

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: 70 (1979)

Heft: 4

Artikel: Verkabelung von Höchstspannungsleitungen

Autor: [s.n.]

DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-905352>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. 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. [Siehe Rechtliche Hinweise.](#)

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. [Voir Informations légales.](#)

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. [See Legal notice.](#)

Download PDF: 16.03.2025

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

Verkabelung von Höchstspannungsleitungen

Bericht ausgearbeitet von einer VSE-Arbeitsgruppe

Beim Bau von elektrischen Leitungen stellt sich jeweils die Frage, ob eine Freileitung oder ein Kabel erstellt werden soll. Die Verkabelung ist aus rechtlichen, elektrotechnischen, bautechnischen und betrieblichen Gründen besonders in den Höchstspannungsebenen, für die Schweiz betrifft dies 220 und 380 kV, besonders problematisch. Der nachstehende Bericht geht auf die verschiedenen Fragen ein. Da viele Probleme der Verkabelung allgemein gelten und um eine gewisse Übersicht zu erhalten, ist in wesentlichen Punkten auch auf Kabel kleinerer Spannungen hingewiesen. Der im Bericht enthaltene Fragenkatalog ist möglichst umfassend gehalten und entsprechend auf die einzelnen Fälle anzuwenden.

1. Allgemeines

In jüngster Zeit haben sich Kritik und Opposition beim Bau von Höchstspannungsleitungen und damit auch die Forderung nach Verkabelung solcher Leitungen vermehrt bemerkbar gemacht. Wohl ist seinerzeit das Urteil des Bundesgerichtes im Falle der «Heitersbergleitung» sowie in einem weiteren wesentlichen Fall eindeutig zugunsten der Freileitung ausgefallen, jedoch könnten Fälle besonders schützenswerter Umgebung auftreten, in welchen eine Verkabelung verlangt würde. Im weiteren werden sich diejenigen Fälle vermehren, die aus andern Gründen eine Verkabelung notwendig machen. Die Elektrizitätswerke werden sich somit mehr und mehr mit den komplexen Fragen der Verkabelung von Höchstspannungsleitungen befassen müssen. Die Arbeitsgruppe «Verkabelung von Höchstspannungsleitungen» des VSE hat festgestellt, dass bisher die einzelnen bei der Verkabelung von Höchstspannungsleitungen auftretenden Probleme zuwenig analysiert sind. Sie hat deshalb einen Fragenkatalog im Zusammenhang mit den möglichen Kostenfolgen aufgestellt, und die Kabelwerke haben im Auftrage der Arbeitsgruppe die Spezifikationen (Belastbarkeit) einiger Kabel für bestimmte Übertragungsbedingungen ausgearbeitet.

Der Fragenkatalog ist wie folgt unterteilt:

1. Rechtliche Fragen
2. Elektrotechnische Fragen
3. Bautechnische Fragen
4. Betriebliche Fragen
5. Kostenfolgen

Die Arbeitsgruppe ist zum Schluss gekommen, dass in der Höchstspannungsebene jeder Verkabelungsfall für sich zu behandeln ist. Gewiss können aufgrund von Erfahrungen, welche jedoch in der Schweiz praktisch noch nicht vorliegen, richtungweisende Schlüsse gezogen werden. Es lässt sich jedoch feststellen, dass infolge der verschieden gestellten Forderungen an die Übertragungsleitungen und der verschiedenen vorgegebenen Bedingungen sich keine eigentliche Regeln aufstellen lassen. Die wenigen bisher gemachten Erfahrungen im Inland haben bereits gezeigt, dass während der Projektierung und während des Baus der Kabelanlagen oft neue Probleme auftreten, mit welchen nicht gerechnet worden ist. Der Fragenkatalog soll nun auf die verschiedenen Fragen, die zum Teil in allen Fällen und zum Teil nur möglicherweise auftreten können, aufmerksam machen. Die Lösung des einzelnen Falles

Lorsqu'on envisage la construction d'une nouvelle ligne électrique, il se pose souvent la question de savoir si elle doit être aérienne ou souterraine. Une ligne souterraine, surtout à très haute tension (en Suisse 220 et 380 kV), pose d'importants problèmes au point de vue juridique, électrotechnique, de la construction et de l'exploitation. Ceux-ci sont examinés dans l'article qui suit. Comme la plupart concernent les lignes souterraines en général, et pour donner une vue d'ensemble de la question, on a également tenu compte des câbles de tensions moindres là où cela importait. La liste des questions reproduite dans l'article couvre l'ensemble des aspects, et il convient donc de la considérer en fonction de chaque cas particulier de ligne.

bleibt jedoch dem entsprechenden Werk überlassen. Aufgrund des Fragenkatalogs sollte es indessen möglich sein, die wichtigsten Punkte zusammenzustellen. Auf einige wesentliche Gesichtspunkte sei jedoch nachstehend noch hingewiesen:

– Mit einer zunehmenden Bevölkerungsdichte wird es immer schwieriger, ein Trasse für das Kabel zu finden. Dies gilt grundsätzlich für alle Spannungsebenen, nicht nur für Höchstspannungskabel. Die letzteren benötigen jedoch in den meisten Fällen einen eigentlichen begehbaren Kabelkanal, welcher als unterirdisches Bauobjekt ein nicht zu unterschätzendes Hindernis darstellt. Gerade hier treten vor allem die rechtlichen und bautechnischen Probleme in den Vordergrund.

– Das Problem der Wärmeabführung ist in jedem Fall von Bedeutung. Der Abgabe der Verlustwärme in den Leitern an die Umgebung ist besondere Beachtung zu schenken. Wärmemessungen in ausgeführten Kabelkanälen erbrachten die notwendigen Werte für die relativ komplizierten Berechnungen.

– Immer wieder werden Vorschläge für neue Kabeltypen (z. B. Kryokabel) als Argument für die Verkabelung ins Feld geführt. Hier ist darauf hinzuweisen, dass oft in der Literatur Hinweise auf neue Möglichkeiten, oft mit praktischen Beispielen, enthalten sind, die sich fabrikationstechnisch und betriebstechnisch nicht durchführen lassen. Die Kabelwerke geben für Neuentwicklungen eine Zeitspanne vom Beginn der Entwicklung bis zur kommerziellen Ausnützung je nach Komplexität von 5 bis 20 Jahren an.

– Im weiteren ist festzuhalten, dass viele Probleme trotz der Einführung zum Beispiel von neuem Isoliermaterial grundsätzlich nicht aus der Welt geschafft werden können. So sind die an idealen Materialproben gemessenen zulässigen Feldstärken nicht ohne weiteres auf das Kabel übertragbar. Der Unterschied kann erheblich sein.

– Neuerungen betreffen meist das Kabel selber. Es ist jedoch nicht zu vergessen, dass auch das Kabelzubehör wie Endverschlüsse und Muffen angepasst werden müssen und damit auch eine gewisse Entwicklungszeit durchzumachen haben. Gerade diese Elemente sind in verschiedener Beziehung (unsymmetrische Felder, Dichtigkeit) am heikelsten. Mit Ausnahme von kurzen Zubringerleitungen kommt man bei Höchstspannungskabeln ohne Muffen nicht aus.

– Es hat sich gezeigt, dass der Bau eines Kabelkanals in überbauten Gebieten meist weniger rechtliche Probleme bietet als in nicht überbauten. Wohl sind mehr Hindernisse vorhan-

den, jedoch sind von Beginn an die Verhältnisse eindeutig und spätere Änderungen selten.

– Für Leistungen, die 1000 MVA übersteigen und damit ohnehin hohe Übertragungsspannungen bedingen, ist das Ölkabel für grosse Leitungslängen, das heisst über 20 km, nicht mehr geeignet. Die Blindleistung ist so gross, dass ohne Kompensation die Wirkleistung bei 220 kV zwischen 60 und 120 km (Fig. 1) und bei 380 kV zwischen 50 und 70 km Kabellänge auf null absinkt (Fig. 2). Kompensationsanlagen sind teuer, betrieblich nicht einfach handhabbar und bilden ihrerseits wieder Anlagen mit Flächen- und Raumbedarf.

– Das SF₆-Rohrkabel bildet elektrotechnisch gesehen ein Mittelding zwischen Freileitungen und mit Feststoffen isolierten Kabeln. Dieser Leitungstyp führt jedoch rein mechanisch und bautechnisch zu solch grossen Problemen, dass er als Übertragungsleitung über grosse Distanzen kaum in Frage kommt. Die Anwendung des SF₆-Rohrkabels bleibt heute noch auf Kraftwerkableitungen beschränkt. Im weiteren sind diese Kabel wesentlich teurer als konventionelle Kabel.

– Praktische Fälle haben gezeigt, dass der Aufwand für die Kabelüberwachung nicht vernachlässigt werden darf. Die Überwachung muss zuverlässig sein und darf auch nicht von Kurz- und Erdschlüssen beeinträchtigt werden. Die Kosten für Überwachungsanlagen sind nicht unwesentlich.

