Nagasaki, Japan/.*)

Die Frage des Berichterstatters [13] zu den Unterschieden der Vernetzungsverfahren und speziell zum Einfluss der bei der Dampfvernetzung besonders häufigen Mikrohohlräume auf die Qualität der Isolierung wurde nur von einem Redner beantwortet. Danach liegt die Durchschlagsfestigkeit trocken vernetzter Kabel höher als bei Dampfvernetzung (Fig. 1), woraus zu schliessen wäre, dass Grösse und Anzahl der Mikrohohlräume die Durchschlagsfestigkeit beeinflussen. Allerdings ist nicht klar, ob es eine untere

*) Name und Land der Diskussionsredner sind jeweils in Schrägstrichen genannt.

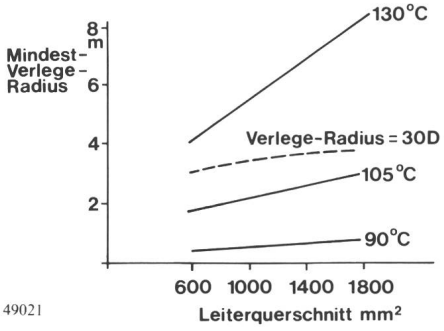


Fig. 3 Mindest-Verlegeradius für 275-kV-VPE-Kabel bei unterschiedlicher Betriebstemperatur (nach Ball u.a.)

Grenze für Hohlraumabmessungen [11] gibt, die noch einen Einfluss auf die Durchschlagsfestigkeit haben /Nagasaki, Japan/.

1.1.2 Thermomechanisches Verhalten

Die zulässige Temperatur von Kunststoffkabeln ist noch nicht einheitlich festgelegt. Ein Redner aus den USA bestätigte, dass die dort verwendeten VPE-Kabel für 130 °C bemessen und auch so betrieben werden. Bei einer internationalen Arbeitsgruppe entschied sich dagegen die Mehrheit der Teilnehmer für eine Höchsttemperatur von etwa 105 °C im Überlastfall, im Dauerbetrieb dagegen für nur 90 °C [43] /Deschamps, Frankreich/.

Bei hoher Temperatur dehnt sich der Leiter aus, und es entsteht die Gefahr, dass er radial nach aussen durch die Isolierung drückt. Deshalb wurden in England entsprechende Versuche an VPE-Kabeln für 132 kV durchgeführt. Es zeigte sich, dass bis 90 °C keine bleibende mechanische Schädigung zu erwarten ist. Bei 130 °C dagegen bewegt sich der Leiter beträchtlich in radialer Richtung, und Schäden treten auf [14]. Ein ähnliches Ergebnis erhielt man bei französischen Untersuchungen. Oberhalb 90 bis 100 °C treten nennenswerte Deformationen auf, die bei VPE auch nach Abkühlung nicht verschwinden. Bei EPR ist die bleibende Verformung sehr gering /Deschamps, Frankreich/. Die hohe Deformation bei axial belasteten VPE-Kabeladern lässt einen Betrieb mit Temperaturen über 105 °C nicht zu (Fig. 2) [16].

Radial gerichtete Kräfte treten auf jeden Fall dort auf, wo das Kabel im Bogen verlegt ist. Figur 3 zeigt, dass bis zu einer Temperatur von 105 °C wegen dieser Kräfte der übliche Mindest-Verlegeradius von 30 D nicht vergrössert werden muss. Bei 130 °C müsste der Verlegeradius jedoch beträchtlich grösser sein, wenn man bleibende Schäden durch radiale Pressung vermeiden will. Aus diesem Grund hält man eine Überlasttemperatur von 130 °C nicht für zweckmässig [14].

Die thermische Ausdehnung des Isolierstoffes ist bei der Konstruktion von Kabeln zu beachten. Figur 4 zeigt, dass die Volumenausdehnung von VPE bei 80 °C ungefähr doppelt so gross ist wie bei den thermoplastischen Polyäthylenen bei deren normaler Betriebstemperatur. Dies bedingt eine zusätzliche Polsterung zwischen Isolierung und einem evtl. vorhandenen Metallmantel [16]. Bei entsprechender Formgebung (Längsrippen) kann auch die äussere Leitschicht als elastisches Polster dienen /Auclair, Dorison, Frankreich/.

1.2 Alterung extrudierter Isolierungen

PE ist – ebenso wie Polypropylen – teilkristallin. Zwischen den kristallinen Bereichen mit ausgeprägter Ordnung liegen amorphe Bereiche. In den amorphen Bereichen und in Inhomogenitätsstellen der Sphärolith-Strukturen können freie Elektronen hohe kinetische Energie aufnehmen und dann irreversible Zerstörungen bewirken. Durch eine dichte Kristallstruktur ohne Fehlstellen lässt sich das Langzeitverhalten von PE verbessern. Es wurde daher vorgeschlagen, dem Isolierstoff anorganische Füllstoffe zuzufügen, die während der Abkühlung der

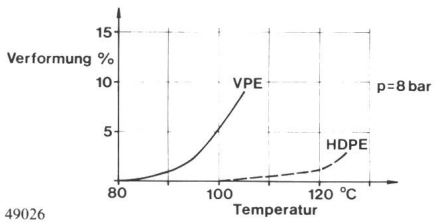
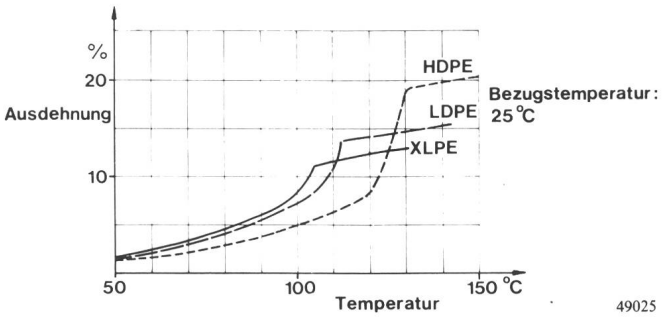


Fig. 2 Relative Verformung der Isolierung von PE- und VPE-Kabeln bei thermischer und mechanischer Beanspruchung

Fig. 4 Relative Volumenausdehnung verschiedener PE-Sorten (nach Dorison u.a.)



