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: 74 (1983)

Heft: 6

Artikel: Aktuelle Kabelfragen auf der Internationalen Hochspannungskonferenz "CIGRÉ 1982"

Autor: Wanser, G. / Wiznerowicz, F.

DOI: https://doi.org/10.5169/seals-904781

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: 10.12.2025

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

Aktuelle Kabelfragen auf der Internationalen Hochspannungskonferenz «CIGRÉ 1982»

G. Wanser und F. Wiznerowicz

Vom 1. bis 9. September 1982 fand in Paris die 29. Internationale Hochspannungskonferenz statt. Zu den aktuellen Fragen der Kabeltechnik und der Nachbargebiete waren 21 Arbeiten vorgelegt worden. Dazu und zu den Fragen der Berichterstatter wurde an zwei Tagen mit mehr als 140 Diskussionsbeiträgen Stellung genommen. Zusammenfassend wird über die Konferenzergebnisse berichtet.

La 29e Conférence Internationale des Grands Réseaux Electriques a eu lieu à Paris du 1er au 9 septembre 1982. 21 rapports ont été présentés sur les questions actuelles de la technique des câbles et des domaines connexes. Outre ces exposés et les questions des journalistes, plus de 140 contributions de discussion furent présentées en deux jours. L'article suivant résume les résultats de cette conférence.

Adresse der Autoren

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

1. Kunststoffkabel und Zubehör

Kunststoffisolierungen werden bei der Cigré seit längerem ausgiebig behandelt. Auch 1982 waren etwa die Hälfte der Berichte und Diskussionsbeiträge diesem Thema gewidmet. Verfolgt man die Hochspannungskonferenzen der letzten zehn Jahre [29–36], so fällt auf, dass man sich immer tiefergehend mit der Alterung elektrischer Isolierungen beschäftigt. Häufig werden zeitraffende Alterungsprüfungen an Modellen und vollständigen Kabeln behandelt. Die Erfahrungen mit der Alterung im normalen Betrieb stimmen mit den Ergebnissen der Modelluntersuchungen durchaus nicht immer überein.

1.1 Vernetzte und unvernetzte Isolierstoffe

Wie seit Jahren wurden die festen Isolierstoffe unvernetztes Polyethylen (PE), vernetztes Polyethylen (VPE) und Ethylen-Propylen-Gummi (EPR) ausgiebig behandelt. Einen Überblick über die 1980 und 1982 bei der Cigré angegebenen Wandstärken [20, 36, 39] gibt Figur 1. Die Wandstärken bei VPE liegen dabei in der Tendenz noch über denen von PE.

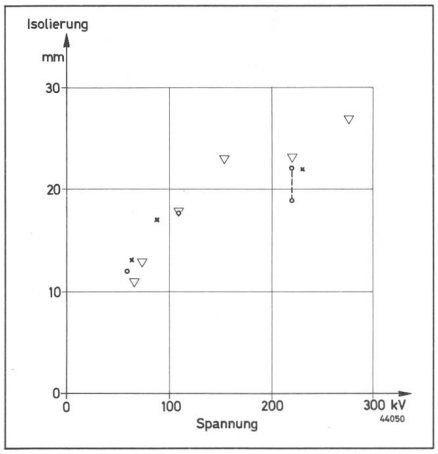

Fig. 1 Isolierwandstärken bei PE- und VPE-Hochspannungskabeln [20, 36, 39]

- ∘ Deutschland (PE, VPE)
- × Frankreich (PE)
- ▽ Japan (VPE)

1.1.1 Vernetzungsverfahren für PE

Für die Vernetzung von PE existieren verschiedene Verfahren [37, 38]. Ursprünglich wurde hauptsächlich die peroxidische Vernetzung in Sattdampf bei hohem Druck angewandt. In Japan hat sich gezeigt, dass trocken vernetzte Kabel eine höhere Wechselspannungs- und Stossspannungsfestigkeit haben. Hochspannungskabel werden dort demzufolge nur trocken vernetzt [20].

Auf der Cigré 1982 wurde auch die Silanvernetzung vorgestellt und über Prüfungsergebnisse an silanvernetzten Kabeln für höhere Spannungen berichtet [13]. Die Vernetzung dieser Kabel läuft bei mässiger Temperatur und Normaldruck in Gegenwart von Wasserdampf ab. Die Isolierung unterscheidet sich in einigen Punkten von den üblichen VPE-Isolierungen, z.B. im Wassergehalt und in der molekularen Struktur.

Bei peroxidischer Vernetzung unter Wasserdampf mit hohem Druck erreicht der Wassergehalt besonders bei dickwandigen Isolierungen 1000 bis 2000 ppm. Bei der Trockenvernetzung sind Werte von 30 bis 80 ppm typisch. Die Silanvernetzung ist keine Trokkenvernetzung. Jedoch bleibt wegen des geringen Druckes bei der Vernetzung der Wassergehalt gering. Typische Werte sind 50 bis 250 ppm [*Roberts*, England].

Bei der Wechselspannungsprüfung zeigen silanvernetzte Muster eine höhere elektrische Festigkeit als die dampfvernetzten. Dem wurde allerdings von *Peschke*, Bundesrepublik Deutschland, widersprochen, der gefunden hatte, dass die Durchschlagsfestigkeit kurz nach der Fertigung bei peroxidvernetztem PE um 40% höher liegt als bei silanvernetztem.

Wegen der guten Ergebnisse bei Mittelspannung wurde auch ein 60-kV-Kabel mit einer silanvernetzten

PE-Isolierung gefertigt. Die Isolierwandstärke war 11,5 mm. Die Vernetzung dauert etwa drei bis fünf Wochen, ist also sehr zeitaufwendig.

Der Einfluss von Wasser auf die Betriebseigenschaften wird noch genauer untersucht [13]. Wasserbäumchen wurden bisher nicht gefunden [*Van de Laar*]. In anderen Labors wurde festgestellt, dass nach etwa 1000 h in Wasser die Wechselspannungsfestigkeit dampf- und silanvernetzter Isolierungen gleich ist [*Favrie,* Frankreich, *Peschke*] und dass alle VPE-Sorten durch Wasser geschädigt werden [*Roberts, Head,* England].

1.2 Alterung extrudierter Isolierungen

Über die Alterung extrudierter Isolierungen liegen jetzt detaillierte Untersuchungsergebnisse vor, aus denen hervorgeht, wie sich die Werkstoffe bei elektrischer und thermischer Beanspruchung physikalisch und chemisch verändern [3, 4]. Dabei zeigt sich deutlich, dass zeitraffende Alterungsprüfungen durchaus nicht immer den echten Betrieb zuverlässig nachbilden. Das liegt zu einem grossen Teil daran, dass zwar die Versuchsbedingungen im Labor genau zu definieren sind, dass aber die Eigenschaften des ganzen Kabels und seine Beanspruchung in der Praxis nicht hinreichend genau bekannt sind [*Luoni,* Italien]. Daher gibt es Fälle, bei denen sich Kabelmuster im Labor günstiger verhalten als in der Praxis [*Bernstein,* USA]. Bei anderen Untersuchungen zeigt sich genau das Gegenteil.

Da Langzeituntersuchungen an Kabeln sehr viel Aufwand erfordern, sind Laborversuche an Modellanordnungen üblich. Das einfachste Modell ist eine Isolierstoffplatte. Die damit erhaltenen Ergebnisse sind jedoch sehr kritisch zu beurteilen. Dies zeigt Figur 2 an einem Beispiel. Hier wurde die Isolierung eines 150-kV-EPR-Kabels untersucht. Kurve 1 zeigt Werte für die Durchschlagwahrscheinlichkeit an 0,5 bis 1,5 mm starken Platten (40×40 mm²), die aus der normalen Isolierung geschnitten worden waren. Die Prüflinge für Kurve 2 stammten aus einem Bereich der Isolierung, in dem Hohlräume festgestellt worden waren. Kurve 3 schliesslich gilt für die vollständige Kabeluntersuchung. Aus der Kurve 1 lässt sich unmöglich die zum Teil sehr niedrige Durchschlagfestigkeit des Kabels vorhersagen. Jedoch lässt sich die grosse Streuung der Messwerte

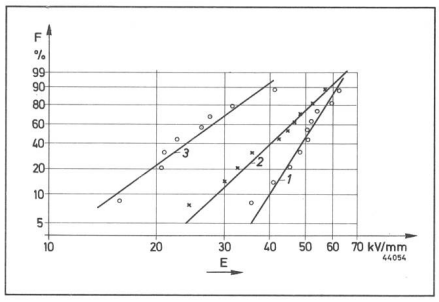

Fig. 2 Durchschlagwahrscheinlichkeit einer 150-kV-EPR-Kabelisolierung (nach [9])

Platten aus verschiedenen Bereichen der Kabelisolierung geschnitten

1 Platte normal
2 Platte mit Hohlräumen
3 Kabel

am Kabel mit den Hohlräumen (Kurve 2) in Beziehung bringen [9].

Mit Isolierstoffplatten lassen sich auch die Auswirkungen bestimmter Fehlstellen beurteilen (Fig. 3). Offene Schlitze sind sehr gefährlich, vor allem, wenn sie direkt an den Elektroden beginnen. Zylindrische Hohlräume wirken sich weniger stark aus. Schnitte verhalten sich unterschiedlich, weil sich die Wände unter Umständen während der elektrischen Beanspruchung bereits wieder geschlossen haben können und die Teilentladungs-Einsatzspannung dann sehr hoch liegt. Einschlüsse von Füllstoffklümpchen wirken sich ebenfalls kaum aus, vor allem, wenn sie fest und hohlraumfrei eingebettet sind. Zusammenfassend ist festzustellen, dass Hohlräume in einer Isolierung die elektrische Festigkeit am stärksten vermindern.

An zylindrischen (also kabelähnlichen) Modellen wurde festgestellt, dass sich alle untersuchten Isolierstoffe verbessern lassen, wenn man sie mit SF_6 unter einem Druck von 1 MPa sättigt. Auch das stützt die Hypothese, dass der Durchschlag in festen Isolierungen auf Hohlräume zurückzuführen ist, in denen Teilentladungen zünden [9]. Für EPR war dies bisher in dieser Klarheit noch nie offiziell ausgesprochen worden.