2. Merkmale der verschiedenen Kabeltypen

2.1 Überblick

Massekabel, wie sie für Kabelleitungen in Mittelspannungsnetzen verwendet werden, sind wegen der dielektrischen Verluste für höhere Betriebsspannungen als ungefähr 70 kV ungeeignet. Für Kabelleitungen in Höchstspannungsnetzen bedarf es wegen der erhöhten Beanspruchung des Dielektrikums Kabel von besonderem Aufbau. Im wesentlichen kommen folgende Kabeltypen in Frage:

- Ölpapierkabel
- Gasinnendruckkabel
- Gasaussendruckkabel
- «Oilostatic»-Kabel
- Polyäthylenkabel
- Gasisolierte Kabel
- «EPR-Kabel»

Bei den ersten vier Kabeltypen besteht das Isolationsmedium aus einem imprägnierten Papierwickel, bei den zwei folgenden aus Polyäthylen bzw. aus Gas (z. B. SF₆). Der letztere Kabeltyp befindet sich in der Schweiz in einem weit fortgeschrittenen Entwicklungsstadium und ist bereits in einem 150-kV-Netz installiert. In der Schweiz findet fast ausschliesslich das Ölpapierkabel bzw. Gasdruckkabel Verwendung. So

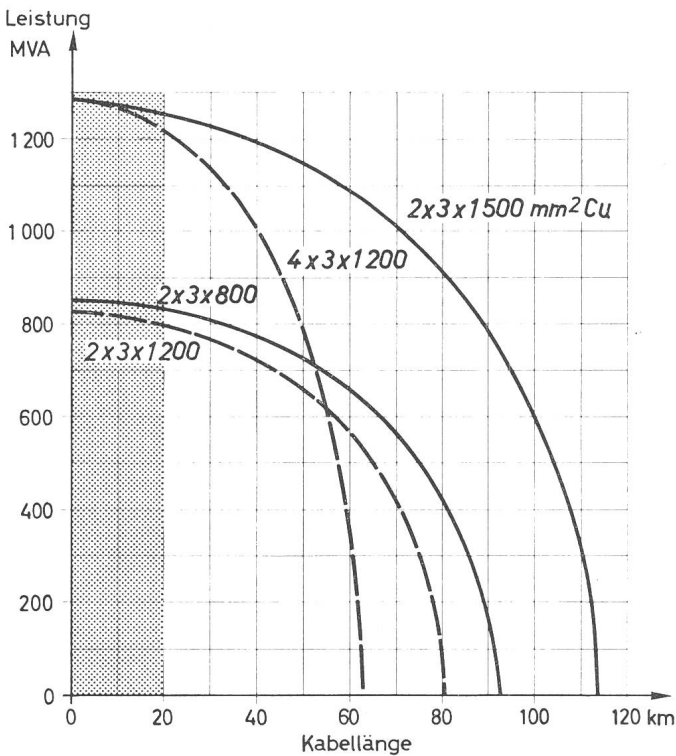


Fig. 1 220-kV-Kabel (Werte mit 230 kV errechnet)
Verminderung der übertragbaren Leistung in Funktion der Kabellänge

- Voraussehbarer Anwendungsbereich
- Rohrblock
- Kabelkanal

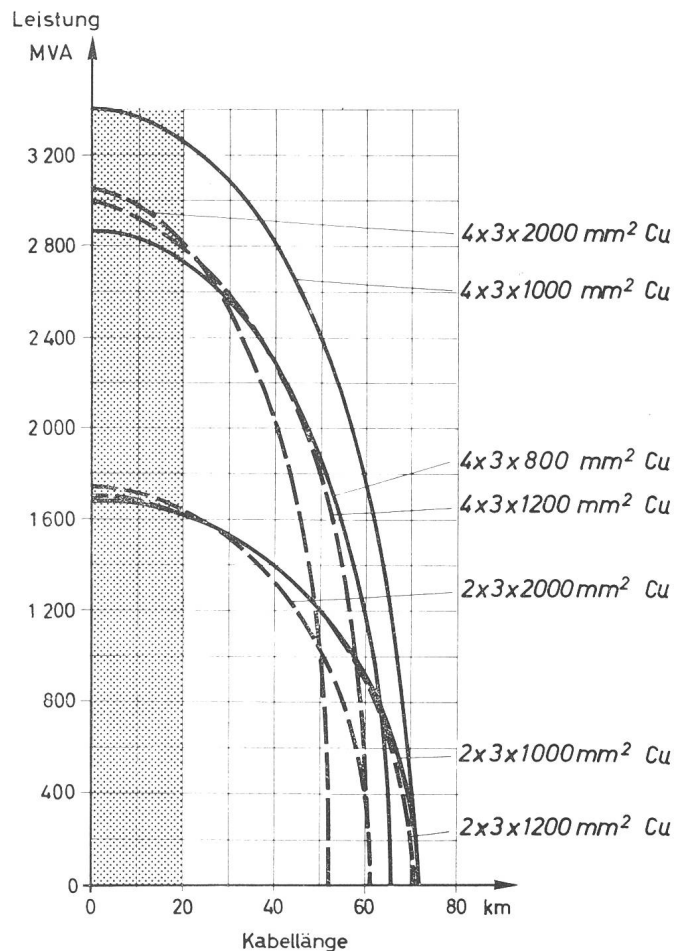


Fig. 2 380-kV-Kabel (Werte mit 400 kV errechnet)
Verminderung der übertragbaren Leistung in Funktion der Kabellänge

- Voraussehbarer Anwendungsbereich
- Rohrblock
- Kabelkanal

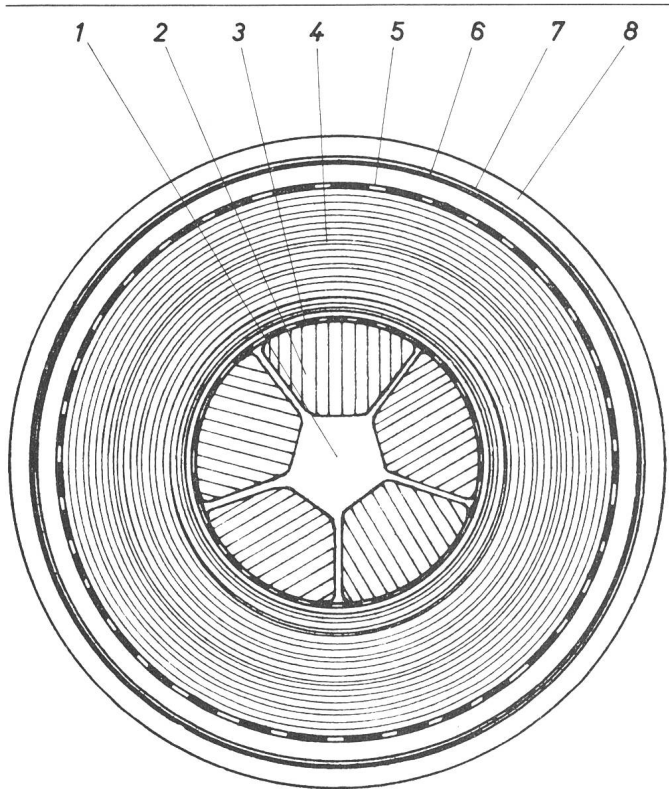


Fig. 3 Querschnitt durch ein 220-kV-Einleiter-Ölpapierkabel Typ PPbOf-T spez.

1 × 1000 mm² Cu-Querschnitt (Beispiel KWO Innertkirchen)
Maßstab 1 : 1,2

1 Ölkanal	-
2 Segmentierter Leiter	∅ 43,0 mm
3 Halbleiterpapier und nichtmagnetische Stahlbänder	∅ 43,8 mm
4 Isolation d = 20 mm	∅ 83,8 mm
5 Höchststädter- und Halbleiterpapiere (Glimmschutz)	∅ 84,3 mm
6 Bleimantel d = 3,5 mm	∅ 91,3 mm
7 Druckarmierung	∅ 92,7 mm
8 Kunststoffmantel d = 3,5 mm	∅ 99,7 mm
Kabelgewicht	28 kg/m