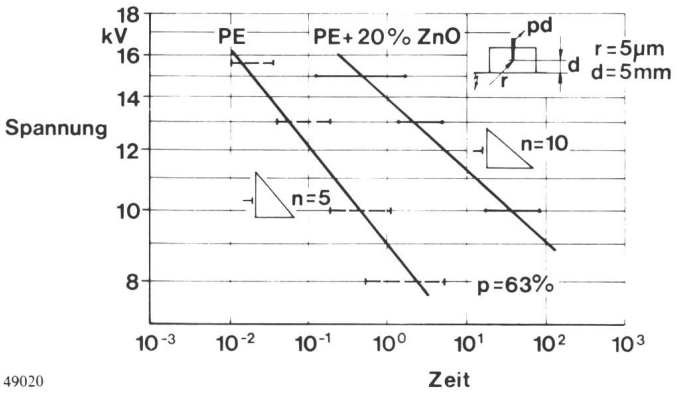


Fig. 5 **Tree-Einsatzzeit in Abhängigkeit von der Spannung für PE und PE+ZnO (nach Eberhard u.a.)**

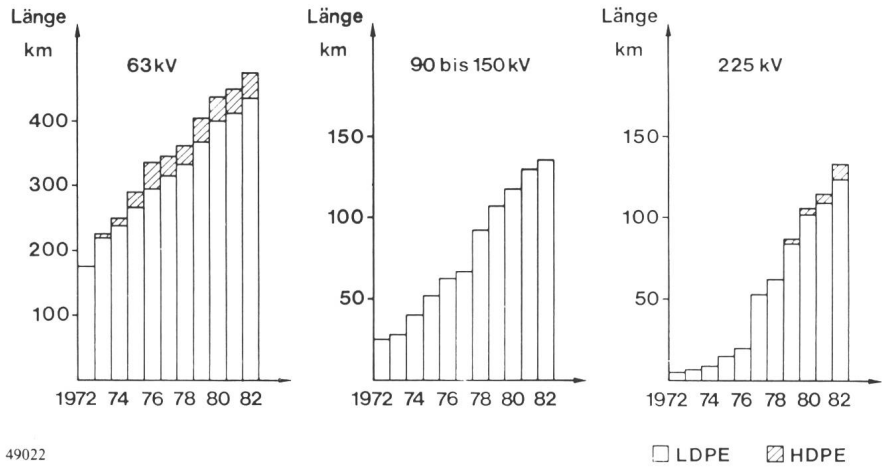


Fig. 6 **Kumulierte Systemlänge der PE-Hochspannungskabel in Frankreich (nach Dorison u.a.)**

Schmelze als Kristallisationskeime wirken. In Figur 5 sind die Auswirkungen von Zinkoxid zu sehen. Ist es in genügender Menge vorhanden, so wird die Zeitdauer bis zum Einsetzen von Treeing deutlich verlängert [6].

1.3 Langzeitverhalten von Kunststoffkabeln

1.3.1 Erfahrungsberichte

In Frankreich gibt es 63-kV-PE-Kabel seit 1962, 225-kV-Kabel seit 1969 /Favrie, Frankreich/. Verlege- und Fehlerstatistiken sind in Figur 6 und Tabelle II wiedergegeben. Die bisherigen guten Erfahrungen ermutigten die Electricité de France, neue höhere Anforderungen an die Energieübertragung zu definieren. Mit dem Einsatz von VPE statt PE sollen in Zukunft höhere Leistungen übertragen werden.

Die aufgetretenen Kabelfehler in Frankreich werden weit überwiegend auf Feuchtigkeitseinfluss zurückgeführt. Sie traten nur auf, wenn Wasser in das Kabel eindringen konnte [16].

Auch aus den Niederlanden werden gute Erfahrungen bei Spannungen bis 170 kV gemeldet. Deshalb wurde ein Versuchskabel gebaut und verlegt, das mit einer Feldstärke von 25 kV/mm mindestens ein Jahr lang betrieben werden soll. Die normale Betriebsfeldstärke des Kabels soll 15 kV/mm sein, die Nennspannung 420 kV [15].

Positive Erfahrungen mit VPE-Kabeln machte man auch in Norwegen. Dort sind 12 000 km Kabel, ein- und dreiadrig, verlegt. 1000 km davon sind Unterwasserkabel. Die höchste Spannung beträgt 300 kV. Dielektrische Fehler treten nur sehr selten auf. Die genaue Zahl ist unbekannt [19].

1.3.2 Feuchtigkeit

Die Auswirkungen von Feuchtigkeit in extrudierten Isolierungen werden als ein zentrales Thema der CIGRE in den Diskussionsgruppen «Isolierungen» und «Hochspannungskabel» seit Jahren behandelt [26–39].

1984 herrschte weitgehende Übereinstimmung hinsichtlich der Mechanismen des Watertreeing. Über die Notwendigkeit und gegebenenfalls die Art und Weise von Abhilfemassnahmen gibt es noch immer sehr unterschiedliche Ansichten.

Der über längere Zeit nicht verstandene bzw. nur hypothetisch erklärte *Mechanismus des Watertreeing* scheint jetzt klarer erkannt zu sein. Erkenntnisse der letzten Konferenz [37; 39] wurden weitgehend bestätigt. Danach kann man den Mechanismus folgendermassen beschreiben:

Infolge unterschiedlichen Partialdruckes zwischen Umgebung und Isolierstoff gelangt Feuchtigkeit in das Dielektrikum. Der Diffusionsprozess hängt in komplizierter Weise vom Isolierstoff, von der Feuchte in der Umgebung und von der Temperatur ab. Die Wassermoleküle werden zunächst auf der Oberfläche absorbiert und gelangen dann durch Diffusion ins Innere, bis der Wasserpartialdruck des Isolierstoffes und der Umgebung ausgeglichen sind, also ein Gleichgewichtszustand erreicht ist [7].

Daraus ist erklärlich, dass Wasserbäumchen auch in Kabeln auftreten können, die in Luft verlegt (oder gelagert) sind. Beträgt die relative Feuchte der Luft mehr als 50 bis 60% und weist das Kabel die Umgebungstemperatur auf, so erreicht im Gleichgewichtszustand auch die relative Feuchte im Isolierstoff einen Wert von mehr als 50 bis 60%, was als untere Grenze für das Entstehen von Wasserbäumchen gilt. In praktischen Fällen ist allerdings die Temperatur des Kabels höher als die der Umgebung. Die relative Feuchte der Isolierung wird niedriger als in der Umgebung, so dass nur bei Verlegung in feuchtem Boden oder in Wasser das Entstehen von Wasserbäumchen wahrscheinlich wird [8].