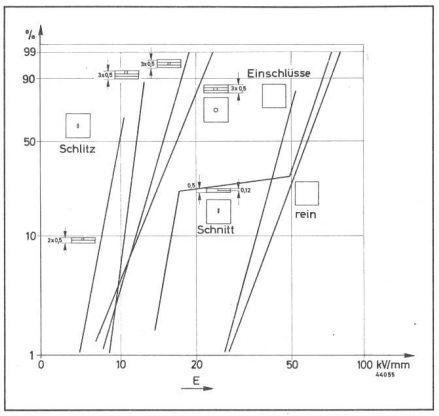

Fig. 3 Dielektrische Festigkeit von EPR-Platten mit Fehlstellen (nach [9])

1.3 Langzeitverhalten von Kunststoffkabeln

Die Untersuchung des Langzeitverhaltens von Kunststoffkabeln wird als das zurzeit wichtigste Arbeitsgebiet in der Kabeltechnik angesehen [11]. Das Langzeitverhalten ist nicht nur von der Kabelkonstruktion abhängig, sondern wird von den verwendeten Werkstoffen, von der angewandten Fertigungstechnologie, von etwaigen Inhomogenitäten, Fehlstellen und chemischen Verunreinigungen und vom mechanischen Aufbau beeinflusst. Selbstverständlich wirken sich auch die elektrischen und thermischen Beanspruchungen im Betrieb sowie Umgebungseinflüsse auf die Lebensdauer eines Kabels aus. Noch immer ist es daher schwierig, die Lebensdauer eines Kabels aus den Ergebnissen von Kurzzeitversuchen abzuschätzen [2]. Auch Betriebs- und Versuchsergebnisse hängen von dieser Vielzahl der Parameter ab, so dass ihre Bewertung vorsichtig vorgenommen werden muss. Trotzdem liess die Diskussion eine gewisse Struktur der Probleme und Lösungen erkennen [*Jacobsen*].

1.3.1 Erfahrungsberichte

Die in Tabelle I zusammengestellten Lieferlängen wurden vor der Cigré 1982 bekanntgegeben [20, 22] und von Diskussionsrednern aus verschiedenen Ländern ergänzt.

Beim Vergleich statistischer Daten entstehen Schwierigkeiten oder gar Fehler, wenn die Definition der verwendeten Grössen und die Art der Datenerfassung nicht übereinstimmen. Diese Erfahrung wurde bei der Schadensanalyse der Kunststoffkabel in der Bundesrepublik Deutschland gemacht [37, 38]. Bei der Cigré 1982 beschäftigte man sich in den Arbeitsgruppen 11 und 12 (rotierende Maschinen und Transformatoren) eingehend mit diesem Thema [23, 24]. Man hielt es dort für notwendig, die Datenerfassung und die Definitionen international zu normen.

1.3.2 Hohlräume

Dass Hohlräume die elektrische Festigkeit bei Langzeitbeanspruchung eines PE-Kabels stark vermindern, wurde bereits vor 10 Jahren auf der Ci-

Kunststoffkabel in verschiedenen Ländern
(nach Dellby, Dorison, Hosokawa, Pillegard, Strada, [20, 22]) Tabelle I

Land	Isolierstoff	Spannung kV	Länge System-km	Jahr	Fehler
Dänemark	VPE	73	181	seit 1973	1× elektrisch 1× mechanisch
		145	11		2× mechanisch im Endverschluss
Frankreich	PE	63 90	345 38	1962 bis 1980	20, davon 14 nach Eindringen von Wasser
		225	109	1970 bis 1980	1 mit ungeklärter Ursache
Italien	EPR	60 150	(Betrieb über 1000 km · a) minimal	seit 1971	2 im Endverschluss 2 durch Leitbänder
Japan	VPE	66 77 110	880 125 2	bis 1979	3 durch Blitz, Wasser, Herstellmangel
		154 275	9 4,2 je 40 bis 800 m	bis 1981 bis 1982	
Schweden	VPE	10– 50 50–100 über 100 275	13 300 670 330 Versuch	seit 1970	Nur durch mechanische Beschädigung und Montagemängel

gré vorgetragen [29]. Seitdem ist die Teilentladungsmessung zum Nachweis der Hohlraumfreiheit als Stückprüfung international eingeführt worden [30 bis 35; 39]. Noch immer aber ist ein quantitativer Zusammenhang zwischen der scheinbaren Ladung, die bei Stückprüfungen gemessen wird, und der Lebensdauerverkürzung nicht anzugeben.

Auf der Cigré 1982 wurde über neue Versuchsergebnisse an Giessharzisolierungen berichtet [7]. Daraus folgt, dass es eine kritische Hohlraumgrösse in der Isolierung gibt. Wird sie überschritten, kommt es zu einer Verkürzung der Lebensdauer.

Eine Verfeinerung der TE-Messtechnik und die Auswertung von Messungen an Modellen führt zu der Erkenntnis, dass – in den untersuchten Anordnungen – die Lebensdauer sinkt, wenn die Energie der Teilentladungen zunimmt. Die Verfasser von [7] kommen damit zu einem ähnlichen Ergebnis wie die Experimentatoren, die Ölpapierisolierungen untersuchten [8] (siehe Abschnitt 2.1.2). In beiden ganz verschiedenen Isoliersystemen erscheint die Energie der Teilentladungen als eigentlich aussagekräftige Grösse zur Vorhersage der Lebensdauer. Eröffnet sich hieraus ein neues Kriterium für die TE-Messung?

1.3.3 Feuchtigkeit

Es ist bekannt, dass Wasser die Eigenschaften eines Dielektrikums beeinflusst. Im Laufe der Zeit verschlechtert sich die elektrische Festigkeit stärker als im trockenen Zustand [*Larsen*, Norwegen]. Man ist sich heute darüber einig, dass Wasser im Leiter eines Kabels zu einer erheblichen Verminderung der Durchschlagsfestigkeit führt [*Hosokawa, Kreuger, Müller*], nämlich um 30 bis 50% nach einigen tausend Betriebsstunden [*Larsen, Peschke*]. Besonders ungünstig wirkt sich Wasser im Leiter aus, wenn der Leiter stark erwärmt wird. Es kommt zur Übersättigung der Isolierung mit Wasser. Wasser ist dann im Isolierstoff in kondensierter Form vorhanden. Ein gut sichtbarer Haloring entsteht. Wasserbäumchen nehmen an Dichte, Länge und Wachstumsgeschwindigkeit zu [*Sletbak*, Norwegen].

Noch immer gibt es erhebliche Meinungsunterschiede darüber, ob die jetzt üblichen Kabelkonstruktionen ausreichend sicher sind, um eine Lebensdauer von 40 Jahren zu gewährleisten, wenn Wasser ausserhalb des Kabelmantels oder an der äusseren Leitschicht vorhanden ist [11]. Für die noch zulässige Wasserdampfdurchlässigkeit der Kabelmäntel fehlt jede Richtlinie. Versuchsergebnisse liegen vor allem für kleine Wanddicken der Isolierung (1 bis 4 mm) vor. Die Frage nach einer zuverlässigen Extrapolation auf Wanddicken von 10 bis 20 mm bei Hochspannungskabeln wurde nicht beantwortet [*Jacobsen*].

1.3.3.1 Mechanismus des Watertreeing

Bereits 1980 war bei der Cigré eine deutsche Arbeit vorgelegt worden, in der versucht wurde, den Mechanismus bei der Bildung von Wasserbäumchen aufgrund umfangreicher Experimente zu erklären [35, 36]. Jetzt wurde über neue experimentelle Befunde berichtet, die einerseits die Zusammenhänge klarer werden lassen, anderseits (natürlich) neue Rätsel aufwerfen.

Zunächst wurde an Modellproben mit fast homogenem elektrischem Feld (wie im Kabel) in Langzeitversuchen nachgewiesen, dass Wasser die Lebensdauer einer Isolierung verringert. Diese Ergebnisse sind jedoch nur qualitativ auf Kabel zu übertragen. Die kleinen Abmessungen der Modelle steigern die Auswirkungen des Wassers. Auf Versuche mit ganzen Kabeln kann man daher nicht verzichten [9].

Bei Kabeln sinkt die elektrische Festigkeit, wenn sie über längere Zeit mit Wasser im Leiter und unter dem äusseren Schirm betrieben werden. Dies zeigt deutlich die Ausfallwahrscheinlichkeit bei Beanspruchung mit Wechsel-, Stoss- und Gleichspannung (Fig. 4). Auffallend sind insbesondere die grosse Streuung der Messwerte bei Wechsel- und Stossspannung mit einigen sehr niedrigen Einzelwerten. Neu ist der Vergleich von Kabeln mit Feuchtigkeit im Leiter und Schirm bzw. nur im Schirm. Befindet sich

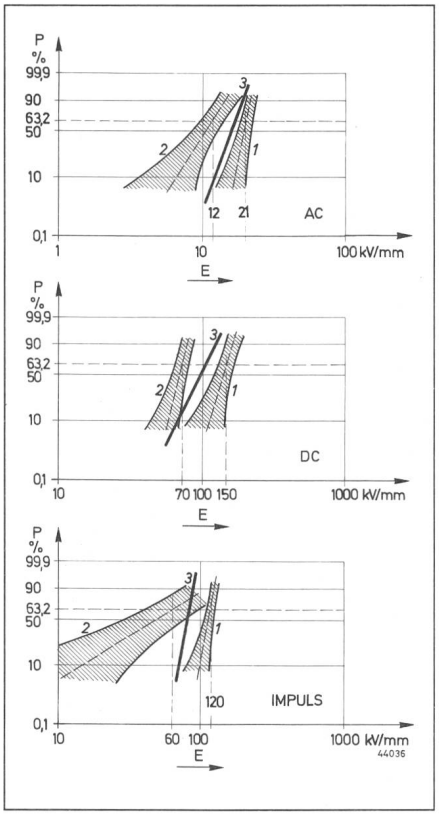

Fig. 4 Ausfallwahrscheinlichkeit trockener und feuchter 10-kV-Kabel [8]

1 Neu, trocken
2 Nach 8 Jahren Betrieb H_2O in Leiter und Schirm
3 Nach 7 Jahren Betrieb H_2O unter Schirm
E Mittlere Feldstärke

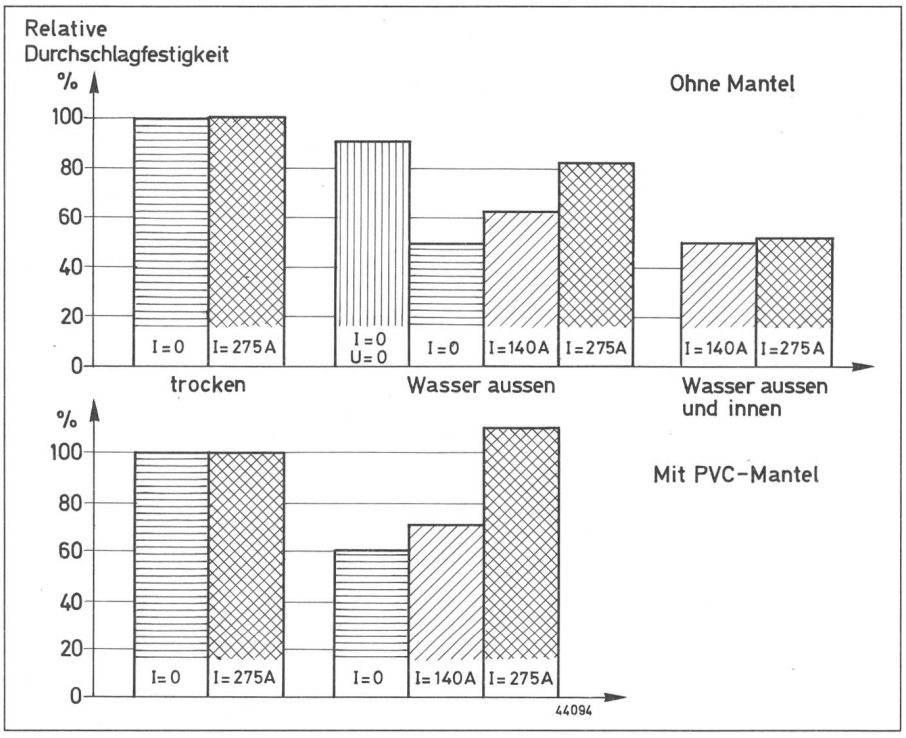

Fig. 5 Durchschlagfestigkeit von EPR-Kabeln nach Alterung, trocken und feucht (nach *Metra*)

EPR-Kabel 70 mm² Al 12/20 kV — U = 20 kV
Alterung: 18 Monate — 5 Lastzyklen/Woche

Wasser nur im Schirm, ist die elektrische Durchschlagsfestigkeit gegenüber dem Neuzustand deutlich weniger abgesenkt als im Fall des feuchten Leiters.