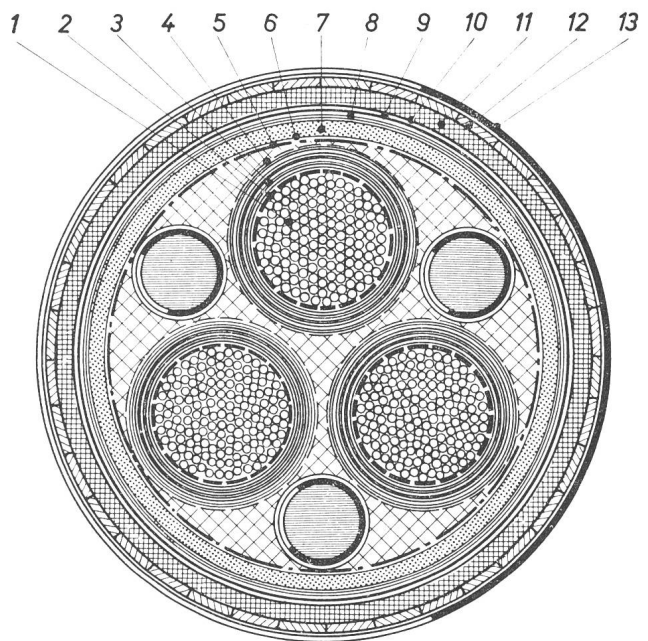


Fig. 4 Querschnitt durch ein 60-kV-Dreileiter-Ölpapierkabel Typ PPbOf-TFg h

3 × 240 mm² Cu-Querschnitt, Aussendurchmesser ca. 89 mm
(Beispiel UW Münchwilen) Maßstab 1 : 1,2

1 Cu-Leiter	9 Druckarmierung aus verbleitem Eisenband
2 Halbleiter	10 Celluxband
3 Papierisolation	11 Kunststoffmantel
4 Höchststädter+Halbleiter	12 Zugarmierung aus verzinktem Flachdraht
5 Isolierte Stahlbandspirale	13 Gegenspirale aus verzinktem Eisenband, mit ca. 1/4 Bedeckung
6 Kupferaderband	
7 Bleimantel	
8 Geteerte Papiere	

steht zum Beispiel zwischen Bavona und Peccia (Maggia-Kraftwerke) eine 6,6 km lange 220-kV-Ölkabelleitung heute seit 18 Jahren in Betrieb und arbeitet seither ohne jeden Ausfall. Das EPR-Kabel weist gegenüber dem Polyäthylenkabel gewisse Vorteile auf.

2.2 Ölpapierkabel (Fig. 3...6)

Der Stromleiter besteht aus verseilten Kupfer- oder Aluminiumdrähten, bei grossen Querschnitten in Form von segmentierten Leitern und wird mit einem Halbleiterpapier umwickelt (Fig. 3). Bei Einleiterkabeln, die bei Höchstspannungen ausschliesslich zur Anwendung kommen, befindet sich im Zentrum oft eine Tragspirale; so entsteht ein Ölkanal. Das unter geringem Überdruck stehende Öl dient der Vermeidung von Hohlräumen in der durchimprägnierten Papierisolation, die infolge von Wärmedilatationen entstehen könnten. Über das Halbleiterpapier wird die Papierisolation gewickelt. Die Stärke der Papierisolation hängt von der Betriebsspannung ab und beträgt beispielsweise für 220 kV ungefähr 20 mm. Den Abschluss der Isolation bildet der Glimmschutz, bestehend aus mit Aluminiumfolie beklebtem Papier. Darüber wird ein

nahtloser Bleimantel aufgepresst; in besonderen Fällen werden auch Kupfer oder Aluminium für den Kabelmantel verwendet. Über dem Bleimantel folgen eine Druckarmierung und ein Aussenmantel aus Kunststoff. Das Halbleiterpapier über dem Stromleiter hat unter anderem die Aufgabe, die Leiteroberfläche elektrisch zu glätten. Der Glimmschutz verhindert, dass die Isolation und allfällige Hohlräume zwischen derselben und dem Kabelmantel elektrisch beansprucht werden.

Als Vergleich zum Aufbau des Einleiter-Höchstspannungskabels zeigt Fig. 4 ein Dreileiter-Ölpapierkabel, welches bei niedrigeren Spannungen zur Anwendung kommt, im vorliegenden Beispiel für eine Betriebsspannung von 60 kV. Die drei Stromleiter bestehen ebenfalls aus verseilten Kupfer- oder Aluminiumdrähten, die auf ihrem Umfang mit einer Halbleiterschicht versehen sind. Dann folgt die Isolation mit öl-imprägniertem Papier und einem äusseren Glimmschutz. Der Raum (Zwickel) zwischen den drei isolierten Phasen ist mit sogenannten Beiläufen ausgefüllt, in welchen die drei Ölkanäle angeordnet sind. Über den Beiläufen folgen dann im wesentlichen Bleimantel, Druckarmierung, Korrosionsschutzmantel aus Kunststoff sowie die Zugarmierung.

Das «Oilstatic»-Kabel, das grundsätzlich auch ein Ölkabel, jedoch eine ganz andere Konstruktion darstellt, ist unter 2.5 beschrieben.

Fig. 5 und 6 zeigen den Aufbau eines neuesten Hochleistungskabels für 410 kV mit innerer Wasserkühlung. Der Kern besteht aus einem glattwandigen Edelstahlrohr, das eine korrosions- und erosionsfreie Trennung des Kühlmediums Wasser von der Isolierung erlaubt. Der eigentliche Leiter besteht aus einem auf das Edelstahlrohr stranggepressten Aluminiumrohr. Über einer Leiterglättung liegt dann, etwa wie bei konventionellen Einleiter-Niederdruck-Ölkabeln, die Ölpapierisolierung, die mit einem niederviskosen Öl gespeist wird, das unter dem Wellrohrmantel aus Aluminium fließt. Für die Einhaltung des Kabelabstandes vom Mantel sorgen Abstandsdrähte aus Aluminium.

Die Übertragungsleistung dieser Kabel wird im wesentlichen vom Abstand der Kühlstationen an der Kabelstrasse bestimmt. So ermöglicht zum Beispiel ein Kühlstationenabstand von 10 km die Übertragung von 2000 MVA. Die Wanddicke des den Kern bildenden Edelstahlrohres ist so gehalten, dass mehrfaches Auftrommeln des Kabels möglich ist. (Solche Kabel sind in der Schweiz weder in Betrieb noch vorgesehen.)

2.3 Gasinnendruckkabel

Der wesentliche Unterschied zwischen dem Gasinnendruckkabel und dem Ölpapierkabel besteht darin, dass die Hohlräume in der Isolation mit Stickstoff statt mit Öl gefüllt sind. Der prinzipielle Aufbau des Kabels bleibt jedoch derselbe wie bei einem Ölpapierkabel, wie in Fig. 7 ersichtlich ist. Als Beispiel wurde ein 130-kV-Einleiterkabel gewählt. In der Schweiz ist eine solche Kabelanlage für die Spannungsreihe 220 kV seit mehreren Jahren in Betrieb. Das Gas füllt alle Zwischen-

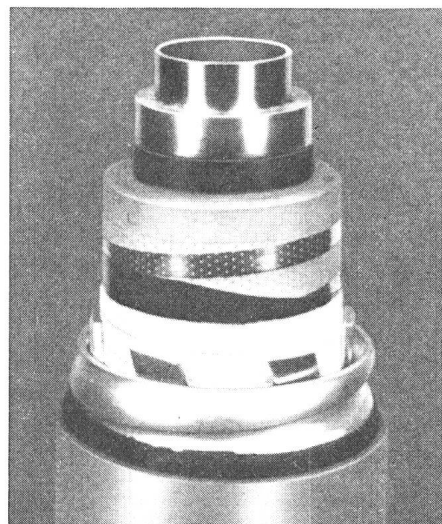


Fig. 6
410-kV-Hochleistungskabel mit innerer Wasserkühlungsaufsicht

Aussendurchmesser 183 mm. Das in der Mitte angeordnete Edelstahlrohr hat eine lichte Weite von 43,8 mm

räume im Innern des Kabels. Temperaturänderungen bewirken nur Druckänderungen; das Gas zirkuliert nicht. Beim Dreileiterkabel, welches für hohe Spannungen nicht üblich ist, werden die Gaskanäle durch die Zwickelräume zwischen den drei isolierten Stromleitern und dem Kabelmantel gebildet. Wird Blei für den Kabelmantel verwendet, so bedarf dieser einer speziellen Druckarmierung, damit er den Gasinnendruck von ungefähr 15 atü aufnehmen kann. Als Mantel kann auch Kupfer oder Aluminium verwendet werden, wobei wegen der hohen Festigkeit dieses Werkstoffes die Druckarmierung wegfällt. Ein äusserer Kunststoffmantel als Korrosionsschutz und gegebenenfalls noch eine Zugarmierung bilden den Abschluss.