Fehler bei PE-Hochspannungskabeln in Frankreich (nach Dorison u.a.) Tabelle II

Spannung kV	Systemlänge 1. 1. 1983 km	Kumulierte Länge mal Zeit km·a	Anzahl der Fehler	Fehlerrate 1/(100 km·a)
63	470	4240	8	0,19
90...150	136	860	0	0
225	136	620	1	0,16

49023

Inhomogene elektrische Felder bewirken den Transport von Wasser in die Bereiche höchster Feldstärke [12]. Wassertröpfchen kondensieren in kleinsten Hohlräumen der Isolierung (microvoids), an Verunreinigungen oder strukturellen Inhomogenitäten [5]. Infolge der Maxwell-Spannung an der Grenzfläche Wasser–Isolierstoff bilden sich im Isolierstoff Spannungsrisse, die das Wachsen eines Bäumchens ermöglichen. Die Höhe der mechanischen Spannung kann durchaus über der mechanischen Festigkeit des Isolierstoffes liegen /Sletbak, Norwegen/. Temperatur, Reinheit des Wassers und elektrische Feldstärke beeinflussen die Bäumchenbildung stark. Einige Redner hoben hervor, dass auch innere mechanische Spannungen sowie von aussen aufgebrachte mechanische Beanspruchungen das Watertreeing begünstigen /Matey, Schweiz; Wilson, Grossbritannien; Eriksson, Südafrika/.

Es ist wahrscheinlich, dass es parallel ablaufende Mechanismen für das Entstehen und Wachsen der Wasserbäumchen gibt. Je nach Versuchsbedingungen kann der eine oder andere Mechanismus dominieren, so dass die experimentell erhaltenen Ergebnisse sehr unterschiedlich ausfallen können. Weitere Untersuchungen sind daher noch immer notwendig.

Wasserbäumchen bilden sich offensichtlich nur in teilkristallinen Polymeren. In amorphen Werkstoffen wie PVC werden sie nicht gefunden [43]. In Giessharzen wachsen Wasserbäumchen langsamer als in VPE [7]. Ein seit 40 Jahren in Flussnähe betriebenes 6-kV-PVC-Kabel wurde untersucht. Das Kabel ist noch immer problemlos in Betrieb, weist Teilentladungen bei Betriebsspannung auf und liegt teilweise direkt im Grundwasser. Der Wassergehalt der Isolierung in einem Prüfstück wurde zu 2,5% (25 000 ppm) gemessen. Das Kabel ist wahrscheinlich das älteste PVC-Kabel der Erde und hat die erwartete Lebensdauer von 40 Jahren erreicht. Dies darf man als Beweis dafür ansehen, dass PVC gegen Wassereinfluss unempfindlich ist. Dies wird auch durch viele 10-kV-PVC-Kabel mit einer bisher erreichten Betriebsdauer von mehr als 20 Jahren bestätigt. Die ersten Kabel mit einer Isolierung aus PE oder VPE verhielten sich in dieser Hinsicht viel schlechter /Schädlich, Bundesrepublik Deutschland/.

Berichte und Diskussionsredner stimmen darin überein, dass Inhomogenitäten den vom Wasser verursachten Alterungsprozess beschleunigen, weil Hohlräume, leitende und nichtleitende Einschlüsse sowie auch Spuren von Elektrolyten Keimpunkte für Bäumchen sein können. Wasserbäumchen in ausgegrabenen Kabeln enthalten anorganische Verunreinigungen in den Mikro-Hohlräumen [12].

Als *Abhilfemassnahmen gegen das Watertreeing* gelten Abdichtung der Kabel sowie Verbesserung der Kabelherstellung im Hinblick auf glattere Grenzschichten, weniger Verunreinigungen und Verbesserung des Isolierstoffes.

Die Möglichkeit einer Stabilisierung gegen Wasserbäumchen wurde schon vor zwei Jahren erwähnt. Neuere Versuche scheinen vielversprechend. Es gibt Additive, die sowohl das Einsetzen als auch das Wachsen der Watertrees behindern. Untersuchungen über das Langzeitverhalten müssen jedoch noch über längere Zeit fortgesetzt werden /Peschke, Bundesrepublik Deutschland/.

Völlig unterschiedliche Ansichten kommen zum Ausdruck, wenn konstruktive Massnahmen zur Abdichtung der Kunststoffkabel besprochen werden. Überwiegend wird jedoch heute für Hochspannungskabel ein metallischer Mantel empfohlen [15; 16; 19] /Larsen, Norwegen; Dhuicq, Frankreich/.

Im Bericht [14] werden Metallschirme über VPE-Adern als «nicht wünschenswert» bezeichnet. Bei hohem Methangehalt in der Isolierung kann sich ein beträchtlicher Gasdruck aufbauen, der bei der Montage der Garnituren stark stört. Gegebenenfalls muss man die Adern vor Aufbringen eines Metallschirmes zwischenlagern, damit die Gase abdiffundieren können.

1.3.3 Einfluss der Leitschichten

Seit Beginn der Kunststoffkabeltechnik hat man sich intensiv damit beschäftigt, die elektrischen Eigenschaften der Isolierung zu verbessern. Neuerdings wendet man sich verstärkt den feldbegrenzenden Leitschichten zu. Unregelmässigkeiten der Grenzschicht zwischen innerer Leitschicht und Isolierung setzen die Stossspannungsfestigkeit des Kabels herab. Dies ist seit längerem bekannt. Eine glatte Oberfläche der Leitschicht wird als sehr wesentlich für die elektrische Festigkeit der Kabel angesehen [13–16]. Bei der Aderfertigung ist darauf zu achten, dass die Oberfläche der Leitschicht auch nach längerem Betrieb der Maschinen vollkommen glatt ist und bleibt. Als sehr nützlich zur Überprüfung fertiger Kabel hat es sich erwiesen, die Aderisolierung nach Entfernung des Leiters auf etwa 150 °C aufzuheizen, um so das VPE durchsichtig zu machen [14].