Mikroskopische Untersuchungen zeigten, dass die Watertree-Strukturen wesentlich kürzer sind, wenn sich Wasser nur im Schirmbereich befindet. Mit diesen Ergebnissen an betriebsbeanspruchten Kabeln wird die Annahme bestätigt, dass ein Kabel mit Wasser nur unter dem Mantel weniger gefährdet ist als ein Kabel mit Wasser im Leiter. Anderseits zeigen sie auch, dass Wasser im Schirmbereich des Kabels längerfristig ebenfalls zu einer Beeinträchtigung führt. Die Unversehrtheit des Kabelmantels ist demnach eine der Voraussetzungen für die Betriebssicherheit in feuchter Umgebung verlegter PE- und VPE-Kabel [*Peschke*]. Schon extrudierte Leitschichten verbessern die Wasserfestigkeit gegenüber gebänderten Leitschichten [*Hosokawa*].

Ähnliche Ergebnisse wurden auch bei 20-kV-Kabeln mit einer Isolierung aus EPR gefunden. Die Kabel wurden 18 Monate lang mit und ohne PVC-Mantel im Wasserbad zyklisch belastet und mit einer Feldstärke von 5 kV/mm am Leiter beansprucht. Die danach mit Wechselspannung erhaltenen Durchschlagswerte sind in Figur 5 aufgetragen. Auch hier zeigt sich der grosse Einfluss von Wasser im Leiter. Befindet sich Wasser nur im Schirmbereich, so wirkt sich eine hohe Leitertemperatur (Stromwärme) günstig aus. Obwohl der PVC-Mantel für Wasserdampf relativ gut durchlässig ist, kann er die Alterung in manchen Fällen doch beträchtlich verbessern. Es wurde berichtet, dass diese Effekte nach einer Alterung von vier Monaten noch nicht beobachtet werden konnten. Signifikante Ergebnisse sind also nur mit Langzeitversuchen zu erhalten [*Metra*, Italien].

Optische Befunde zeigen, dass aus der ursprünglich diffusen Struktur eines Wasserbäumchens die verästelte Struktur eines elektrischen Bäumchens entstehen kann. An den Enden der Verästelungen entstehen wieder Wasserbäumchen. Dies wird in Übereinstimmung mit Laborversuchen als Beweis dafür angesehen, dass aus Wasserbäumchen elektrische Bäumchen werden können, die dann zum Durchschlag führen.

Im Hinblick auf eventuell notwendige Abdichtungsmassnahmen an Kabeln hatte *Jacobsen* die Frage formuliert, ob es einen kritischen Wert des Wassergehaltes in der Isolierung gäbe, von dem an aufwärts erst eine Gefährdung vorhanden ist [11].

Dazu berichtete *Sletbak*, Norwegen, über Ergebnisse an 20-kV-VPE-Kabeln. Bei einer relativen Feuchte von 50 bis 70% betrug die Dichte der Wasserbäumchen nur etwa ein Drittel des Wertes bei der relativen Feuchte von 70% (Fig. 6). In der Nähe des Leiters lag die relative Feuchte unter 35%. Dort wurden sehr wenige Wasserbäumchen gefunden. Auch bei Laborprüfungen an feuchten Mustern mit stark inhomogenem elektrischem Feld wurden Watertrees erst bei einer relati-

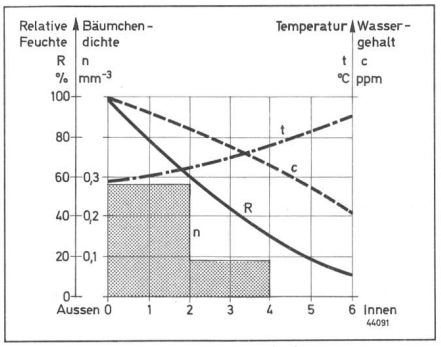

Fig. 6 Wassergehalt und Bäumchendichte in einem 20-kV-VPE-Kabel (nach *Sletbak*)

Ergebnis einer Alterung von 1000 h in Wasser bei 40 kV, 50 Hz

ven Feuchte von mehr als 50% festgestellt. Bei 75 °C entspricht das einem Wassergehalt von etwa 100 ppm, so dass – unter vielen notwendigen Vorbehalten – als kritischer Wert des Wassergehaltes etwa 50 ppm anzusehen ist [*Beyer*].

1.3.3.2 Abhilfemassnahmen

Aufgrund der bis jetzt vorliegenden experimentellen Ergebnisse darf man die schädlichen Auswirkungen der Wasserbäumchen auf die elektrische Festigkeit der PE- und VPE-Kabel für Mittel- und Hochspannung keinesfalls unterschätzen. Anderseits ist zu bedenken, dass man bei den meisten experimentellen Untersuchungen sehr harte Prüfbedingungen angewandt hat und dass selbst bei einer Absenkung der Durchschlagsfestigkeit um rund 30 bis 40% noch eine beträchtliche Sicherheit gegenüber der Betriebsfeldstärke vorhanden ist [*Larsen*]. Wasser im Leiter findet sich nur selten im praktischen Kabelbetrieb, kann natürlich aber auch nicht völlig ausgeschlossen werden. Sieht man von Reparaturen und Beschädigungen bei der Verlegung ab, kann Wasser nur durch Diffusion von aussen in ein Kabel gelangen. Dem wirkt im Normalbetrieb das Temperaturgefälle von innen nach aussen entgegen. In den meisten Fällen wird daher die Bildung von Wasserbäumchen keine signifikante Auswirkung auf die Lebensdauer der Kabel haben. Bei konstant belasteten Kabeln in trockener Umgebung ist der Effekt sicher vernachlässigbar. Das zeigt deutlich auch die in der Störungsstatistik nachgewiesene hohe Zuverlässigkeit der PE- und VPE-Kabel zumindest in Deutschland und Westeuropa [18, 37]. Die Auswirkungen des Watertreeing auf die Betriebssicherheit von PE- und VPE-Kabeln sollten deshalb nicht dramatisiert werden. Anderseits kann Wasser durch den Mantel oder bei einer Mantelbeschädigung auch direkt in das Kabel eindringen und Watertreeing bewirken. Um auch in diesen Fällen die Entwicklung von Wasserbäumchen zu behindern oder ganz zu unterdrücken, sind besondere Vorsichtsmassnahmen nötig.

Die entsprechenden Forderungen sind zum Teil schon seit Jahren bekannt [37], wurden jetzt wiederholt [18, 22] und werden weitgehend auch schon befolgt. Die Forderungen sind in Tabelle II zusammengestellt. Die 1982 neu hinzugekommenen Forderungen nach dem Aluminiumschichtenmantel und nach einem in Längsrichtung wasserdichten Schirmbereich wurden ebenfalls schon länger diskutiert, waren auf der Cigré 1980 aber noch stark umstritten [36]. Inzwischen gab es auch in Deutschland bereits Versuche mit solchen Kabeln. Der Al-Schichtenmantel soll dabei die Diffusion des Wasserdampfes verhindern, und der längswasserdichte Schirm soll dafür sorgen, dass sich eingedrungenes Wasser (z.B. bei einem Mantelschaden) im Kabel nicht weiter ausbreiten kann. In der vom Sitzungspräsidium herausgegebenen Zusammenfassung der Diskussion wird der wasserdichte metallische Schirm jetzt generell empfohlen, wenn die Kabel in feuchter Umgebung verlegt werden [26]. In Frankreich sieht man die Wasserdichtigkeit generell als notwendig an [*Dorison*, Frankreich].

Massnahmen zur Vermeidung von Wasserbäumchen (nach [18, 37]) Tabelle II

1980	- Höchste Reinheit der Isolierstoffe und der schwachleitenden Schichten - Höchste Sauberkeit der Fertigung (Fremdkörper, Hohlräume) - Vorzugsweise extrudierte Leitschichten mit glatter Oberfläche - Vermeiden von Wasser im Kabel bei Herstellung, Transport, Verlegung und Montage der Garnituren - Mantel mit guten mechanischen Eigenschaften aus PE oder bei erhöhter Wandstärke aus PVC (Blechschmidt/Wanser)
1982 neu	- Aluminium-Schichtenmantel oder metallischer Schirm bei $U \geqq 60$ kV - Längswasserdichtigkeit des Schirmes (Kalkner/Müller u.a.) (Sletbak)

44042

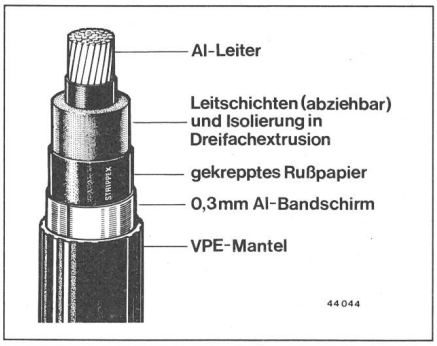

Fig. 8 VPE-Kabel 10 bis 20 kV mit Schichtenmantel [22]

Während noch 1980 betont worden war, dass man in den meisten Anwendungsfällen (auch bei Unterwasserkabeln) ohne Abdichtungsmassnahme auskommt [36] stellten jetzt schwedische Verfasser verschiedene Konstruktionen vor, die einen unterschiedlichen Grad von Dichtheit aufweisen [22].