Vorteil: Die Höhenunterschiede können ohne weiteres überwunden werden. Keine Ölverlustgefahr. Bei Undichtheit

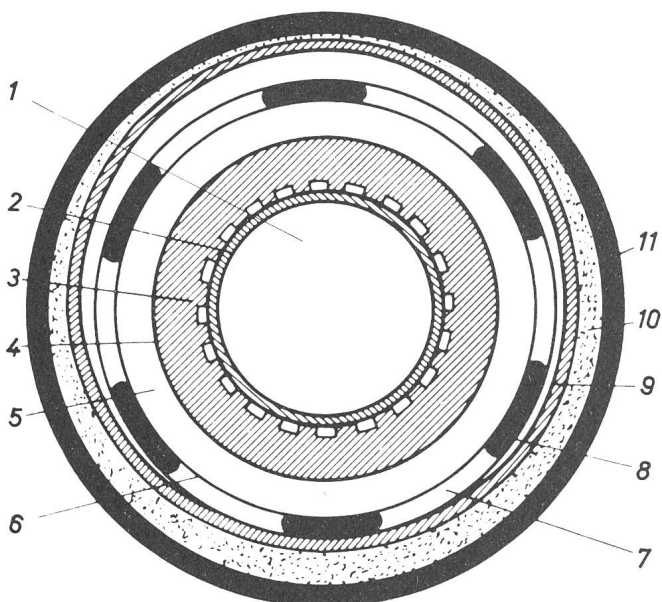


Fig. 5 Querschnitt durch ein 410-kV-Hochleistungskabel mit innerer Wasserkühlung. Maßstab 1 : 2,4

- | | |
|---------------------------|---------------------------------|
| 1 Kühlwasserkanal | 8 Abstandsdrähte aus Aluminium |
| 2 Edelstahlrohr | 9 Aluminiumwellrohrmantel |
| 3 Aluminiumleiter | 10 Korrosionsschutz (plastisch) |
| 4 Leiterglättung | 11 PVC-Aussenmantel |
| 5 Ölpapierisolierung | |
| 6 Elektrische Abschirmung | |
| 7 Ölkanal | |

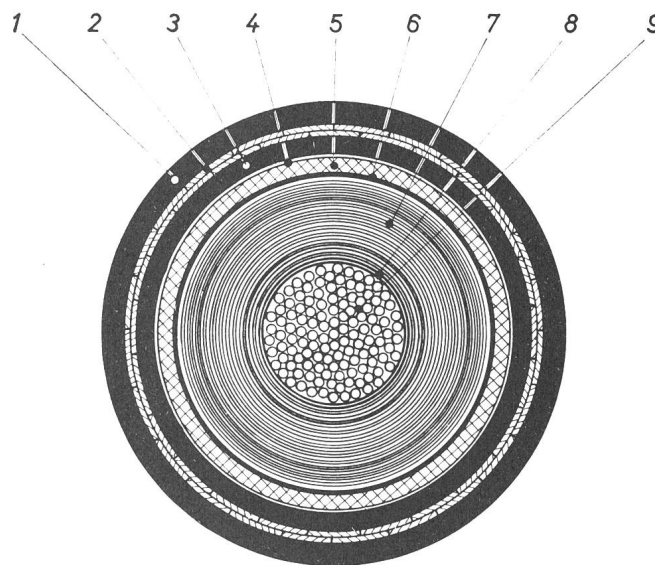


Fig. 7 Querschnitt durch ein 130-kV-Einleiter-Gasinnendruckkabel Typ PigPb-TFFT
1 × 300 mm² Cu-Querschnitt, Aussendurchmesser ca. 72 mm
Maßstab 1 : 1,2

- | | |
|---------------------|--|
| 1 Polyäthylenmantel | 6 Kupferband mit Überlappung (Glimmschutz) |
| 2 Alumanarmierung | 7 Polyäthylenmantel (vorimprägniert) |
| 3 Druckarmierung | 8 Halbleiterpapier |
| 4 Bleimantel | 9 Kupferleiter |

kann Gas nachgespiessen werden. Eine sofortige Ausschaltung ist nicht notwendig. Druckbehälter braucht es nicht.

Nachteil: Der Druck ist höher als bei normalen Ölkabeln; Kabel- und Zubehörkonstruktion sind aufwendiger.

2.4 Gasaussendruckkabel

Beim Gasaussendruckkabel wird die Bildung von Hohlräumen in der Papierisolation dadurch vermieden, dass die ölprägnierte Isolation unter hohen äusseren Überdruck gesetzt wird. Fig. 8 zeigt ein solches Kabel in Dreileiterausführung für eine Betriebsspannung von 150 kV. In der Schweiz ist das Kabel für 220 kV entwickelt und geprüft, aber noch ist keine Leitung in Betrieb. Der aus verseilten Kupfer- oder Aluminiumdrähten bestehende Stromleiter ist leicht oval, damit der äussere Überdruck besser auf die Isolation einwirken kann. Über die Leiter jeder Phase werden – wie beim Öl- und Gasinnendruckkabel – ein oder mehrere Halbleiterpapiere angebracht, und darüber wird die Papierisolation gewickelt. Diese wird wiederum mit einem Glimmschutz abgeschlossen. Darüber folgt ein dünner Blei- oder Kunststoffmantel, welcher mit

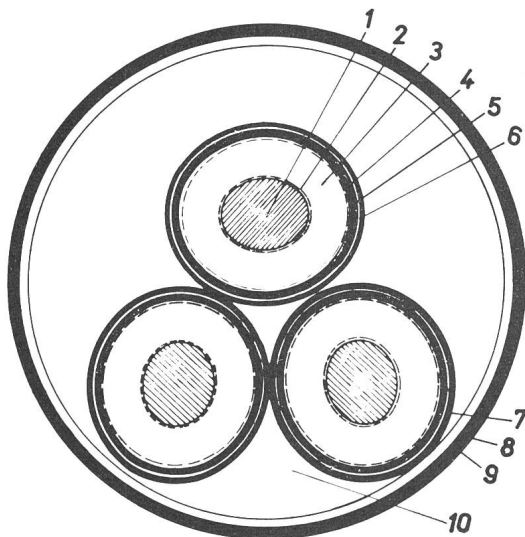


Fig. 8 Querschnitt durch ein 150-kV-Dreileiter-Gasaussendruckkabel
 $3 \times 1 \times 300 \text{ mm}^2$ Cu-Querschnitt, Aussendurchmesser 159 mm
 Maßstab 1 : 2,4

1	Stromleiter Querschnitt Kupferdraht Anzahl Aussenmass des oval verdichteten Leiters	$3 \times 1 \times 300 \text{ mm}^2$ $\varnothing 2,62 \text{ mm}$ 59 $\varnothing = 19,6/24,3 \text{ mm}$
2	3 Halbleiterpapiere	$d = 0,3 \text{ mm}$
3	Leiterisolation	$d = 14,7 \text{ mm}$
4	2 Halbleiterpapiere zu 0,1 2 Kupferbänder $20 \times 0,1$	$d = 0,2 \text{ mm}$ $d = 0,2 \text{ mm}$
5	1 Papier überlappt 0,15 Polyäthylenmembrane Aussenmass über Polyäthylen Membrane	$d = 0,3 \text{ mm}$ $d = 2,0 \text{ mm}$ $\varnothing = 55,0/59,7 \text{ mm}$
6	2 Kupferbänder $20 \times 0,1$ 2 PVC-Bänder zu 0,1	$d = 0,2 \text{ mm}$ $d = 0,2 \text{ mm}$
7	Gleitdraht aus Bronze, Aussenmass	$\varnothing = 55,8/60,5 \text{ mm}$
8	Stahlrohr	$\varnothing = 150/159 \text{ mm}$
9	Korrosionsschutz	
10	Stickstoff 15 bar	

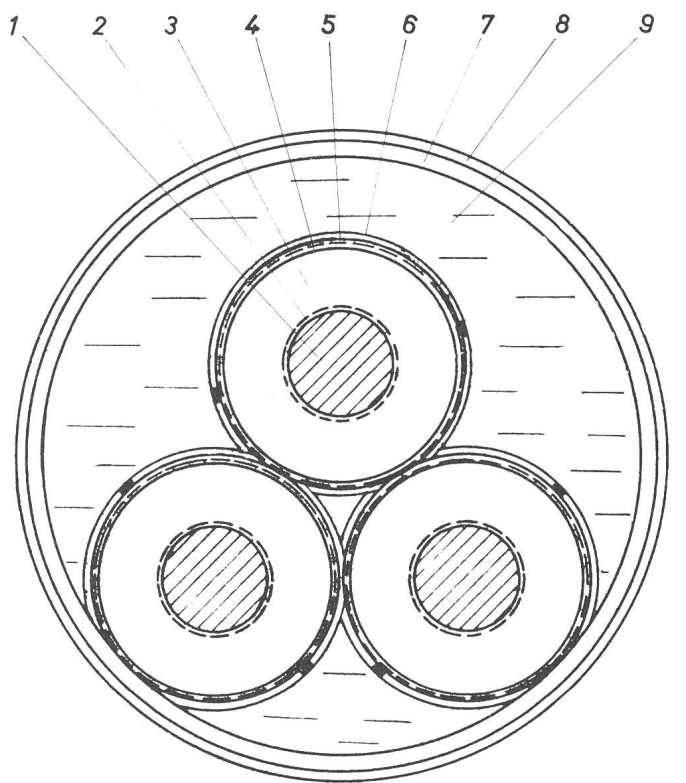


Fig. 9 Querschnitt durch ein 220-kV-Dreileiter-«Oilostatic»-Kabel
 $3 \times 1 \times 630 \text{ mm}^2$ Cu-Querschnitt, Aussendurchmesser ca. 200 mm
 Maßstab 1 : 2,4