Die Leitschichten beeinflussen offensichtlich auch die Alterung bei der Einwirkung von Wasser. So wurde nach der Untersuchung vieler PE- und VPE-Mittelspannungskabel aus Netzen der Elektrizitätswerke bzw. nach Laboralterung unter Wassereinfluss der Schluss gezogen, der Hauptgrund für die Abnahme der Durchschlagsfestigkeit seien Vented Trees an der inneren Leitschicht. Um diese Trees zu vermeiden, ist es nicht ausreichend, nur eine glatte Oberfläche der Leitschicht ohne Protrusions zu fordern. Dies belegt Figur 7. Das Bäumchen geht von einer glatten Stelle der Leitschicht aus. Die hohe elektrische Feldstärke an der hohlraumfrei eingebetteten Spitze hat also kein Watertreeing bewirkt. Die Ursache für die Bäumchenbildung dürfte in einer Verunreinigung in der Leitschicht zu suchen sein. Es besteht Grund zu der Annahme, dass wasserlösliche Verunreinigungen, z. B. Salze, die leitfähige Lösungen bilden, die Ursache des Watertreeing sind. Es gibt jedoch keine einfachen Methoden, derartige Verunreinigungen zu finden und darüber zu urteilen, ob eine aufgefundene Verunreinigung bei Wasserzutritt gefährlich werden wird oder

49031

Fig. 7 Wasserbäumchen, ausgehend von einer glatten Stelle der Leitschicht

nicht. Da Vented Trees auch vor ausgezeichnet glatten Oberflächen auftreten, ist eine optische Untersuchung der Oberfläche hilfreich, reicht aber für eine hinreichende Beurteilung nicht aus /Schädlich, Bundesrepublik Deutschland/.

1.4 Brandsicherheit von Kabeln

Erstmals wurde auf der CIGRE 1984 ein Bericht zur Brandsicherheit von Kabeln vorgelegt, allerdings nicht zur Diskussion über Kabel, sondern zur Diskussionsveranstaltung über Umspannwerke [24]. Der Bericht gibt einen Überblick über das Brandverhalten von Kabeln und über die Methoden zur Verringerung der Weiterleitung von Bränden. Weiterhin werden die derzeitigen Prüfverfahren vergleichend beschrieben.

Wegen der Kabelhäufung in Kraftwerken und Schaltanlagen können bei einem Brand innerhalb eines Kabelbündels Temperaturen von 600 bis 700 °C entstehen. Dabei können entzündete Kabel weiterbrennen. PVC-Isolierungen und -Mäntel entwickeln dann das stark korrosive und giftige Wasserstoffchlorid HCl sowie dichten schwarzen Rauch.

Abhilfe bieten Füllstoffe oder besser halogenfreie Isolierungen und Mäntel. Sollen Kabel auch während eines Feuers sicher funktionieren, so werden spezielle Stoffe, z. B. Silikongummi oder mineralische Isolierungen, verwendet.

Die Brandgefahr lässt sich auch durch spezielle Verlegung der Kabel vermindern. Zum Beispiel kann man aus der Technik der Kernkraftwerke eine Aufteilung der gebündelten Kabel übernehmen. Die Kabel werden so aufgeteilt, dass sich höhere Sicherheit und Redundanz ergeben. In England wird die Masse des organischen Materials im Kabeltrog auf z. B. 10 kg/m der laufenden Länge begrenzt. In Frankreich wird die Zahl der Kabel je Trog, in Italien der Füllgrad der Tröge begrenzt. Üblich sind auch zusätzliche Massnahmen wie feuersichere Schotten und Feuerlöschanlagen.

Auch für die Zukunft hält man es für notwendig, die Brandsicherheit von Kabelanlagen aufmerksam zu beachten.

1.5 Kabelprüfungen

Neue Kabelkonstruktionen, aber auch neue Erkenntnisse über Fehlermechanismen und aufgetretene Fehler in der Praxis führen zu neuen Kabelprüfungen. Die Prüfung der Kunststoffkabel wurde daher stets bei der CIGRE behandelt [26–39]. Prüfvorschriften wurden von CIGRE-Arbeitsgruppen entwickelt.

1.5.1 Spannungsfestigkeit

Bei der Festsetzung der Prüfwerte für VPE-Kabel sollte berücksichtigt werden, dass die elektrische Festigkeit im Laufe der Zeit absinken kann, weil das als Spannungsstabilisator wirkende Acetophenon (Zersetzungsprodukt des Vernetzungsmittels) unter der Einwirkung der Lastzyklen aus der Isolierung abdiffundieren kann [19]. Ein Abfall der Durchschlagsfestigkeit um 35% nach einer Wärmebehandlung wurde beobachtet. Bei EPR trat nur ein Abfall um 14% auf /Ball, Grossbritannien/.

Aus Frankreich wurde die schon bekannte Empfehlung wiederholt, neue PE-Kabel in einer Stückprüfung 30 Minuten lang mit 2...2,5facher Betriebsspannung zu prüfen. Damit werden Fehler eliminiert, die im Betrieb zum vorzeitigen Durchschlag führen können. Das Kabel wird in der Prüfung nicht zusätzlich geschädigt /Favrie, Frankreich/. Anderseits wurde aber auch darauf aufmerksam gemacht, dass Prüfungen mit hoher Spannung Treeing einleiten und damit die Lebensdauer einer Isolierung beträchtlich vermindern können [43].

Langzeitprüfungen werden nach wie vor bei Kunststoffkabeln für erforderlich gehalten. Bei höchsten Spannungen (z. B. 300 kV) müssen die derzeitigen Verlegungen überhaupt noch als Langzeit-Versuchsprogramme betrachtet werden [19].

Die in den Niederlanden von Herstellern und Anwendern erarbeiteten Prüfvorschriften sind in Tabelle III wiedergegeben. Die Auswahlprüfung gibt in 24 h (also in relativ kurzer Zeit) nach Biegung und Wärmezyklen sowie einer vor- und nachher durchgeführten Teilentladungsmessung sehr gute Hinweise über das Isoliervermögen. Im Prinzip wird diese Prüfung dann noch bis zum Durchschlag fortgesetzt, um Informationen über die Lebensdauererwartung zu erhalten. Dasselbe Prinzip wurde in den Niederlanden mit Erfolg auf Papiermassekabel angewandt. Nach der Prüfung wird das Kabel sorgfältig untersucht. Neben diesen Prüfungen hält man es für notwendig, dass der Hersteller noch längerdauernde eigentliche Alterungsprüfungen durchführt, bevor er einen neuen Kabeltyp zur Fertigung freigibt /Rosskopf, Niederlande/.