Da gibt es Kabel in der auch in Deutschland bekannten Normalausführung mit Kunststoffmantel (Fig. 7). Seit 1974 wird ein relativ preiswertes Kabel für 10 bis 20 kV mit verbesserter Längswasserdichtigkeit im Schirm eingesetzt (Fig. 8). Dies wird durch Russ-Kreppapier unter dem Aluminiumschirm erreicht. Der Aluminiumschirm sorgt für radiale Abdichtung. Er besteht aus 0,3 mm starkem Al-Band, das mit dem VPE-Aussenmantel verklebt ist. Die Konstruktion kann nur bei Mittelspannung angewandt werden, weil die thermische Ausdehnung dicker VPE-Isolierungen den Schirm sprengen würde. 3000 km dieses Typs sind verlegt. Es gab bisher keinen Fehler durch Korrosion des Al-Schirmes. Eine wasserdichte Konstruktion für Hochspannung zeigt Figur 9. Hier ist der Cu-Drahtschirm in ein leitfähiges extrudiertes Polymer eingebettet. Für Längswasserdichtigkeit sorgt Quellpulver unter dem

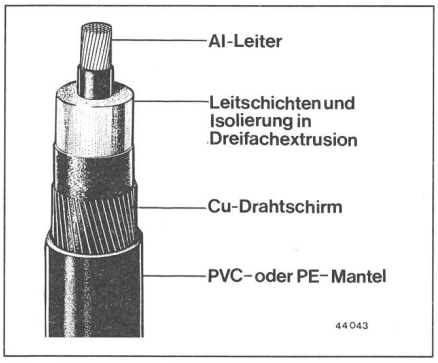

Fig. 7 VPE-Kabel 50 bis 100 kV [22]

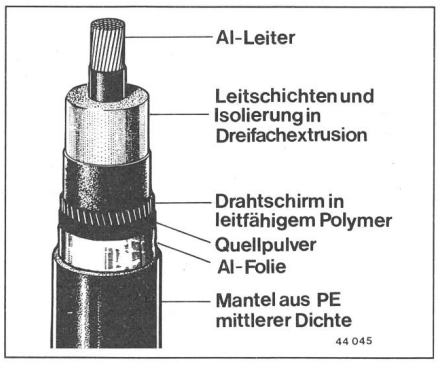

Fig. 9 VPE-Kabel 110 kV mit Schichtenmantel [22]

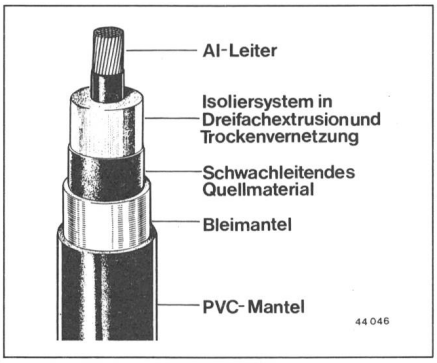

Fig. 10 VPE-Kabel 132 kV mit Bleimantel [22]

Schichtenmantel aus Al-Folie und PE mittlerer Dichte. 40 km dieser Konstruktion sind gefertigt.

Für besondere Anwendungsfälle gibt es in Schweden VPE-Hochspannungskabel mit einem aufgepressten Bleimantel oder einem Aluminiumwellmantel. Bei Seekabeln wird immer Blei verwendet. Das erste Kabel mit Bleimantel war ein 84-kV-Unterwasserkabel mit einer Systemlänge von 55 km. Al-Wellmäntel sind zwar mechanisch stabiler, erfordern aber viel Aufwand, wenn sie längswasserdicht aufgebracht werden sollen. Figur 10 zeigt ein Kabel mit Bleimantel, das auch als Unterwasserkabel verwendet wurde, wenn keine Armierung notwendig war. 100 System-km dieses Kabeltyps wurden für Spannungen bis 170 kV bereits ausgeliefert.

Mit allen angeführten Konstruktionen liegen gute Erfahrungen vor. Man nimmt an, dass die Ausführung mit Drahtschirm gemäss Figur 9 bei Hochspannung zunehmend verwendet werden wird.

Als weitere vorsorgliche Massnahme gegen das Watertreeing ist die Entwicklung wasserfester Isolierstoffmischungen anzusehen [18]. An Laborprüflingen zeigte sich, dass es gewisse Additive gibt, die das Watertreeing verhindern [*Campus*, Schweiz]. Es haben Versuche begonnen, diese Additive in Kabeln einzusetzen [*Peschke*]. Diese Hoffnung wurde von *Kreuger* gedämpft. Er wies darauf hin, dass Wasserbäumchen im PE nur an Störstellen, wie Hohlräumen und Rissen, entstehen. Er hält es daher für notwendig, dass die Kabelindustrie in den nächsten Jahren die mikroskopische Struktur der Isolierungen verbessern muss. Von Additiven verspricht er sich nichts. Bis zur Einführung wasserfester Isolierungen muss das Wasser nach Meinung dieses Redners durch einen Metallschirm vom Dielektrikum ferngehalten werden. Auf die noch unbekannten Einflüsse der Werkstoffmorphologie und -struktur machte auch *Van de Laar* aufmerksam. Die Effektivität und Langzeitstabilität von Additiven ist nach *Occhini* längst nicht hinreichend nachgewiesen.

1.4 Kabelprüfungen

1.4.1 Spannungsfestigkeit

Schon seit langem wird die Frage diskutiert, ob Kabel durch eine zu hohe Prüfspannung geschädigt werden können [11]. Um dies zu klären, wurden Versuche an VPE-Kabeln mit einer Wandstärke von 3,4 mm durchgeführt. Dabei ergab sich, dass selbst bei einer Langzeitvorbeanspruchung über 1750 h mit 40 kV/mm die Durchschlagsfestigkeit der Muster nicht beeinflusst wurde. Daraus wird der Schluss gezogen, dass selbst sehr hohe Prüfspannungen, die bis zu einer Stunde anliegen, die Isolierung derjenigen Prüflinge nicht überbeanspruchen, die die Prüfung überstehen [*Herstad*, Schweden]. Die Frage nach der verbleibenden Lebensdauer solcher in der Prüfung hoch beanspruchten Kabel wurde allerdings nicht deutlich beantwortet. Trotzdem zog *Jacobsen* zusammenfassend den Schluss, es müsse möglich sein, die Spannung bei der Stückprüfung etwas zu erhöhen, um damit Kabel mit Störstellen bereits in der Prüfung und nicht erst im Betrieb durchschlagen zu lassen.

Bei Kabelanlagen wird nach ihrer Fertigstellung eine Spannungsprüfung durchgeführt. Zweck dieser Prüfung ist es, die elektrische Festigkeit des gesamten Kabelsystems aus Kabel und Garnituren nachzuweisen und Fehler festzustellen, die dem Dielektrikum bei Transport, Verlegung und Montage zugefügt sein könnten [11]. Wegen der relativ hohen Kapazität der Kabel und der deswegen benötigten grossen kapazitiven Blindleistung sind Prüftransformatoren gross und kaum noch zur Baustelle zu transportieren. Aus diesem Grunde werden die Kabel im allgemeinen mit Gleichspannung geprüft. Nachteilig ist dabei, dass die Isolierung durch die Gleichspannung ganz anders beansprucht wird als später im Betrieb durch die Wechselspannung [22]. So richtet sich z.B. die elektrische Feldstärke in Abhängigkeit vom Radius bei Wechselspannung nur nach der Geometrie (kapazitive Steuerung), bei Gleichspannung dagegen nach der Leitfähigkeit (ohmsche Steuerung). Weiterhin spielen bei der Gleichspannung Raumladungen eine ganz andere Rolle als bei Wechselspannung. Die Kabelgarnituren sind bei Gleichspannung stärker gefährdet als bei Wechselspannung [22, *Dorison*].

Will man die Kabelanlage mit Wechselspannung prüfen, ohne einen schweren Prüftransformator anzuwenden, so kann man zur Erzeugung der hohen Prüfwechselspannung einen Schwingkreis benutzen, bei dem das Kabel die Kapazität bildet und eine zusätzliche Drosselspule zur Kompensation der Blindleistung dient. Der Transformator hat in den Schaltungen nur die Verluste zu decken. Er wird bei relativ niedriger Spannung betrieben [27].

1.4.2 Teilentladungsmessung

Über die TE-Messung gibt es keine kontroversen Ansichten mehr. Nachdem Hohlräume auch bei EPR-Isolierungen als schädlich angesehen werden [9], hat sich auch in Italien die empfindliche TE-Prüfung eingeführt. So wurde bei einem 138-kV-EPR-Kabel nach Biegung und thermischen Lastzyklen eine scheinbare Ladung von weniger als 3 pC ermittelt.

1.4.3 Langzeitprüfung trockener und feuchter Kabel

Die elektrische Festigkeit extrudierter Isolierungen sinkt im Laufe der Zeit ab. Dies wird bei der Konstruktion der Kabel in Form eines Sicherheitszuschlages berücksichtigt. Die elektrische Feldstärke wird für die Langzeitbeanspruchung niedriger angesetzt als bei der Kurzzeit-Wechselspannungsprüfung [11, 20]. In Japan werden z.B. die VPE-Hochspannungskabel über einen Monat bei der Spannung $2 \cdot U_0$ mit Lastzyklen geprüft [20].

Um nun in Typprüfungen festzustellen, ob die Kabel hinreichend betriebssicher und langlebig sind, ist man darum bemüht, die Prüfmethoden so zu gestalten, dass sie den echten praktischen Betrieb möglichst gut nachbilden und damit auch einen Vergleich verschiedener Kabelkonstruktionen ermöglichen. Ein solcher Vergleich ist z.B. notwendig, wenn man den Nutzen der verschiedenen möglichen Massnahmen zur Abdichtung gegen Feuchtigkeit beurteilen will [11]. Leider gibt es noch immer keine Möglichkeit, den Zustand einer Isolierung durch Messungen von aussen zu ergründen. Man ist auf die optische Inspektion aufgeschnittener Muster angewiesen [*Norris*, England]. Die Messung der Teil-

entladungen, des Isolationswiderstandes und des Verlustfaktors liefert keinen Aufschluss über die Zuverlässigkeit eines wassergeschädigten Kabels [*Müller*].

Eine Cigré-Arbeitsgruppe hat folgenden Ablauf zur Untersuchung der Bäumchenbildung vorgeschlagen [18]: 6 m lange isolierte Kabeladern werden in 40 °C warmes Leitungswasser getaucht. Zur Beschleunigung wird auch der Leiter der Adern mit Leitungswasser gefüllt. Die Adern werden mit einer mittleren Feldstärke von 5 kV/mm bei 50 Hz beansprucht. Jeweils nach 1000 h, 2400 h und 6000 h wird eine Wechselspannungs-Stufenprüfung bei Raumtemperatur durchgeführt. Dabei wird mit einer mittleren Feldstärke von 10 kV/mm begonnen und in jeder Minute um 1 kV/mm gesteigert.