1	Kupferleiter	5	Cu-Aderband
2	Halbleiterpapier	6	Gleitdraht
3	Papierisolation	7	Stahlrohr
4	Halbleiterpapier+ Höchststädter	8	Korrosionsschutz
		9	Öl unter 15 bar

Kupferbändern bandagiert ist. Dieser bildet die Trennung bzw. ein Diaphragma zwischen Isolation und Gas und überträgt die mechanischen Kräfte auf den Papierwickel. Zwei Cu-Bänder über dem Diaphragma haben die Aufgabe, bei Wegfall des äusseren Gasdruckes ein Zerreißen des ebenfalls unter Druck stehenden Diaphragmas zu verhindern und damit die Spannungsfestigkeit über eine längere Zeit zu garantieren. Zum Schutz dieser Cu-Bänder beim Einziehen in Stahlrohre sind sogenannte Gleitdrähte spiralförmig aufgebracht. Drei solche Einleiterkabel sind in ein Stahlrohr eingezogen. Die Rohranlage wird mit Stickstoff gefüllt und unter einen Druck von ungefähr 15 atü gesetzt. Auch eine solche Kabelanlage bedarf besonderer Hilfsinstallationen wie Druckausgleichsvorrichtungen und Überwachungsapparaturen.

Vorteile: Sehr geringer Platzbedarf, die Rohranlage kann etappenweise hergestellt werden. Die Kabel sind äusserst robust. Keine Ölverlustgefahr. Bei Gasdruckverlust kann das Kabel noch längere Zeit in Betrieb gehalten werden.

Nachteile: Grosse Krümmungsradien ($> 5 \text{ m}$) sind unumgänglich. Allfällige Reparaturen sind kompliziert und aufwendig.

2.5 «Oilostatic»-Kabel

Diese Kabelart (Fig. 9) entspricht im Prinzip dem Gasaussendruckkabel. Das Druckmedium Öl wird hier nicht durch einen als Membran wirkenden Mantel von der Isolation ge-

Leiterquerschnitt mm ²		1 × 120 + 16	1 × 240 + 25	1 × 630 + 50	1 × 500 + 50	
1	Verseilter Leiter mit gespritztem Halbleiter	∅ mm	13,8	20,1	32,8	28,2
2	Polyäthylenisolation. Dicke	mm	12,0	12,0	12,0	12,0
3	Äussere Halbleiter		–	–	–	–
4	Cu-Runddrähte ∅ 0,8 mm	q mm ²	16,0	25,0	50,0	50,0
5	Aussenmantel. Dicke	mm	2,1	2,1	2,5	2,5
	Durchmesser					
	– Leiter isoliert	mm	39,8	46,5	59,8	55,8
	– über Cu-Runddrähte	mm	41,9	48,6	62,6	58,6
	– Aussen	mm	46,1	52,8	67,6	63,6
	Gewicht	kg pro 100 m	274,9	428,8	878,0	721,0

trennt und kann somit in die Isolation eindringen, ähnlich wie dies beim Ölkabel der Fall ist. Der Aufbau der isolierten Stromleiter ist derselbe wie beim Ölpapierkabel, der äussere Aufbau wie beim Gasaussendruckkabel. Anstelle des Gases tritt Öl. Diese Kabelart vereinigt die Vorteile verschiedener anderer Kabeltypen in sich.

Vorteile: Guter mechanischer Schutz der Kabel, gute elektrische Kennwerte sowie gute Ableitung der Verlustwärme und somit hohe Strombelastbarkeit.

Nachteil: Relativ grosse Ölmengen, welche bei einem Leck in der Rohranlage ausfliessen könnten. Der Druck wird nicht statisch, sondern mit Pumpen aufrechterhalten; eine elektrische Notspeisung der Pumpen ist deshalb unerlässlich.

Diese Kabelart ist in den USA und auch in Frankreich (Paris) sehr verbreitet.

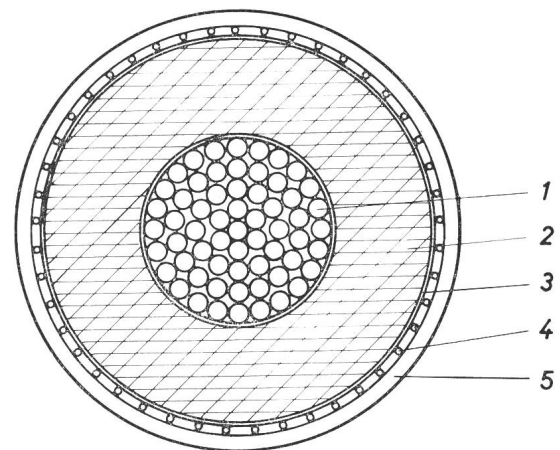


Fig. 10 Querschnitt durch ein 60-kV-Einleiter-Polyäthylenkabel Typ TKT/XKT (siehe auch Tabelle I für Legende) Querschnitt 1 × 630 + 50 mm². Maßstab 1 : 1,2

2.6 Polyäthylenkabel

Im Unterschied zu den bisher behandelten Typen wird die Isolation nicht durch ein geschichtetes Dielektrikum, sondern durch einen Feststoff gebildet. Der Stromleiter besteht in der Regel aus verseilten Kupfer- oder Aluminiumdrähten, die Isolation aus vernetztem oder unvernetztem Polyäthylen und der Mantel aus Cu-Bändern oder Cu-Drahtlagen (je nach Grösse der Erdschlußströme). Diese Kabelart ist für Spannungen bis 60 kV in der Schweiz und 220 kV in Frankreich (> 100 km) bereits üblich. Eine Abart des Polyäthylenkabels ist das mit SF₆-Gas imprägnierte Polyäthylenkabel. In der Schweiz ist ein Kabelstück dieses Types mit einer Länge von 1 km für 150 kV in Betrieb und ein 220-kV-Kabel in der Station Mettlen eingesetzt. Als Beispiele sind deshalb in Fig. 10 und Tabelle I ein Einleiter-Polyäthylenkabel für 60 kV und in Fig. 11 ein solches für 150 kV, letzteres mit SF₆-Gas, dargestellt.

Vorteile: Mechanisch robuster, keine Massenabwanderung bei Höhenunterschieden, keine Nebenanlagen wie Druckausgleichsgefässe, Drucküberwachungsanlagen usw., wesentlich geringere dielektrische Verluste, bessere Wärmeableitung, kleiner Ladestrom, grössere Kabellängen sind möglich.

Nachteile: Die Isolationsdicke ist grösser als bei Ölkabeln. Das unvernetzte Polyäthylenkabel ist thermisch weniger hoch belastbar als die andern erwähnten Kabeltypen.

Diese Kabel werden in der Schweiz für 220 und 380 kV noch nicht hergestellt.

Verlegung der Polyäthylenkabel analog Ölpapierkabel.

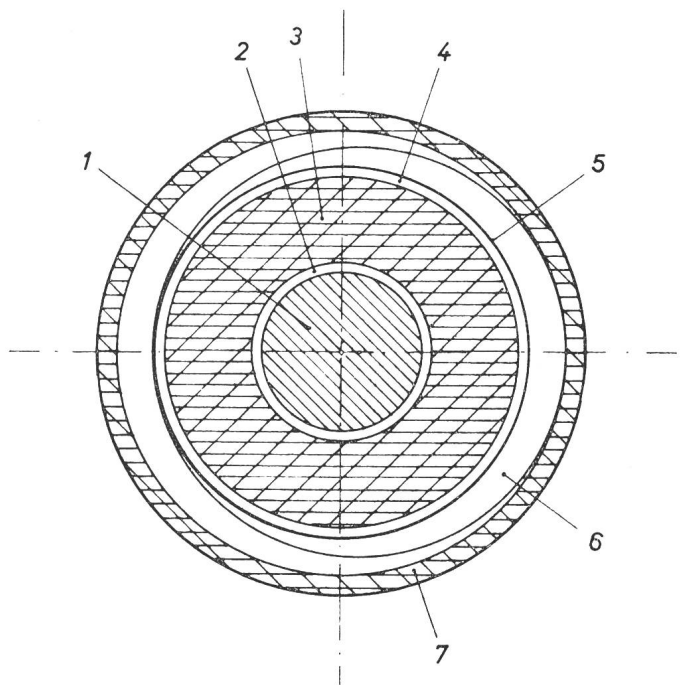


Fig. 11 Querschnitt durch ein gasimprägniertes 150-kV-Einleiter-Polyäthylenkabel mit SF₆, Typ TgCuT 1 × 400 mm² Cu-Querschnitt (Beispiel EW Zürich) Aussendurchmesser ca. 75 mm. Maßstab 1 : 1,2

- 1 Kupferleiter
- 2 Halbleiter
- 3 Polyäthylenisolation
- 4 Halbleiter
- 5 Kupferband mit Überlappung
- 6 Kupferwellmantel
- 7 Polyäthylenmantel