Leider gibt es noch immer keine allgemein anerkannte Prüfung, mit der sich der Wassereinfluss auf die Kabelqualität sicher erfassen lässt [44]. Gerade die Alterung durch Wassereinfluss ist ein synergistisches Problem. Elektrisches Feld, Temperatur und Feuchtigkeit wirken in noch nicht bekannter Weise zusammen. Die Ansichten der Forscher über die zweckmässigste Prüfanordnung gehen noch weit auseinander. So ist z.B. der Einfluss der Feuchte bei beschleunigten Alterungsprüfungen noch immer in der Diskussion. Allen Prüfverfahren ist gemeinsam, dass sich die Leitertemperatur zyklisch ändern sollte, während das Kabel an Spannung liegt [8]; /Rosskopf/. Die beste Prüfmethode scheint zu sein, die nach der Alterung durch Wasser und elektrisches Feld noch verbliebene Rest-Durchschlagsfestigkeit zu messen [43] und mit den Ausgangswerten zu vergleichen /Schädlich/.

Bei der Festlegung der Prüfdauer sind lange Zeiten wichtig. Versuche in den Niederlanden zeigten, dass das

Spannungsprüfungen der KEMA an Kunststoffkabeln (nach Rosskopf)

Tabelle III

	Nennspannung	
	1...30 kV	50...150 kV
Stückprüfung	2,5 U_0 15 min	2,5 U_0 30 min
Auswahlprüfung (nach Biegung und Wärmezyklen)	3,5 U_0 24 h	3 U_0 24 h
Typenprüfung	2,5 U_0 1000 h	2 U_0 1000 h
	jeweils mit 30 Wärmezyklen	

49034

Vergleich dreier Hochleistungskabel-Systeme für 5,4 GVA, 150 m (nach Tanizawa)

Tabelle IV

	Gasisolierte Rohrleiter 500 kV	Ölkabel natürliche Kühlung	Ölkabel Leiterkühlung durch Öl
Installationskosten US-$/MVA·km	5000	7000	6500
Anzahl der Stromkreise	2	8	2
Tunnel-Abmessungen in m	2,6×3,4	4,1×3,3	2,3×2,5

49027

Wachstum der als ungefährlich angesehenen Bow-tie-trees nach etwa 6000 h stagniert. Die weit gefährlicheren Vented Trees dagegen sind nach 6000 h noch kaum vorhanden. Vented Trees beträchtlicher Länge fand man erst in einem Kabel, das nach siebenjährigem Betrieb inspiziert wurde. Bei den angewandten Versuchsbedingungen (Wasser im Schirm; Temperatur konstant gleich 30 °C) sind offensichtlich einige tausend Stunden noch nicht repräsentativ für die Lebensdauer des Kabels /Tempelaar, Niederlande/.

2. Kabel für Hochleistungsübertragung

2.1 Ölkabel

In Italien werden die Arbeiten fortgesetzt, die ein 1050-kV-Übertragungssystem zum Ziel haben. Bereits seit 1981 wird ein entsprechendes Ölkabel mit Zubehör untersucht. Es wird mit dem relativ hohen Öldruck von 13 bis 15 bar betrieben, damit man mit einer noch annehmbaren Wandstärke der Isolierung von 35 mm auskommt. Die Versuchsanlage ist für Oberflächenkühlung des Kabels mit Wasser, aber zusätzlich auch für direkte Leiterkühlung mit Öl ausgestattet, um diese verschiedenen Kühlverfahren getrennt oder gemeinsam untersuchen zu können.

An dem Versuchskabel wird ein Langzeitversuch mit Lastzyklen mit einer Dauer von 2 Jahren durchgeführt. Die Spannung beträgt 720 kV. Das entspricht einer Netzspannung von 1250 kV, liegt also 13% über der Nennspannung. Die Leitertemperatur ist 90 °C bis 105 °C. Auch ein Zyklus mit 20% Überstrom wurde durchgeführt. Der Verlustfaktor beträgt 1,8‰ beim Kabel und 2,2‰ bei einer Muffe. Er ist auch nach einer Versuchsdauer von bisher 10 Monaten stabil [22]; /Farneti, Italien/.

2.2 Gasisolierte Kabel

Im Gegensatz zu den Vorjahren wurden gasisolierte Kabel auf der CIGRE in den Fachsitzungen über Isolierstoffe und Kabel nur recht wenig besprochen. In den Fachsitzungen über Transformatoren, Überspannungen und Isolationskoordination beschäftigte man sich jedoch eingehend mit SF_6-isolierten Betriebsmitteln [1; 2; 25; 41]. Hervorgehoben wurde die grössere Sicherheit der SF_6-Isolierung gegenüber einer Ölisolierung. In Frankreich wird SF_6 bevorzugt, um die Sicherheit des Personals in Räumen mit Kabel-Transformator-Anschlüssen zu erhöhen [2]. Bei der Kabelsitzung kam zum Ausdruck, dass gasisolierte Kabel bei Leistungen über 1500 oder 2000 MVA bei kurzen Längen wirtschaftlich sind. Dies zeigt Tabelle IV für die grosse Übertragungsleistung von 5,4 GVA.

In Japan wurden gasisolierte Rohrleiter für 154 bis 275 kV im Jahre 1979 eingeführt. Vorausgegangen waren 10 Jahre Forschungs- und Entwicklungsarbeit. Die bisherigen Betriebserfahrungen an den 100 bis 250 m langen Strecken sind voll zufriedenstellend. Ziel der jetzigen Bemühungen ist es, kompakte Bauformen zu entwickeln, die die Rohrleiter wirtschaftlicher machen sollen. Eine kompakte Konstruktion für 500 kV wird 1984 und 1985 mit einer Länge von 146 m installiert. Die Leistung beträgt 5400 MVA/Stromkreis. Durch Erhöhung des SF_6-Drukkes von 2,5 auf 5 bar sowie durch Steigerung der zulässigen Temperatur von 90 auf 105 °C und der elektrischen Feldstärke an den Isolatoren von 3 auf 5 kV/mm konnte der Aussendurchmesser bei 500 kV von ursprünglich 700 mm auf 480 mm verringert werden. Dies ist auch der derzeitige Durchmesser der existierenden 275-kV-Rohrleiter [18].