Zur Überprüfung der radialen Wasserdichtigkeit wird eine ausreichende Zahl von Kabeln mit abgedichteten Enden in 70 °C warmem Wasser gelagert. Nach Ablauf gewisser Zeiten (z.B. 1000 h, 2000 h, 4000 h, 8000 h, 16 000 h) wird der Wassergehalt unterhalb der Feuchtigkeitsbarriere gemessen und mit dem Ausgangswert verglichen. Die Frage nach der hinreichenden Aussagekraft dieser Prüfungen wurde noch nicht endgültig beantwortet [*Jacobsen*].

Die Längswasserdichtigkeit lässt sich feststellen, indem die Feuchtigkeitssperre mit einem Loch versehen und das Kabel für 100 h im Wasser gelagert wird, wobei die Höhe der Wassersäule der Verlegetiefe entspricht [39]. Das Kabel wird dann 24 h bei Raumtemperatur geprüft und anschliessend mit zehn Lastzyklen bis zur maximalen Betriebstemperatur des Leiters beansprucht. Weitere 24 h später darf das Wasser nicht weiter als 1,5 m in das Kabel eingedrungen sein.

Die Problematik, möglichst aussagekräftige Prüfbedingungen zu schaffen, gilt natürlich nicht nur für Kabel. Sie wurde auch für rotierende Maschinen und Transformatoren diskutiert [23, 24]. In den entsprechenden Arbeitsgruppen war man der Auffassung, dass Alterungsprüfungen zwar an Werkstoffen und Bauteilen durchgeführt werden können, dass dadurch aber Prüfungen an kompletten Maschinen nicht ersetzt werden können. An Transformatoren müssen praxisnahe Langzeitversuche unter Last einschliesslich Gasanalyse und Teilentladungsmessung sorgfältig durchgeführt werden. Vor der Auslieferung einer neuen Type sollten derartige Versuche abgeschlossen sein. Die damit verbundene Verlangsamung der technischen Entwicklung hält man für akzeptabel und weist als Begründung auf die so zu erreichende Zuverlässigkeit der Erzeugnisse hin.

1.5 Abschluss- und Verbindungstechnik

Die Abschluss- und Verbindungstechnik für kunststoffisolierte Hochspannungskabel ist noch verbesserungsbedürftig. Japanische EVU z.B. würden gern 275-kV-VPE-Kabel anstelle der Ölkabel einsetzen. Jedoch fehlen entsprechende zuverlässige Muffen. Jetzt wurde eine Muffe für 275 kV entwickelt, bei der die VPE-Isolierung vor Ort in eine Form extrudiert und trocken vernetzt wird. Rund 230 Muffen dieser Ausführung werden seit 1981 auf 132-kV-VPE-Kabeln betrieben [20, *Nagasaki*, Japan].

Fehler an Garnituren traten in Japan infolge von Biegebeanspruchungen und eingedrungener Feuchtigkeit auf [*Hosokawa*].

Als gefährlich für Garnituren erweist sich die übliche Gleichspannungsprüfung fertig montierter Kabelstrecken. So schlugen bei einer 132-kV-Strecke drei Muffen von insgesamt 432 durch, als für 15 min eine Gleichspannung von 310 kV angelegt wurde. Die Muffen hatten nur geringfügige Fehler, die den zuverlässigen Betrieb bei Wechselspannung wohl nicht gefährdet hätten. Daraus wird der Schluss gezogen, dass Wechselspannungskabel mit Muffen nur mit Wechselspannung oder einer moderaten Gleichspannung geprüft werden sollten [22]. Eine hohe Gleichspannung erhöht nicht die Qualität der Installation, sondern zerstört oder gefährdet gute Muffen [22, *Dorison*].

2. Kabel für Hochleistungs-Drehstromübertragung

Während in früheren Jahren bei der Cigré tiefgekühlte Kabel und Supraleiterkabel für die Übertragung hoher Drehstromleistungen behandelt wurden [30 bis 32; 36], beschränkte man sich jetzt auf Ölkabel und gasisolierte Kabel. Berichtet wurde über konstruktive Verbesserungen und Neuentwicklungen, über die Belastbarkeit dieser Kabel und neueste Ergebnisse von zwangsgekühlten Versuchsanlagen. Im Vergleich zum Gebiet der Kunststoffkabel gab es bei den Hochleistungskabeln einen hohen Grad von Übereinstimmung bei den Diskussionsrednern [*Jacobsen*].

2.1 Ölkabel

Mit Ölkabeln liegen lange Betriebserfahrungen vor. Allein in England wird ein Betrieb von 5500 System-km-Jahren bei 275 kV und 700 System-km-Jahren bei 400 kV geschätzt [17]. Im Laufe der Zeit waren viele elektrische, thermomechanische und konstruktive Probleme zu lösen. Noch immer gibt es Möglichkeiten zur Erhöhung der thermischen und elektrischen Belastbarkeit. Auch Versorgungsprobleme lösen weitere Entwicklungen aus.

2.1.1 Betriebserfahrungen und konstruktive Verbesserungen

In den siebziger Jahren war mineralisches Isolieröl aus den traditionellen Quellen kaum zu erhalten. Als Alternative wurde Dodecylbenzol (DDB) gefunden und wird jetzt generell angewandt. Es lässt eine Erhöhung der Leitertemperatur von 85 auf 90 °C zu. Im Gegensatz zu Mineralölen steigt seine Fähigkeit, Gase zu lösen, mit zunehmender Temperatur [17], so dass die Bildung von Gasblasen vermieden wird. Das synthetische Öl DDB verbessert damit den Verlustfaktor und den Isolationswiderstand des Kabels beträchtlich. Spült man ein Kabel mit entgastem DDB, so kann man seine Lebensdauer erhöhen. Dies zeigten Versuche, die bei Wechselspannung (20 kV/mm) und Gleichspannung (40 kV/mm) an Kabelmodellen durchgeführt wurden [6].

Für Aussenmäntel wurde viele Jahre hindurch PVC als Standardwerkstoff verwendet. Es ist im Betrieb hinreichend sicher, kann aber bei der Verlegung leicht beschädigt werden. Bei tiefen Temperaturen wird es spröde, bei höheren Temperaturen steigt die Abriebgefahr. Jetzt wird zunehmend Polyethylen hoher Dichte verwendet. Es hat die eben erwähnten Nachteile des PVC nicht. Darüber hinaus beträgt sein Wärmewiderstand nur etwa 60% desjenigen von PVC, und seine Wasserdampfdurchlässigkeit ist sehr niedrig [17]. Auch das jetzt erhältliche PE mittlerer Dichte (0,935 bis 0,94 kg/dm^3) ist gut als Mantelwerkstoff geeignet. Gegenüber dem PE hoher Dichte ist es leichter zu verarbeiten [*Bennett*, England].

Wie in anderen Ländern wird auch in England seit 1965 ein Kabelmantel

aus Aluminium bevorzugt. Gegenüber dem früher verwendeten Bleimantel gibt es dabei weniger Ermüdungs- und Kriecherscheinungen. Damit sind Ölkabellecks fast vollständig eliminiert worden [*Ball,* England]. Allerdings gab es häufiger Lecks an der Verbindungsstelle zwischen den Muffengehäusen und dem Aluminiummantel. Abhilfe schafften zusätzliche Plomben, die mit Epoxidharz und Glasgewebeband verstärkt sind [17].

Neuerdings werden heute wieder mehr Kabel mit Bleimantel gefertigt. Sie werden in die Länder des Nahen Ostens geliefert, wo man durch die rege Bautätigkeit auf engem Raum Korrosion am Aluminiummantel befürchtet. Es hat jedoch bisher nur sehr wenige Fälle von Korrosion an Aluminiummänteln in aller Welt gegeben [*Ball*].

Bei der Verlegung von Ölkabeln in Gefällestrecken werden beim Niederdruckkabel wegen des sonst starken Druckunterschiedes viele Sperrmuffen notwendig. In Schächten oder steilen Tunnels lassen sich Sperrmuffen nur schwer unterbringen. Deswegen wurden Hochdruckölkabel entwickelt und erfolgreich eingesetzt. Während bisher als höchstzulässiger Druck 5,25 bar galt, gibt es jetzt 275-kV-Bleimantelkabel mit einem Maximaldruck von 30 bar und 525-kV-Aluminiummantelkabel mit 22 bar. Hydrostatische Druckunterschiede fallen hierbei nicht mehr ins Gewicht. Wegen der guten Erfahrungen mit Hochdruckkabeln in speziellen Anwendungen entschied man sich dafür, die Hochdruckkabel auch bei normalen Verlegebedingungen einzusetzen.

In Italien wird die Entwicklung eines feuersicheren Ölkabels für die Verlegung in Tunnels oder Schächten betrieben. Als Imprägniermittel wird anstelle der konventionellen mineralischen oder synthetischen Öle eine halogenfreie Flüssigkeit verwendet, die die notwendigen elektrischen Eigenschaften für Hochspannungskabel besitzt. Im Brandfalle werden nur Kohlenwasserstoffgase frei [*Bazzi*].

2.1.2 Teilentladungen

Teilentladungen und ihre Messung kamen ursprünglich bei Kunststoffisolierungen ins Gespräch. Jetzt werden sie auch bei konventionellen Isolierungen aus Hartpapier und Papier stärker beachtet. So wurde über einen Durchschlag in einer Ölkabelanlage berichtet, der durch Teilentladungen verursacht worden ist. In einer durchgeschlagenen Sperrmuffe eines 400-kV-Unterwasserkabels fand man Cu- und Fe-Partikel mit einer Länge zwischen 1 und 100 μm. Die Partikel sind im Kabel selbst sicher unschädlich. Da sie sich in den Ölkanälen der Sperrmuffen ansammeln konnten, entstanden dort Teilentladungen. Dadurch bildeten sich Gase, die vom Mineralöl nicht gelöst wurden. Die Gasblasen waren dann die Ursache des Durchschlages bei einer Gleichspannungsprüfung. Als Abhilfemassnahme wurde das Mineralöl gegen Dodecylbenzol (DDB) ausgetauscht [16].

Bei der thermischen Alterung entstehen durch Zersetzung des ölgetränkten Papiers hauptsächlich Kohlendioxid CO_2, Kohlenmonoxid CO und Wasserstoff H_2. Eine elektrische Beanspruchung bringt keine zusätzliche CO_2- und CO-Entwicklung. Beträchtliche Teilentladungen erhöhen allerdings die H_2-Entwicklung. Die Lebensdauer des Kabels ist abgelaufen, wenn Gasblasen auftreten, d.h. wenn das Tränkmittel mit Gas gesättigt ist.