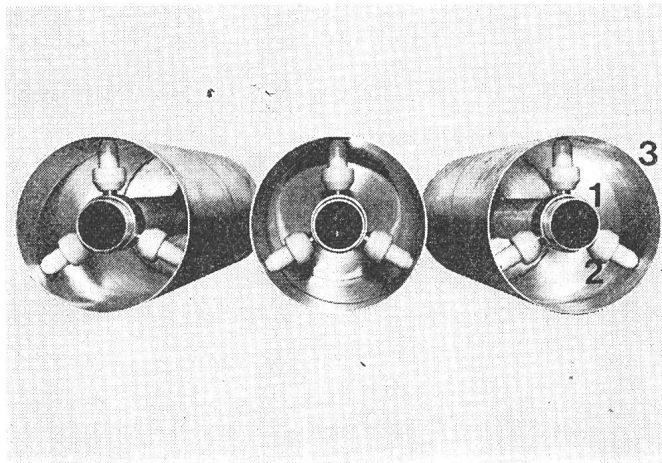
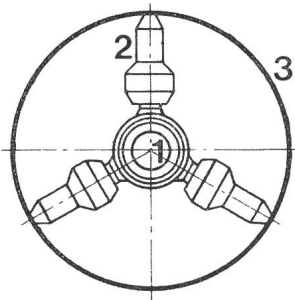


Fig. 12
220-kV-Rohr-Gaskabel einphasig (SF₆)
(Phasenleiter in
separaten Mantelrohren)

Links: Rohrquerschnitt (nur 1 Phase)
Rechts: Rohrschuss (3 Phasen)

- 1 Zentrisch gelagerter rohrförmiger Stromleiter aus Aluminium
- 2 Dreibein-Stützisolatoren
- 3 Mantelrohr aus Stahl oder Aluminium, längsgeschweisst, kunststoffummantelt

2.7 Gasisolierte Kabel (Fig. 12...15)

Die Isolation besteht bei diesen Kabeln aus Gas, und zwar vorwiegend aus Schwefel-Hexafluorid (SF₆). Der Stromleiter aus Kupfer oder Aluminium wird durch spezielle, konzentrische Stützisolatoren in der Mitte des rohrförmigen Kabelmantels gehalten. Der Hohlraum zwischen Leiter und Mantel wird mit dem isolierten Gas gefüllt. Auch diese Kabelart ist noch im Entwicklungsstadium.

Fig. 12 zeigt eine Anlage mit drei einphasigen Rohrgaskabeln. Jeder Phasenleiter ist separat in einem Mantelrohr gelagert. In Fig. 13 ist eine Anlage ersichtlich, in welchem die drei Phasenleiter in einem gemeinsamen Mantelrohr angeordnet sind.

Fig. 14 zeigt die zwei dreiphasigen Stränge einer Rohrgaskabelanlage in einem Schrägschacht. Die einphasigen Rohrgaskabel der beiden Stränge sind links bzw. rechts einer Bedienungstreppe übereinander angeordnet. Es ist offensichtlich, dass es sich bei einer solchen Hochspannungsleitung um eine aufwendige, platzraubende bauliche Konstruktion handelt. Zudem sind wesentliche Hilfseinrichtungen notwendig, wie zum Beispiel Gasüberwachungsanlage. Solche Anlagen eignen sich nur für Ableitungen von Kraftwerken, nicht jedoch für Überlandleitungen. Die abgebildete Anlage weist eine Nennspannung von 380 kV, einen Nennstrom von 2500 A und eine Übertragungsleistung von 1800 MVA auf.

Vorteile: Sehr gute elektrische Werte, kleiner Ladestrom, hohe Strombelastbarkeit.

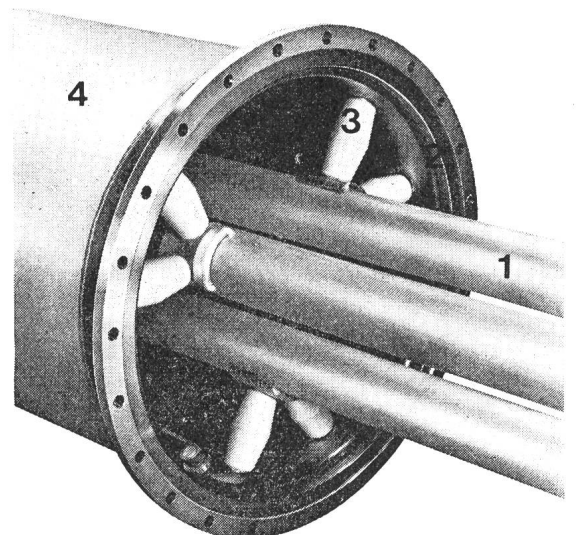
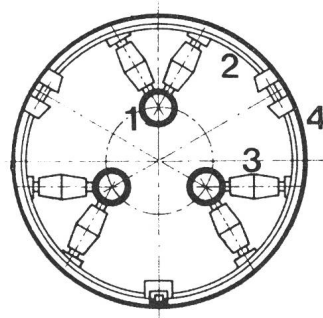
Nachteile: Teure Fabrikation, sehr kurze Teillängen von etwa 10 m, Verbindungsstellen müssen auf der Montagestelle geschweisst werden. Kommt nur für spezielle Trassen in Frage. Problem der Dilatation. Sehr empfindlich auf geringste Verunreinigung.

Fig. 15 zeigt schematisch den Vergleich der Querschnitte einer Rohrgaskabelanlage und einer Anlage mit Öldruckkabeln für 220 kV. Beide Anlagen sind in einem begehbaren Tunnel angeordnet und weisen zwei dreiphasige Stränge auf. Bei der Beurteilung der Abmessungen ist zu berücksichtigen, dass die Übertragungsleistung der Rohrgaskabelanlage mehr als doppelt so hoch ist wie diejenige der konventionellen Anlage.

2.8 Kryokabel, supraleitende Kabel

Diese bei sehr tiefen Temperaturen von 20 bis 80 °K (-253 bis -193 °C) arbeitenden Kabel benötigen sehr umfangreiche Nebeneinrichtungen und kommen aus wirtschaftlichen Gründen nur für sehr hohe Übertragungsleistungen von 3000...5000 MVA und sehr grosse Distanzen in Frage. Mit der Entwicklung solcher Kabel ist erst begonnen worden; eine praktische Ausführung kann nicht vor 15...20 Jahren erwartet werden.

Fig. 13
220-kV-Rohr-Gaskabel dreiphasig (SF₆)
(3 Phasen in gleichem Mantelrohr)



Links: Rohrquerschnitt
Rechts: Rohrschuss

- 1 Im Dreieck gelagerte rohrförmige Stromleiter (3 Phasen) aus Aluminium
- 2 Konzentrischer Tragring
- 3 Konzentrische Stützisolatoren
- 4 Mantelrohr aus Stahl oder Aluminium, längsgeschweisst, kunststoffummantelt

2.9 Kabelzubehör

Das Kabelzubehör spielt mit zunehmender Nennspannung des Kabels eine immer bedeutendere Rolle. Darunter fallen im besondern:

- Verbindungsmuffen
- Sperrmuffen bzw. Speisemuffen
- Freiluft-Endverschlüsse

Die *Verbindungsmuffen* fallen in dem Sinne bei hohen Spannungen ins Gewicht, als nur relativ kurze Fabrikationslängen möglich sind (bei 220 kV etwa 500 m) und bei längeren Kabelstrecken notgedrungen eine grössere Anzahl solcher Muffen eingesetzt werden muss. Die *Sperrmuffen* dienen der hydraulischen Trennung der einzelnen Teillängen und erlauben dadurch eine abschnittsweise Öleinspeisung. Im besondern haben sie die Aufgabe, den statischen Druck in steilen Kabelstrecken zu begrenzen. Die *Endverschlüsse* werden am Anfang und Ende der Kabelleitungen angebracht. Sie ermöglichen die Leistungsübertragung vom Kabel auf die Freileitung bzw. die Schaltstation.