Als Grenze der Wirtschaftlichkeit wurde genannt: 275 kV, 4000 A (1,9 GVA) bei kurzen Längen. Als technische Grenze hält man in Japan zurzeit 1200 kV, 12 000 A (25 GVA) für erreichbar /Tanizawa, Japan/.

Die besonderen Eigenschaften gasisolierter Kabel machen auch besondere Schutzmassnahmen erforderlich. Bei gasisolierten Kabeln ist die Ausbreitungsgeschwindigkeit doppelt so gross wie bei Kunststoffkabeln, die Dämpfung um den Faktor 10 bis 100 kleiner. Wie man aus Figur 8 ersieht, tritt die maximale Überspannung an dem Kabelende auf, das nicht an die Freileitung angeschlossen ist. Die Höhe der Überspannung ist von den Eigenschaften des dort angeschlossenen Betriebsmittels und von der Kabellänge abhängig. In der Praxis sind deshalb Überspannungsableiter an beiden Enden eines gasisolierten Kabels notwendig. Bei Kunststoffkabeln grösserer Länge (mehrere km) macht die höhere Dämpfung den zweiten Ableiter überflüssig. Setzt man ihn bei gasisolierten Kabeln ein, so werden Überspannungen etwa auf einen Wert von 20% über dem Schutzpegel der Ableiter begrenzt. Liegt die Stossspannungsfestigkeit des Kabels dann beim 1,4fachen Wert des Schutzpegels (wie üblich), so ist das Kabel hinreichend geschützt /Bernard, Frankreich; Tanizawa, Japan/.

2.3 Hochspannungs-Gleichstromkabel

Die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung ist, auch wenn ihre Anfänge bis ins letzte Jahrhundert zurückreichen, ein relativ neues Gebiet

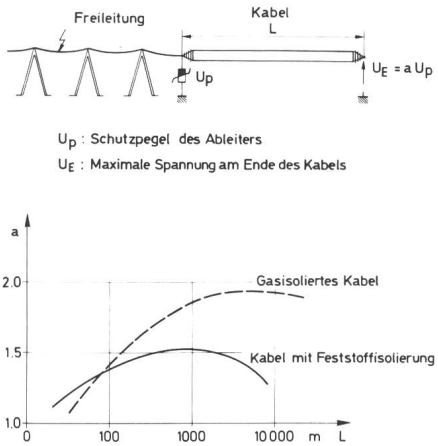


Fig. 8 Einfluss der Länge eines feststoff- bzw. gasisolierten Kabels auf die Blitzüberspannung (nach Bernard)

Anmerkung: Mit Ableitern an beiden Kabelenden $U_E \leqslant 1{,}2\,U_p$

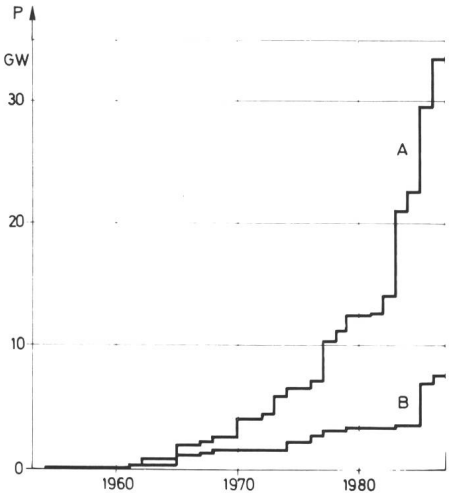


Fig. 9 Maximal übertragbare Leistung der weltweit installierten bzw. (ab 1983) in Angriff genommenen oder geplanten HGÜ-Anlagen

A HGÜ-Anlagen insgesamt
B HGÜ-Anlagen mit Gleichstromkabeln

der elektrischen Energieversorgung. Sie macht gerade in den letzten Jahren eine stürmische Entwicklung mit, wie Figur 9 erkennen lässt. Weltweit findet eine intensive Erforschung und Fortentwicklung der HGÜ-Technik statt. In mehreren Ländern sind unter rein wirtschaftlichen Gesichtspunkten gewählte HGÜ-Anlagen Teil der öffentlichen Energieversorgung [3].

Entsprechend rege war bei der CIGRE 1984 die Beteiligung an der speziellen Diskussion zum Thema Gleichstromverbindungen. 122 Beiträge wurden vorgetragen und unter anderem über die hohe Verfügbarkeit der jetzigen Anlagen berichtet. Die heutige Verfügbarkeit von etwa 99% soll aber noch auf 99,8% gesteigert werden. Fehler haben heute meist ihre Ursache in den Steuer-, Regel- und Schutzeinrichtungen [4; 42].

Gleichstromkabel werden zurzeit fast ausschliesslich mit einer imprägnierten Papierisolierung ausgeführt. Spannungen bis 300 kV werden heute erreicht. Die Betriebsspannung bei Niederdruckkabeln hängt hauptsächlich von den noch möglichen Abmessungen der Transporttrommeln ab. Der maximale Trommeldurchmesser von 4,5 m in den USA bzw. 4,7 m in England begrenzt nämlich den Kabeldurchmesser (also die Wandstärke der Isolierung), wenn man noch nennenswerte Kabellängen (z. B. 300 m) auf einer Trommel transportieren will. Eine Studie zeigte, dass mit natürlich gekühlten Niederdruck-Ölkabeln aber auch Spannungen bis 1000 kV erreichbar sein müssten. Die übertragbare Leistung wäre dann 2 bis 3 GW je Pol. Könnte man den kleinsten zulässigen Biegeradius (auf der Trommel) und/oder die notwendige Überdimensionierung wegen transienter Überspannungen vermindern, so müssten sich auch 1200 kV erreichen lassen [20]. Allerdings treten durch den Einsatz von Überspannungsableitern zusätzliche Kosten auf /Woodhouse, England/.

2.4 Unterwasserkabel

Unterwasserkabel sind relativ seltene, aber meist recht spektakuläre Projekte. Sie werden bei der CIGRE traditionell stark beachtet [26–39].

In diesem Jahr waren Berichte über ein kanadisches und ein italienisches Projekt vorgelegt worden [17; 23]. In Kanada sollen 1200 MW bei 525 kV Drehstrom übertragen werden. Die maximale Betriebsfeldstärke beträgt 17 kV/mm. Da es bisher kein 500-kV-Unterwasserkabel gibt, waren Entwicklungsarbeiten und Versuche notwendig. Sie dauerten 2 Jahre. Die Kabel sind 30 km bzw. 9 km lang und durchqueren zwei Buchten mit einer Wassertiefe von maximal 400 m.