Die Gasanalyse könnte sich damit auch bei Ölkabeln als nützliches Hilfsmittel zur Beurteilung des Zustandes der Isolierung erweisen, nachdem sie bei ölgefüllten Leistungstransformatoren seit dem letzten Jahrzehnt erfolgreich zur frühen Fehlererkennung benutzt wird [2]. Allerdings gibt es bei Kabeln noch keine Einigkeit über das Verhältnis der entstehenden Gase und über die daraus abzuleitende Vorhersage der Lebensdauer.

In drei Laboratorien in Frankreich und Italien wurden Teilentladungen in Öl untersucht. Dabei zeigte sich übereinstimmend, dass die Gesamtmenge der Gase proportional zu der Energie ist, die in den Teilentladungen umgesetzt wird. Im Gegensatz zu der sonst bei der TE-Messung bestimmten «scheinbaren Ladung» sagt die Entladungsenergie über den Entladungsvorgang direkt mehr aus, da die bei der Teilentladung umgesetzte Energie für die Veränderung der physikalischen Eigenschaften der Isolierung verantwortlich ist [*Kärner*]. Während die bei der Teilentladung in einem Hohlraum verschobene Ladung aus der gemessenen «scheinbaren Ladung» nicht bestimmt werden kann, lässt sich die Entladungsenergie der TE an den Klemmen des Prüflings messen. Die anzuwendende Messtechnik ist seit längerem bekannt [z.B. 28]. Die in [8] erwähnten Laboratorien verwendeten verschiedene Messschaltungen. Die Messergebnisse stimmen gut überein.

Aus den Ergebnissen folgt, dass die Energiemessung bei Teilentladungen mit der heutigen elektronischen Messtechnik reproduzierbar möglich ist. Mit ihrer Hilfe lässt sich die Beanspruchung von Isolierstoffen objektiv ermitteln. Es ist zu erwarten, dass die Energiemessung bei Teilentladungen noch weitere Anwendungen finden wird.

2.1.3 Stossspannungsfestigkeit

Bei der Beurteilung der elektrischen Festigkeit eines Kabels spielt die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Stossspannungen eine grosse Rolle. Eine Beanspruchung durch Blitzeinschläge ist z.B. bei städtischen Kabelnetzen nicht möglich. In diesen Fällen hängt die Dimensionierung der Isolierung nur von der Betriebsfeldstärke ab. Auch ein guter Schutz durch Überspannungsableiter senkt die mögliche elektrische Beanspruchung der Isolierung und könnte es erlauben, die Wanddicke der Isolierung zu vermindern. Damit würden die Kabelkosten sinken, gleichzeitig würden jedoch die Verluste im Dielektrikum und die Betriebskosten ansteigen. Die übertragbare Leistung würde kleiner. Vorteile und Nachteile müssen sorgfältig gegeneinander abgewogen werden. Vor allem aber müssen die Kabelbetreiber zunächst genügend Vertrauen in die Überspannungsableiter als Schutzeinrichtung für Hochspannungskabel haben, bevor an eine Verringerung der Wanddicke der Kabel gedacht werden kann [*Morello,* Italien, 26].

2.2 Gasisolierte Kabel

2.2.1 SF_6-Isolierungen

Der Bericht [5] beschäftigt sich mit dem Spannungszeitverhalten bei Stossspannung. Die rege Diskussion (zehn Redner) liess das Interesse erkennen, dass der SF_6-Isolierung nach wie vor entgegengebracht wird.

Das Spannungszeitverhalten von SF_6-Isolierungen hängt von vielen Einflussgrössen ab. Das beanspruchte Volumen, der Spannungsanstieg und -abfall, die Geometrie, der Aufbau der Isolatoren, die Polarität der Spannung, Feuchtigkeit, Partikel usw. sind zu beachten. Statische Ladungen an Oberflächen beeinflussen die Durchschlagsspannung. Sind diese Bedingungen unter Kontrolle, so liefern auch Modellversuche reproduzierbare

Ergebnisse, die auf die echten Konstruktionen übertragen werden können. Die Prüfbedingungen für gasisolierte Systeme müssen aber noch weiter untersucht werden [25].

2.2.2 SF_6-Kabel

Über gasisolierte Rohrleiter war ein Bericht aus den USA vorgelegt worden [15]. Er behandelt die konstruktiven Möglichkeiten bei der Energieübertragung bis 10 GVA und 1200 kV. Aufbauend auf etwa zehnjährige gute Erfahrungen mit gasisolierten Rohrleitern in starrer Ausführung wird in den USA die Entwicklung fortgesetzt. Ziel ist es, unterirdische Energieübertragungen für so hohe Leistungen zu entwickeln, dass nur ein Stromkreis ausreicht, um die Leistung einer Freileitung weiterleiten zu können. Verglichen mit anderen Kabelanlagen zeichnen sich gasisolierte Rohrleiter und Kabel durch ihre Einfachheit, ihren niedrigen Ladestrom, ihre Unbrennbarkeit und Umweltfreundlichkeit aus. Drei Entwicklungsprojekte werden beschrieben: Dreileitersystem starr für 362 kV, Einleitersystem starr für 1200 kV und Einleitersystem semiflexibel für 1200 kV.

Ein SF_6-gefülltes Rohr mit drei Leitern ist in Figur 11 dargestellt. Das starstarre Aussenrohr besteht aus drei extrudierten Aluminiumsegmenten. Jedes Segment trägt einen Epoxidharzisolator, an dem je ein Rohr mit dem Aussendurchmesser 127 mm als Innenleiter verschiebbar befestigt ist. Für 362 kV beträgt der Innendurchmesser des Aussenrohres 711 mm. Die Wandstärke der Leiter ist 12 mm, die des Aussenrohres 6,4 mm. Die Rohre werden mit einer Länge von 18 m gefertigt. Mit Hilfe von Winkelstücken wurde eine 180 m lange Schleife verlegt. Nach einigen Kurzzeitversuchen läuft jetzt bis etwa August 1983 ein Langzeituntersuchungsprogramm. Versuche mit 700 A und 1000 A sind erfolgreich abgeschlossen. Versuche mit 1500 A und 2000 A sollen folgen [*Cookson*, USA].

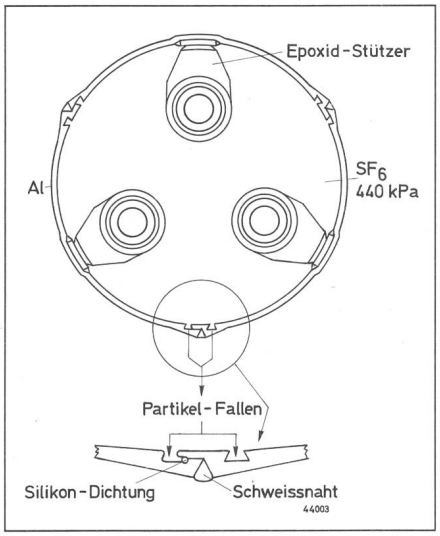

Fig. 11 Gasgefülltes Rohr mit drei Leitern [15]

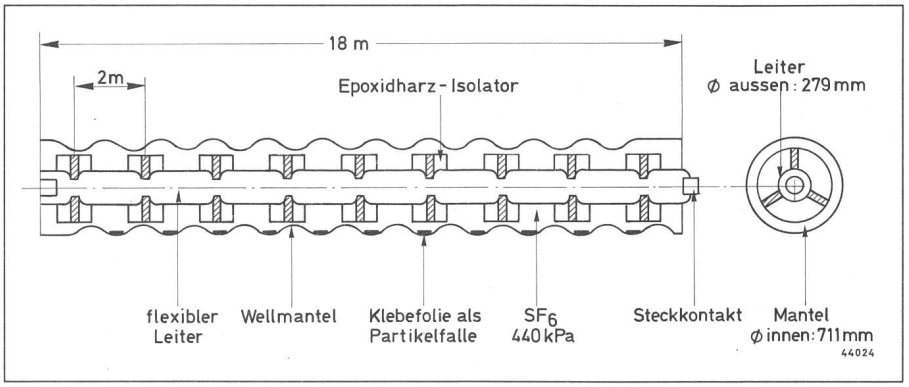

Fig. 12 SF_6-Rohrleiter für 1200 kV (semiflexibel) [15]

Als semiflexibel wird eine Anordnung bezeichnet, die in Figur 12 dargestellt ist. Statt glatter Rohre werden Wellrohre eingesetzt. Sie sind biegbar, so dass man sie ohne Winkelstücke verlegen kann. Durch die Wellung hält das Rohr radial angreifenden Kräften, z.B. dem Druck des Erdbodens, besser stand. Die Leiteranordnung wird in Längen von 18 m hergestellt, die vor Ort zu verbinden sind. Aus der kurzen Lieferlänge resultiert die Bezeichnung «semiflexibel». Bei der letzten Hochspannungskonferenz 1980 war nämlich ein flexibles SF_6-Kabel vorgestellt worden, bei dem Lieferlängen bis 80 m aufgetrommelt werden können [36].

Bei einem Kostenvergleich der drei beschriebenen Anordnungen schneidet die semiflexible Leitung gut ab. Ihre gesamten Herstellkosten liegen um 20% unter denen des starren Einleitersystems. Die Kosteneinsparung kommt durch den geringeren Materialbedarf beim Aussenleiter und die einfachere Montage zustande.

Mit den bereits durchgeführten Entwicklungsschritten scheint die technische und wirtschaftliche Eignung der Rohrleiter nachgewiesen zu sein. Jedoch ist noch zu klären, bei welcher Spannung und Leistung sie Vorteile gegenüber konventionellen Kabeln bieten [11]. Die Frage nach der Zuverlässigkeit und den Kosten der SF_6-Kabel wurde nicht ausreichend beantwortet [*Jacobsen*].

2.3 Hochspannungs-Gleichstromkabel

In den 20 Jahren von 1955 bis 1975 stieg die installierte Leistung der HGÜ-Projekte von Null auf 6000 MW. Innerhalb des Jahrzehnts von 1975 bis 1985 ist eine Zunahme der installierten Leistung um 25 000 MW zu erwarten. Anerkannte Anwendungsgebiete sind die Energieübertragung über grosse Entfernung, Unterwasserkabel sowie Netzkupplungen bei unterschiedlicher Frequenz oder zur Lösung von Stabilitätsproblemen [1].

Die heute noch grösste Leistung besitzt die Gleichstromübertragung Kingsnorth-Mill-Hill bei London. Sie ist zehn Jahre alt und ist für 640 MW ausgelegt. Entwicklungen für höhere Leistungen und Spannungen bis 600 kV laufen in verschiedenen Ländern. Bei der Übertragung einer Leistung von 2500 MW ist der Gleichstrom effektiver als Drehstrom. Das zeigt der Vergleich einer 400-kV-Drehstromübertragung (zwei Kreise, indirekt gekühlt) mit der 600-kV-Gleichstromübertragung (ein Kreis, natürlich gekühlt). Bei Gleichstrom ist der Trassenbedarf deutlich geringer, die Anordnung einfacher und die Verluste kleiner (Fig. 13) [*Arkell*, England].