Wie Fig. 16 zeigt, weisen diese Elemente beachtliche Dimensionen auf, beanspruchen deshalb grossen Raum und stellen hiermit eigentliche Bauobjekte dar. Im weitem bilden sie hinsichtlich elektrischer Beanspruchung (Überspannungen) die heikelsten Elemente der Leitung. Während das Kabel im Werk in einem kontinuierlichen Fabrikationsprozess unter

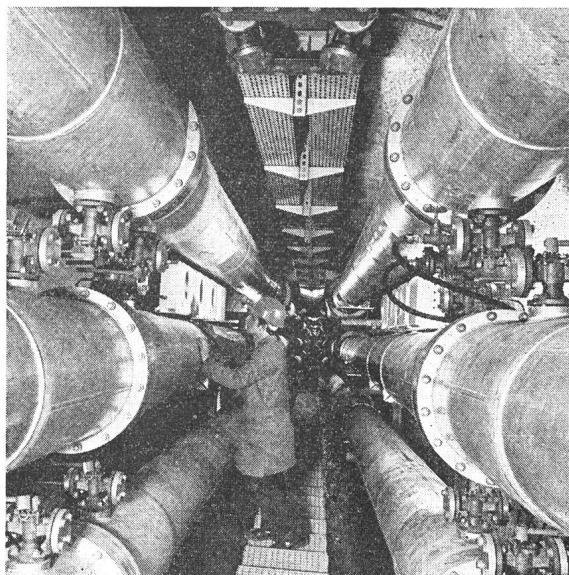


Fig. 14 Zweisträngige 380-kV-SF₆-Rohr-Gaskabel-Anlage in Schrägschacht (übereinander angeordnete Phasen)

besten Umgebungsbedingungen entsteht, müssen Muffen und Endverschlüsse an Ort und Stelle an die Kabel montiert werden. Kleinste Unsauberkeiten haben Störstellen zur Folge, die zu Betriebsausfällen führen können.

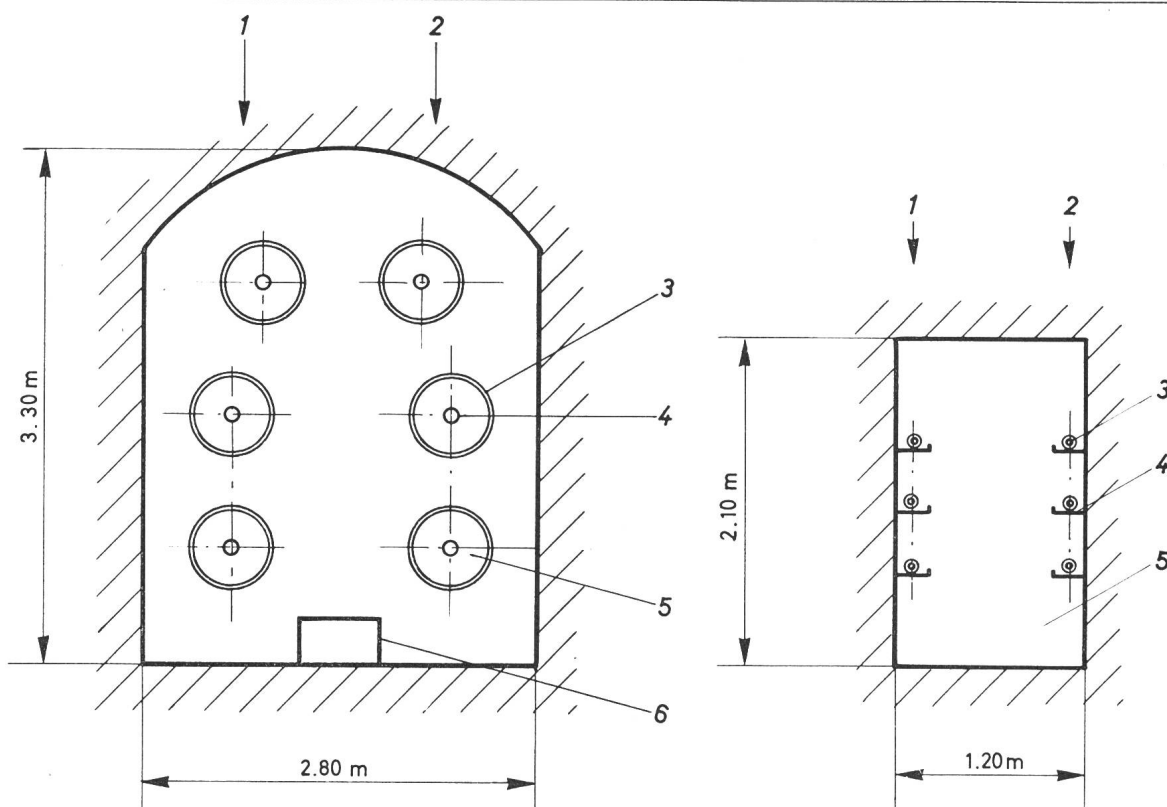


Fig. 15 Vergleich Rohr-Gaskabel-Anlage mit Ölkabel für 220 kV. Querschnitte durch die Anlagen

Links: SF₆-Rohr-Gaskabel-Anlage in Schrägschacht

- | | |
|----------------------------------|---------------------------|
| 1 Linker dreiphasiger Strang | } 2 × 1000 MVA = 2000 MVA |
| 2 Rechter dreiphasiger Strang | |
| 3 Aussenrohr | ∅ 0,54 m |
| 4 Stromführendes Innenrohr | ∅ 0,12 m |
| 5 SF ₆ -Gas-Isolation | |
| 6 Treppe | |

Rechts: Öldruckkabelanlage in begehbarem unterirdischem Gang

- | | |
|-------------------------------|-------------------------|
| 1 Linker dreiphasiger Strang | } 2 × 450 MVA = 900 MVA |
| 2 Rechter dreiphasiger Strang | |
| 3 Einphasiges Kabel | |
| 4 Tablar | |
| 5 Kanal | |

2.10 Modellaufbauten und typische Daten

Tabelle II gibt die Dimensionierung der Aufbauten eines 220-kV- bzw. 380-kV-Ölkabels für die Querschnitte 1200, 1500 und 2000 mm² in Tabellenform wieder. Daraus, wie auch aus den vorstehend gemachten Angaben, wird unter anderem der recht komplizierte Aufbau eines Höchstspannungskabels offensichtlich.

In Tabelle III sind die wesentlichsten elektrischen Daten für die 220-kV- und 380-kV-Kabel angegeben.

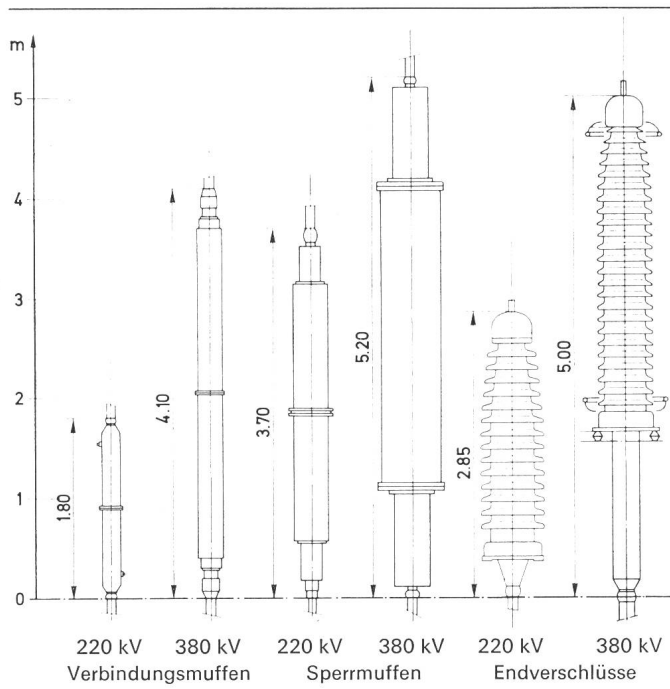


Fig. 16 Vergleich der Abmessungen von Kabelarmaturen
Es handelt sich um beachtliche Grössenordnungen

Modell-Ölkabel für 220 bzw. 380 kV. Aufbauten für drei verschiedene Querschnitte

Tabelle II

Aufbauten	Leiterquerschnitt/Nennspannung						
	mm ² Cu	1200		1500		2000	
		kV	220	380	220	380	220
Innerer Leiterdurchmesser (Hohlkanal)	mm	12	12	12	12	12	12
Äusserer Leiterdurchmesser	mm	46	46	51	51	58	58
Halbleiterdicke	mm	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Isolationsdicke	mm	20	26	20	26	20	26
Äusserer Isolationdurchmesser	mm	87	107	92	112	99	119
Innerer Manteldurchmesser	mm	87	107	92	112	99	119
Äusserer Manteldurchmesser	mm	94	114	99	119	106	126
Äusserer Durchmesser, über bituminiertes Papier	mm	95	115	100	120	107	127
Äusserer Durchmesser, über Druckbandage	mm	96	116	101	121	108	128
Äusserer Durchmesser, über Kunststoffmantel	mm	103	123	108	128	115	135
Kabelgewicht	kg/m	30	37	34	41	40	58
Maximale Lieferlänge	m	560	370	430	350	400	250

Die angegebene maximale Lieferlänge ist beschränkt durch das Fassungsvermögen einer Bobine mit

- Aussendurchmesser 3,8 m
- Kerndurchmesser 2,6 m
- Wickelbreite 1,4 m

Modell-Ölkabel für 220 bzw. 380 kV. Elektrische Daten für drei verschiedene Querschnitte