In Italien wurde die Strasse von Messina mit 400-kV-Kabeln für 1000 MVA durchquert. Schwierigkeiten gab es vor allem durch den zerklüfteten und steinigen Meeresboden und starke Strömungen. Beides liess Überbiegung und unkontrollierte Bewegungen der Kabel befürchten. Beidem wurde durch Berechnungen vorgebeugt. Die Länge der 4 Kabel (davon eines als Reserve) beträgt je 6,5 km, die maximale Meerestiefe ist 300 m. An einigen Stellen mussten hinderliche Felsbrocken vor der Kabellegung gesprengt werden [23]. Während der internationalen Hochspannungskonferenz wurde die Kabelfertigung und -verlegung in einem beeindruckenden Film vorgeführt.

2.5 Belastbarkeit

Zur Erhöhung der Kabelbelastbarkeit sind die drei folgenden Verfahren anwendbar:

- *Indirekte Kühlung:* Parallel zum Kabel werden Kühlrohre gelegt. Die dadurch verbesserte Wärmeabfuhr ermöglicht etwa eine Verdoppelung der Kabelleistung gegenüber der natürlichen Kühlung. Das Verfahren wird mehrfach in England an 132-kV- bis 275-kV-Kabeln angewandt. Mit dem neuen 400-kV-Kabel in Wien sollen so 1030 MVA übertragen werden.
- *Integrale Oberflächenkühlung:* Das Kabel liegt direkt im Kühlmittelstrom. Gegenüber der natürlichen Kühlung wird die Kabelleistung etwa vervierfacht. Das 400-kV-Kabel in Berlin hat eine Übertragungskapazität von 1120 MVA.
- *Direkte Leiterkühlung:* Das Kühlmittel durchströmt den Leiter, führt also die Wärme von dort ab, wo sie überwiegend entsteht. Die Leistung kann um den Faktor 6 bis 10 gegenüber der natürlichen Kühlung erhöht werden. Hierfür existiert eine Versuchsanlage in Berlin.

Da die Zwangskühlung die gesamte Kabelanlage aufwendiger und damit möglicherweise auch störanfälliger macht, wurde für die Versuchsanlage Berlin eine Fehlerbaumanalyse durchgeführt. Dabei zeigte sich, dass die Zuverlässigkeit dieser Anlage nicht optimal sein kann, weil viele Komponenten eingebaut wurden, die nur für einen experimentellen Versuchsbetrieb notwendig sind.

Berücksichtigt man dies, so zeigt eine rechnerische Analyse, dass die Ausfallwahrscheinlichkeit eines zwangsgekühlten Kabelsystems in derselben Grössenordnung liegt wie bei einer natürlich gekühlten Kabelanlage [21].

In der Diskussion wurden weitere Beispiele für die Zwangskühlung von Kabeln behandelt. Dabei war die Kühlflüssigkeit stets von der Isolierflüssigkeit getrennt. Unter diesen Umständen kann Wasser als Kühlmittel verwendet werden. Aus wirtschaftlichen Gründen sind möglicherweise andere Kühlmittel vorzuziehen [44].

In Japan werden Wasser, Öl und Freon im praktischen Betrieb erprobt. Ein endgültiges Ergebnis liegt noch nicht vor. Als grösster Nachteil des Öls wird die Brennbarkeit angesehen. Man hat deswegen ein neues Kühlmittel entwickelt, dessen elektrische Eigenschaften nicht ganz an diejenigen von Kabelöl heranreichen (Tab. V). Jedoch hat es hinreichende Durchschlagsfestigkeit und spezifischen Widerstand, so dass es im Gegensatz zu Wasser an den Kabelenden nicht kocht und keine Durchschläge verursacht, falls die Strömungsgeschwindigkeit auf Null absinkt /Iwata, Japan/.

Bei dem italienischen 1000-kV-Kabel wurde die Ölkühlung als vorteilhaft angesehen, weil das Kabel damit nur ein Flüssigkeitssystem erhält, nämlich gemeinsam für Imprägnierung und Kühlung. Auch spezielle

Eigenschaften von Kabelkühlmitteln (nach Iwata) Tabelle V

		Kabelöl	Neues Kühlmittel	Wasser
Spezifischer Widerstand	Ω cm	$5 \cdot 10^{14}$	$4 \cdot 10^{12}$	$10^4 ... 10^6$
AC-Durchschlagsfestigkeit	kV/mm	28	24	5...8
Spezifische Wärmekapazität	J/g K	2,0	2,1	4,2
Brennbarkeit		ja	nein	nein
Relativer Abstand der Kühlstationen		0,54	0,56	1,0

49038

neue Endverschlüsse sind nicht notwendig /Farneti/. Man hält die Wasserkühlung zwar für wirkungsvoller als die Kühlung mit Öl, ist jedoch der Ansicht, dass sie wegen des erforderlichen Aufwandes nur dann angewendet werden sollte, wenn die Leistungsübertragung mit einfacheren technischen Mitteln nicht verwirklicht werden kann.

3. Zusammenfassung

Die Internationale Hochspannungskonferenz des Jahres 1984 beschäftigte sich mit zwei Schwerpunktthemen:

- Kunststoffkabel
  Vor allem werden Fragen diskutiert, die mit der Lebensdauererwartung verknüpft sind. Antworten können meist erst nach langwierigen, aufwendigen Untersuchungen gegeben werden. Es zeigt sich deutlich, dass diese Kabel mit ihren vielen technischen Vorteilen einen Forschungs-, Entwicklungs-, Herstellungs- und Prüfaufwand erfordern, wie er bei den papierisolierten Kabeln bislang nicht üblich war.
- Kabel für grosse Leistung
  Recht spektakuläre Objekte für wissenschaftliche Tagungen finden sich im Bereich der Höchstspannungskabel, der gasisolierten Kabel und der Zwangskühlung. Um Kryo- und Supraleiterkabel ist es recht still geworden, weil die jetzt und in naher Zukunft zu erwartenden Leistungen noch mit weiterentwickelten herkömmlichen Techniken zu bewältigen sind.

Literatur

[1] *D.J. Allan:* Special report for group 12 (Transformers). CIGRE 1984, Bericht 12-00.