Der Einsatz extrudierter Isolierungen bei Gleichstromkabeln wird weiterhin untersucht. Kommerzielle Anwendungen sind in naher Zukunft jedoch nicht zu erwarten [11].

Genauer untersucht wurde in den USA die Eignung der SF_6-Isolierung für die Gleichstromübertragung bei Spannungen von 400 bis 600 kV [10]. Man erwartet eine Zunahme der Gleichstromverbindungen und hält gasisolierte Leitungen dann für interessant, wenn auf der Trasse wenig Raum verfügbar ist und Umwelteinflüsse zu erwarten sind, z.B. in Küstengebieten und bei industrieller Verschmutzung.

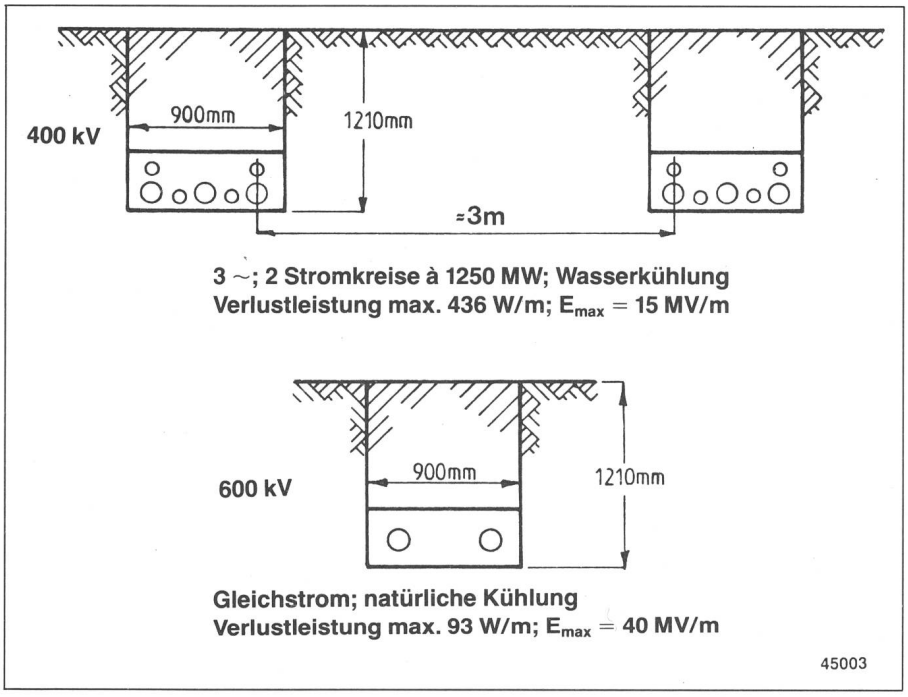

Fig. 13 Übertragung von 2500 MW mit Drehstrom bzw. Gleichstrom mit Ölkabeln 2000 mm² (nach *Arkell*)

Fehler und Fehlerursachen bei Unterwasserkabeln 1951–1981 (nach Bossi)

Tabelle III

Erfasst:	
Anzahl der Strecken	38
Gesamtlänge	1700 km
Anzahl der Fehler	142
Fehlerursachen	
Mechanische Beschädigung	90%
Davon:	
Fischerei, Anker	67%
Bodenbewegungen	5%
Sonstige (Fehler bei Verlegung und Schutz, Eisgang, auflaufende Schiffe ...)	29%

44029

2.4 Unterwasserkabel

Auch bei den Unterwasserkabeln gibt es Verbesserungen und einen vermehrten Einsatz. Berichtet wird über bessere Reparatur- und Verlegetechniken [16]. Ein neues 525-kV-Drehstromkabel für eine Verlegetiefe von maximal 360 m stellt einen Fortschritt dar. Es hat eine Länge von etwa 40 km und ist kostengünstiger als ein leistungsgleiches 400-kV-Gleichstromkabel. Bei einem Leiterquerschnitt von 1600 mm² Cu überträgt ein Stromkreis eine Leistung von 1200 MW. Zwei Stromkreise sind vorhanden. In den Bereichen, die bei Ebbe trocken liegen, sorgen parallel verlegte Kühlrohre aus Polyethylen für die indirekte Kühlung der einzelnen Kabel [*Horne,* Kanada]. Viele planerische Einzelheiten mussten bedacht werden, bevor das Kabel in Auftrag gegeben wurde. Bei der Formulierung der Prüfbedingungen und der Durchführung von Probeverlegungen und -reparaturen musste Neuland betreten werden [21].

Die Gefährdung von Unterwasserkabeln durch Fischereigeräte und ankernde Schiffe ist ein Dauerthema der Cigré. Eine Arbeitsgruppe hat Fehler und Fehlerursachen innerhalb der letzten 30 Jahre untersucht (Tab. III). Aus den Zahlen ergibt sich, dass die Zuverlässigkeit vor allem dann erhöht werden kann, wenn Beschädigungen durch Fischereigeräte und Anker vermieden werden könnten.

Es ist durchaus verständlich, dass wegen des im Schadensfall grossen Aufwandes immer wieder überlegt wird, wie ein Kabel wirkungsvoll gegen mechanische Beschädigung geschützt werden kann. Schwere Armierungen und ein Einspülen des Kabels in den Meeresboden sind zu erwägen. Allerdings erschweren diese Schutzmassnahmen etwaige Reparaturen noch mehr. Sicher tragen sie zu einer Verminderung des Schadensrisikos bei, können Beschädigungen aber nicht vollständig ausschliessen [*Bossi, Bazzi,* Italien, *Berg,* Norwegen]. Ein vollständiger Schutz des Kabels ist durch Armierung offensichtlich nicht möglich [11, *Bazzi*]. Für einen sehr wirkungsvollen Schutz sorgt das Einbetten des Kabels in den Meeresboden [*Berg*] oder ein externer Schutz durch parallel verlegte Stahlseile mit schweren Betonklötzen. Die letztere Variante hat sich bei der Sardinien–Korsika-Verbindung seit Jahren bewährt [*Bossi,* 31, 32].

Beim Gotland-Kabel wurde die Wirtschaftlichkeit des Einbettens eingehend untersucht. Bei diesem Gleichstromkabel entstehen beim Kabelausfall relativ hohe Kosten für die Ersatzenergieversorgung. Aus der erstmalig veröffentlichten Zusammenstellung aller Kosten (Tab. IV) ergab sich, dass wegen der hohen Einbettungskosten dieser extreme Schutz des Kabels hier keinen Gewinn bringt. Man hat sich deshalb nur für eine Armierung entschieden [*Pettersson,* Schweden]. Die Gesamtkosten sind fallweise genau zu prüfen. Unter Umständen kann es kostengünstiger sein, anstelle des Einbettens ein oder mehrere Reservekabel zu verlegen, auch wenn die Gefahr besteht, dass ein Kabel bei schwerer Be-

Wirtschaftliche Auswirkungen des Einbettens beim 70-km-Gotlandkabel (nach Petterson)

Tabelle IV

		Mit Einbettung	ohne Einbettung
Fehlerhäufigkeit	$\frac{\text{Fehler}}{\text{Jahr}}$	0,1	0,3
Reparaturkosten, kapitalisiert	10^6 SEK	2,1	4,7
Kosten durch Kabelausfall, kapitalisiert	10^6 SEK	4,5	11,7
Einbettungskosten	10^6 SEK	10,0	–
Gesamtkosten	10^6 SEK	16,6	16,4

Kapitalisierte Kosten: 25 Jahre, 4%

44090

schädigung voll abgeschrieben werden muss [*Bazzi*].

2.5 Belastbarkeit

Die Grenzen der Kabelbelastbarkeit lassen sich durch Zwangskühlung nach oben verschieben, was allerdings auch einige Nachteile zur Folge hat. Wendet man nämlich die Zwangskühlung über längere Zeit an, so machen sich die hohen Stromwärmeverluste in der Energiebilanz unliebsam bemerkbar. Die Anlagen zur Zwangskühlung sind aufwendig, ebenso die Wartung. Erfahrungen mit der Zuverlässigkeit der Kühleinrichtungen liegen erst von wenigen Strecken vor [11, 19]. Bei der Übertragung von Lastspitzen oder in Notsituationen kann die Zwangskühlung die natürliche Kühlung jedoch wirksam unterstützen. Die Zwangskühlung kann auch angewendet werden, um die Belastbarkeit einer existierenden Kabelanlage zu erhöhen, z.B. durch zwangsweise Zirkulation des Öls in Hochdruckölkabeln [11]. Älteren Cigré-Publikationen der Jahre 1974 und 1978 zufolge [30, 32] kann die Entwicklungsarbeit an leitergekühlten Kabeln als abgeschlossen bezeichnet werden. Auch die theoretische Basis für die Auslegung zwangsgekühlter Kabel ist heute gesichert, nachdem gemessene und berechnete Temperaturwerte mehrfach verglichen werden konnten und gut übereinstimmten [*Morello,* Italien, *Norris,* England, *Royère,* Frankreich]. In manchen Fällen können ohne weiteres vereinfachte Rechenverfahren angewandt werden. Eine experimentelle Überprüfung erscheint immer notwendig [*Boone,* Niederlande].

Über den Versuchsaufbau eines 110-kV-Ölkabels mit Leiterkühlung, das zur Zeit in Berlin erprobt wird, wurde ausführlich berichtet [12]. Das Versuchskabel wurde in Dreieckanordnung verlegt und bereits belastet. Dabei ergab sich die Temperaturverteilung gemäss Figur 14. Aus dieser Figur lässt sich auch die Aufteilung des Wärmeflusses in das Kühlwasser und in die Umgebung entnehmen. Wegen der ausgekreuzten Mäntel sind die Verluste in den Mänteln vernachlässigbar. Mit den ersten Messwerten wurde nachgewiesen, dass ein Dauerbetrieb des Kabels mit 5000 A (= 1 GVA bei 110 kV) bei vorausberechneter Kühlleistung von 310 kW und einem Wassereingangsdruck von 3 bar möglich ist. Inzwischen wurde der Druck auf 50 bar erhöht.