[2] *M. Gallay, J. Fournier* u.a.: Associated problems, inspection and maintenance of two types of interface between EHV transformer and metalclad electric link insulated with SF_6. CIGRE 1984, Bericht 12-01.

[3] *N.G. Hingorani:* Special report for group 14 (DC Links). CIGRE 1984, Bericht 14-00.

[4] *J. Knudsen, O. Skogheim* u.a.: A survey of the reliability of HVDC systems throughout the world during 1981-1982. CIGRE 1984, Bericht 14-06.

[5] *C.W. Reed:* Special report for Group 15 (Insulating materials). CIGRE 1984, Bericht 15-00.

[6] *M. Eberhardt, W. Mosch* u.a.: Treeing behaviour of polyethylene and its detection. CIGRE 1984, Bericht 15-01.

[7] *H. Kärner, U. Stietzel* u.a.: Determination of small water contents in solid organic insulating materials and the influence of moisture on the dielectric properties. CIGRE 1984, Bericht 15-02.

[8] *J. Sletbak, C.W. Reed* u.a.: Multistress behaviour of insulating materials and insulation structures. CIGRE 1984, Bericht 15-03.

[9] *R.C. Blatcher, A.F. Harris* u.a.: A practical appraisal of the behaviour and detection of particle contamination in SF_6 gas insulated metal enclosed switchgear under operating conditions. CIGRE 1984, Bericht 15-04.

[10] *A.J. Eriksson, H. Kröninger:* Accelerated life performance studies on a sample 132 kV XLPE industrial cable installation. CIGRE 1984, Bericht 15-05.

[11] *S. Gluchowski, J. Juchniewicz:* Treeing initiation test. CIGRE 1984, Bericht 15-06.

[12] *S. Bamji, A. Bulinski* u.a.: Watertreeing in polymeric insulation. CIGRE 1984, Bericht 15-07.

[13] *B.R. Schmidt:* Special report for Group 21 (HV insulated cables). CIGRE 1984, Bericht 21-00.

[14] *E.H. Ball, H.W. Holdup* u.a.: Development of crosslinked polyethylene insulation for high voltage cables. CIGRE 1984, Bericht 21-01.

[15] *W. Boone, E.F. Steenis* u.a.: Development and trial of EHV XLPE cables in the Netherlands. CIGRE 1984, Bericht 21-02.

[16] *E. Dorison, A. Royère* u.a.: Changes in the specifications of HV and EHV cables associated with installation and operating conditions. CIGRE 1984, Bericht 21-03.

[17] *R.G. Foxall, K. Bjorlow-Larsen* u.a.: Design, manufacture and installation of a 525 kV alternating current submarine cable link from mainland Canada to Vancouver island. CIGRE 1984, Bericht 21-04.

[18] *K. Tanizawa, G. Minaguchi* u.a.: Application of gas insulated transmission line in Japan. CIGRE 1984, Bericht 21-05.

[19] *T.A. Holte, K. Bjorlow-Larsen* u.a.: Experience with XLPE insulated high voltage power cables in Norway. CIGRE 1984, Bericht 21-06.

[20] *C.A. Arkell, B. Gregory:* Design of self-contained oil-filled cables for UHV DC transmission. CIGRE 1984, Bericht 21-07.

[21] *H.J. Künisch:* Conductor-cooled high-power transmission cable. Results of a long-term test in Berlin (West). CIGRE 1984, Bericht 21-08.

[22] *F. Farneti, F. Donazzi* u.a.: Power transmission of a self-contained oil-filled 1100 kV cable system. Full scale tests and design criteria. CIGRE 1984, Bericht 21-09.

[23] *L. Rebuffat, G.M. Lanfranconi* u.a.: Installation of submarine power cables in difficult environmental conditions. The experience with 400 kV Messina cables. CIGRE 1984, Bericht 21-10.

[24] *D.J. Bornebroek, W. Boone:* State-of-the-art on fire behaviour of cables and methods to reduce fire propagation along cables in power stations. CIGRE 1984, Bericht 23-10.

[25] *L. Thione:* Special report for group 33 (overvoltages and insulation coordination). CIGRE 1984, Bericht 33-00.

[26-29] *G. Wanser, F. Wiznerowicz:* CIGRE 1972 (bzw. 1974, 1976, 1978) - Aktuelle Kabelfragen auf der Internationalen Hochspannungskonferenz. Elektrizitätswirtschaft 71(1972), S. 771...777 bzw. 73(1974), S. 786...794 bzw. 75(1976), S. 1006...1015 bzw. 77(1978), S. 912...919.

[30-33] *G. Wanser, G. Wiznerowicz:* Kabelisolierungen aus Kunststoff. Kunststoffe 67(1977)2, S. 275/279 bzw. 69(1979)2, S. 105/108 bzw. 71(1981)7, S. 448/53 bzw. 73(1983)6, S. 330/31.

[34, 35] *G. Wanser, F. Wiznerowicz:* CIGRE 1978 (bzw. 1980) - Câbles d'aujourd'hui et de demain. Révue générale d'électricité 89(1980)1, S. 58/68 bzw. 91(1982)4, S. 215/230.

[36, 37] *G. Wanser, F. Wiznerowicz:* Aktuelle Kabelfragen auf der Internationalen Hochspannungskonferenz CIGRE 1980 (bzw. 1982) - Bull. SEV/VSE 72(1981)16, S. 856...878 bzw. 74(1983)6, S. 297...308.

[38, 39] *G. Wanser:* Aktuelle Kabelfragen auf der Internationalen Hochspannungskonferenz CIGRE 1980 bzw. 1982. BP-Chemicals Limited, Genf, 1981 bzw. 1983.

[40] *W. Boone, P.B. Larsen* und *G. Wanser:* Kabel zur Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung. Draht 35(1984)7/8, S. 373/376 und 35(1984)12, S. 628/632.

[41] *Gallay, Preininger:* Summary of discussion. Group 12 CIGRE-Session 1984.

[42] *A. Le Du:* Résumé des discussions du Groupe 14. CIGRE-Session 1984.

[43] *J.J. Courtet:* Discussion meeting of August 31st, 1984. Study committee 15. Insulating materials. CIGRE-Session 1984.

[44] *G. Bernard:* Discussion meeting summary for Group 21. Insulated cables. CIGRE-Session 1984.