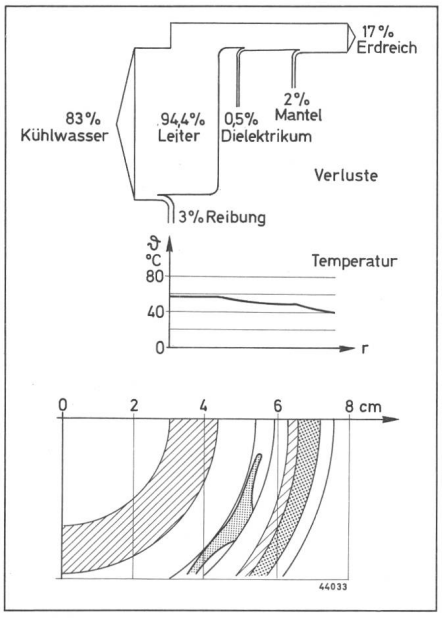

Fig. 14 Verluste und Temperaturen eines 110-kV-Ölkabels mit Leiterkühlung [12]

Eine Cigré-Arbeitsgruppe hat eine Rundfrage über die Zuverlässigkeit zwangsgekühlter Kabelsysteme durchgeführt. Daraus ergab sich, dass bei den meisten Störungen keine Sofortmassnahmen notwendig waren. Die Zuverlässigkeit der Kabelsysteme wird also durch die Zwangskühlung nicht beeinflusst. Die meisten Fehler traten in der Steuerung und Regelung auf, so dass die Dauer der Störungen kurz war. Sie lag in der Grössenordnung einiger Stunden [*Boone*]. Die Zuverlässigkeit der Hilfseinrichtungen sollte allerdings noch verbessert werden, um die Gesamtzuverlässigkeit des Systems zu erhöhen [*Künisch*]. Die Diskussion liess erkennen, dass die Zwangskühlung eine erfolgreiche Technik darstellt. Sie ist zuverlässig, nützlich und empfehlenswert [*Jacobsen*].

2.6 Wirtschaftlichkeit

Bei den heutigen stark gestiegenen Preisen für Personal und Energie rükken die Kosten einer Kabelanlage mehr als früher in den Brennpunkt des Interesses. Die Hauptbestandteile der Kosten sind

- die Kosten des Kabels und seiner Garnituren selbst
- die Verlege- und Montagekosten und
- die Betriebskosten

Die Verlege- und Montagekosten liegen heute bei 20 bis 50% der Gesamtkosten. Die im laufenden Betrieb anfallenden Kosten entstehen durch die Verlustleistung, die Wartung sowie durch Schäden und deren Beseitigung.

Kühlung		natürl.	Direkt außen	Direkt innen
Leiter	mm²	1200 Cu	1200 Cu	3300 Al
Stromkreis-Leistung	MVA	560	1120	3000
Anzahl der Stromkreise		3	2	2
Investition (incl. Kabel, Schaltanlage, Kompensation)	MDM	127,5	97,5	100,7
Jährl. Kapitalkosten	MDM	14,81	11,29	11,7
Verluste last-unabhängig last-abhängig	kW	1317 267	878 400	1397 219
Jährl. Verlustkosten last-unabhängig last-abhängig Gesamt	MDM	1,296 0,196 1,492	0,864 0,294 1,158	1,374 0,161 1,535
Jährl. Gesamtkosten	MDM	16,302	12,448	13,235

45002

Fig. 15 Wirtschaftlichkeitsvergleich verschiedener Kabel für 400 kV, 1120 MVA, 5 km (nach *Künisch*)

Ein wirtschaftlicher Vergleich verschiedener Kabel (Fig. 15) lässt erkennen, dass im betrachteten Fall die Verlustkosten kaum ins Gewicht fallen [*Künisch*].

3. Zusammenfassung

Die Internationale Hochspannungskonferenz beschäftigte sich in den Jahren von etwa 1960 bis 1972 sehr stark mit der Entwicklung von Kabeln und Kabelanlagen zur Übertragung einer immer grösseren Leistung bei immer höher werdender Spannung. Durch die Ölkrise und das darauf folgende verringerte Wachstum des Energieverbrauches bei stark steigendem Energiepreis wandelten sich die Entwicklungsprioritäten. Die heutigen Entwicklungsziele sind: Verringerung der Kosten und Erhöhung der Zuverlässigkeit. Tiefgekühlte Kabel und Supraleiterkabel finden kaum noch Interesse (Tab. V). Der Nutzen der Zwangskühlung wird trotz der hohen Stromwärmeverluste und der noch geringen Erfahrung mit der Zuverlässigkeit der Kühlanlagen günstig beurteilt [11]. Nur noch ein Diskussionsredner hält auch heute noch höhere Spannungen und Leistungen für wichtige Entwicklungsziele [*Luoni*].

Aus den vorgelegten Berichten und den Diskussionsbeiträgen ist zu erkennen, dass in naher Zukunft völlig neue Kabeltechniken nicht zu erwarten sind. Alle Anstrengungen sind zur Zeit darauf gerichtet, die vorhandenen Kabelbauarten zu verbessern und wirtschaftlich besser zu nutzen.

Hochspannungskabel 1982: Trends Tabelle V

Kabelart	Ziel	Problem	Interesse
PE-Kabel VPE-Kabel	400 kV	Wandstärke Reinheit Wassereinfluss Garnituren	→
Ölkabel	Steigerung der Leistung	Thermische und elektrische Belastbarkeit und Alterung	→
SF_6-Kabel	Übernahme der Leistung einer Freileitung	Konstruktion Zuverlässigkeit	↘
Gleichspannungs-kabel	400–600 kV	Dimensionierung Öl? SF_6? VPE? Prüfung	↗
Unterwasserkabel		Mechanischer Schutz	→
Tiefgekühlte und Supraleiterkabel		Wirtschaftlichkeit	↘

44018

Literatur

[1] *T.-E. Calverley:* Special report for Group 14 (DC-links). Cigré 1982, Bericht 14-00.

[2] *C.W. Reed:* Special report for Group 15 (Insulating materials). Cigré 1982, Bericht 15-00.

[3] *M.M. Epstein, B.S. Bernstein* u.a.: Ageing and failure in solid dielectric materials. Cigré 1982, Bericht 15-01.

[4] *G.C. Stevens, A.G. Day* u.a.: Complementary methods in the thermal endurance testing of electrical insulating materials. Cigré 1982, Bericht 15-05.

[5] *W. Boeck, W. Taschner* u.a.: V-T-Curves of SF_6-Insulation—Proposal for a new Cigré 1982, Bericht 15-06.

[6] *J.G. Head, P.S. Gale* u.a.: Ageing of oil-filled cable insulation. Cigré 1982, Bericht 15-07.

[7] *G.A. Alexeyev, I.M. Bortnik* u.a.: Endurance of moulded epoxy insulation subjected to partial discharges. Cigré 1982, Bericht 15-10.

[8] *F. Viale, J. Poittevin* u.a.: Study of a correlation between energy of partial discharges and degradation of papier-oil insulation. Cigré 1982, Bericht 15-12.

[9] *L. Gherardi, P. Metra* u.a.: Study of ageing and breakdown phenomena in extruded. Cigré 1982, Bericht 15-13.

[10] *C.M. Cooke, R. Nakata* u.a.: Compressed gas insulation for advanced HVDC transmission equipment. Cigré 1982, Bericht 15-14.

[11] *C. Jacobsen:* Special report for Group 21. Cigré 1982, Bericht 21-00.

[12] *H.J. Künisch, P. Blasius* u.a.: Testing of a 100 kV low pressure oil-filled cable with a water cooled conductor in Berlin (West). Cigré 1982, Bericht 21-01.

[13] *A.M.F.J. van de Laar:* Silane cross linked power cable: An investigation of cable properties. Cigré 1982, Bericht 21-02.

[14] *W. Boone, G.M.L.M. van de Wiel:* Field trials of 400 kV externally cooled cables. Cigré 1982, Bericht 21-03.

[15] *A.H. Cookson, P.C. Bolin* u.a.: Development and test installation of three conductor and UHV compressed gas insulated transmission lines for heavy load transmission. Cigré 1982, Bericht 21-04.

[16] *L. Elgh, B. Sonnerup:* Repair of 400 kV AC submarine cable. Cigré 1982, Bericht 21-05.

[17] *C.A. Arkell, W. Holdup* u.a.: Improvements in self-contained oil-filled cable systems. Cigré 1982, Bericht 21-06.

[18] *W. Kalkner, U. Müller* u.a.: Watertreeing in PE and XLPE insulated high voltage cables. Cigré 1982, Bericht 21-07.

[19] *S.E. Gleizer, D.A. Goldobin* u.a.: Insulation development of oil-filled cables for heavy load transmission. Cigré 1982, Bericht 21-08.

[20] *K. Hosokawa, K. Kojima* u.a.: The present situation of XLPE insulated high voltage cables in Japan. Cigré 1982, Bericht 21-09.

[21] *E. Crowley, J.E. Hardy* u.a.: Development programme for the design, testing and sea trials of the British Columbia Mainland to Vancouver Island 525 kV AC submarine cable link. Cigré 1982, Bericht 21-10.

[22] *B. Dellby, G. Hjalmarsson* u.a.: Watertight XLPE cables. Cigré 1982, Bericht 21-11.

[23] *J. Jouaire:* Group 11 Rotating machines. Abstract of the Discussions of 8. 9. 1982.

[24] *Y. Tournier:* Group 12 Transformers—Summary of discussions Cigré 1982.

[25] *J.J. Courtet:* Study committee 15—Insulating materials. Discussion meeting of September 6th, 1982.

[26] *P. Gazzana-Priaroggia, C. Jacobsen* u.a.: Group 21, Cigré 1982 Session—Summary of the discussion.

[27] *W. Zaengl, F. Bernasconi* u.a.: Experience of AC voltage tests with variable frequency using lightweight on-site series resonance device. Cigré 1982, Bericht 23-07.

[28] *K.V. Boos:* Der Energieinhalt von Teilentladungen und ihr Einfluss auf den elektrischen Durchschlag. etz-a 98(1977), H. 8, S. 552/555.

[29–32] *G. Wanser, F. Wiznerowicz:* Cigré 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).

[33–35] *G. Wanser, F. Wiznerowicz:* Kabelisolierungen aus Kunststoff. Kunststoffe 67(1977), H. 2, S. 275/279 bzw. 69(1979), H. 2, S. 105/108 bzw. 71(1981), H. 7, S. 448/53.

[36] *G. Wanser, F. Wiznerowicz:* Aktuelle Kabelfragen auf der Internationalen Hochspannungskonferenz «Cigré 1980» - Bull. SEV/VSE 72(1981)16, S. 865–878.

[37] *Blechschmidt/Wanser:* Erfahrungen mit neueren Kabelisolierstoffen. VWEW Frankfurt, 1980.

[38] *F. Wiznerowicz:* Erfahrungen mit neueren Isolierstoffen. Referat zum 20. Kabelseminar der Universität Hannover, Oktober 1982 (unveröffentlicht).

[39] *G. Wanser:* Aktuelle Kabelfragen auf der Internationalen Hochspannungskonferenz «Cigré 1980». BP-Chemicals Limited, Genf, 1981.

[40] *G. Wanser:* Aktuelle Kabelfragen auf der Internationalen Hochspannungskonferenz «Cigré 1982». BP-Chemicals Limited (in Vorbereitung).