Tabelle III

Leiterquerschnitt	mm ² Cu	1200		1500		2000	
		Nennspannung	220	380	220	380	220
Max. Spannungsgradient bei U_0	kV/mm	9,4	12,1	9,1	11,7	8,9	11,3
$\text{tg } \delta = .0025$, dielektrische Verluste bei U_0	kW/km	12,6	28,4	13,6	30,4	15,0	33,3
Betriebsstrom pro Phase, 300 MVA bei $230/\sqrt{3}$ kV	A	753	866	753	866	753	866
Ohmsche Verluste und dielektrische Verluste, dreiphasig	kW/km	44,7	70,3	39,9	65,5	35,7	60,7
Prüfspannungen							
- bei Stoss 1/50 (Scheitelwert), Typenprüfung	kV	1050	1550	1050	1550	1050	1550
- bei 50 Hz 1 min (Effektivwert), Typenprüfung	kV	460	680	460	680	460	680

(Angaben für $400/\sqrt{3}$ kV bzw. $230/\sqrt{3}$ kV)

3. Katalog von Fragen und deren Auswirkungen (s. auch Literaturverzeichnis)

Ziffer	Fragen	Auswirkungen
3.1	<i>Rechtliche Fragen</i>	
3.1.1	Bau- und Pflanzverbot bei Durchleitungsrechten	Hohe Entschädigungen
3.1.2	Art der Durchleitungsverträge (Reine Durchleitungsverträge wie für Freileitungen sind aus wirtschaftlichen Gründen kaum denkbar. Es besteht praktisch keine Möglichkeit für Trasseänderungen!)	dito
3.1.3	Bedingungen für die Erlangung der Durchleitungsrechte	Vermehrter administrativer Aufwand
3.1.4	Servitute (Sie sind bei Kabeln wesentlich einschränkenderer Natur als bei Freileitungen. Im übrigen können Servitute nur für Privatgrund im Grundbuch eingetragen werden. Bei späteren Servitutsansprüchen von öffentlicher Seite können dann Schwierigkeiten entstehen.)	dito
3.1.5	Grundbucheintragung (Beim Kabelbau ist sie für alle Abschnitte notwendig, da die Sichtbarkeit des Objektes nicht gewährleistet ist.)	dito
3.1.6	Kreuzungen mit andern unterirdischen Anlagen (Sie ergeben allenfalls Grundbuchprobleme. Servitut-Reihenfolge.)	dito
3.1.7	Bauliche Vorkehrungen bei solchen Kreuzungen mit andern unterirdischen Anlagen	Kostenfolge
3.1.8	Haftpflichtfragen bei Kabelfehlern auf fremdem Grund und im Bereich fremder Leitungen oder Bauwerke (Verschmutzung durch defekte Ölkabel)	Erhöhte Versicherungsprämien
3.1.9	Inanspruchnahme privater Strassen für den Bau und Unterhalt von Kabelleitungen	Entschädigungen oder Umwegbauten
3.1.10	Benützung der Trassen fremder Unternehmen (Bahnen, Gasleitungen, Autobahnen usw.)	Im Sinne einer <i>Verbilligung</i> , wenn überhaupt möglich
3.1.11	Nutzungsprobleme und Entschädigungsfragen infolge Zerstückelung von Parzellen (Unter Umständen sind später Zusammenlegungen und ausgedehnte Landkäufe notwendig.)	Ausgedehnte Landkäufe!
3.1.12	Grenzüberschreitende Leitungen (Fragen, die sich ergeben, wenn Übergänge von Kabeln auf Freileitungen erfolgen. Verursachung von unerwünschten Spannungserhöhungen im Ausland.)	Nicht abzuschätzen
3.1.13	Starkes Anwachsen der juristischen Tätigkeit der Werke	Honorare
3.2	<i>Elektrotechnische Fragen</i>	
3.2.1	Unterscheidung der Leitungen nach ihrer Wichtigkeit in bezug auf die Versorgung (Verbundleitungen – Zubringerleitungen)	–
3.2.2	Parallelbetrieb der Kabel mit Freileitungsnetz, Aufteilung der Lastflüsse. Zusammenhang zwischen Energiedichte, Fläche und möglichen Verteilkapazitäten der Speisepunkte (Möglichkeiten begrenzt durch Kurzschlußströme) (<i>Aufstellung eines gesamten Netzkonzepts</i>)	Kabel müssen von Anfang an für höchste Belastungsspitzen ausgelegt werden, wenn man Engpässe vermeiden will. Zur Lastflußsteuerung müssen Netze getrennt oder Kuppeltransformatoren mit einer Querregulierung versehen werden. Bei Netztrennung sind zur Erhaltung der Betriebssicherheit zusätzliche Reserven vonnöten.
3.2.3	Notwendigkeit vermehrter Blindleistungskompensation mit aufwendigen Kompensationsdrosseln und Schalteinrichtungen oder sogar rotierende Maschinen bei Erreichen bestimmter Netzkonzeptionen (Grundsätzlich muss jede kapazitive Belastung kompensiert werden.)	Kompensationsdrosseln und Schalteinrichtungen kosten nicht bloss viel Geld, sondern erfordern auch entsprechende Anlagenstandorte, die selbst mit viel Geld nicht immer erhältlich sind.
3.2.4	Verminderung der Wirkleistungs-Transportkapazität (infolge des grossen kapazitiven Stromes)	Kompensation nach Ziffer 3.2.3 erforderlich
3.2.5	TFH-Übertragung (Sie ist für das Kabel nicht mehr möglich.)	Anpassglieder oder andere Informationswege wie Richtstrahl oder Erdseilkabel
3.2.6	Unsicherheit über Ort des Auftretens und Grösse der Lastflüsse (Unterwerke des EWZ wegen der Versorgungssicherheit zukünftig mit drei Einspeisungen versehen.)	Grössere Investitionen für Reserve

Ziffer	Fragen	Auswirkungen
3.2.7	Schlechte Überwachbarkeit der Isolationsgüte (Der $tg \delta$ kann nur als Mittelwert gemessen werden und stellt damit eine ungenügende Information über den Zustand des Kabels dar. Die Wechselspannungsprüfung ist nicht mehr möglich, da sie zu grosse Leistungen erfordert.)	Um Sicherheit zu gewährleisten, ist entweder frühzeitige Auswechslung nötig oder hoher Reservegrad.
3.2.8	Belastbarkeit des Kabels (Das Kabel ist ungeeignet für ein grosses Produkt $MVA \times km$. Die Belastbarkeit ist wesentlich ungünstiger als diejenige der Freileitung.)	Die Isolation ist sehr überhitzungsempfindlich und leitet die im Leiter und in der Isolation selbst entstehende Wärme schlecht ab. Es müssen daher Spezialkabel mit extrem hohen Leiterquerschnitten verwendet werden.
3.2.9	Unerwartete Einschränkungen der Transportmöglichkeiten infolge Bodenaustrocknung, welche nicht kontrolliert werden kann (Wärmestauungen)	Überwachungseinrichtungen sind in Entwicklung, jedoch noch nicht erhältlich, sie kosten Geld. Abhilfemassnahmen gegen Bodenaustrocknungen sind zeitraubend und kostspielig. Bevor man Wärmestauungen feststellt, kann der entsprechende Kabelabschnitt einen hohen Lebensdauerverlust erleiden. Die vorzeitige Auswechslung des Kabelabschnittes ist nebst betrieblichen Einschränkungen mit hohen Kosten verbunden.
3.2.10	Einfluss der Bodenleitfähigkeit auf die Dimensionierung des Kabels	Auslegung des Kabels für schlechteste Bodenleitfähigkeit. Abgestufte Querschnitte sind nur in Ausnahmefällen zweckmässig.
3.2.11	Grosse Kurzschlußströme infolge der kleinen Kabelinduktivitäten (mechanische und thermische Auswirkungen). Begrenzung der Kurzschlußströme	Es müssen künstliche Kurzschlußstrombegrenzungen eingebaut oder die gesamten Anlagen für hohe Kurzschlussfestigkeit ausgelegt werden. Die Begrenzung der Kurzschlußströme erfolgt durch Einbau von Drosseln oder Auftrennung des vermaschten Netzes. Begrenzte Anwendungsmöglichkeiten von Drosseln wegen der Spannungshaltung sowie Kostenvermehrung. Auch die Auftrennung des vermaschten Netzes sowie die Verstärkung der Anlagen führen zu zusätzlichen Kosten, da für gleichbleibende Sicherheit erhöhte Reserven bereitzustellen sind (3.2.2).
3.2.12	Verminderung der Mantelverluste durch Auskreuzen der Mäntel (Crossbonding. Bei dieser Lösung muss die ganze Anlage isoliert werden, und ein spezieller Überspannungsschutz ist bei den Kreuzungsstellen notwendig.)	Mehraufwendungen und erhöhte Kontrolle
3.2.13	Überspannungsprobleme (Spannungserhöhungen beim Übergang Kabel-Freileitung. Dimensionierung der Überspannungsableiter. Langzeitableitvermögen.)	Überspannungsableiter
3.2.14	Lastaufteilung bei mehreren parallel verlegten Kabeln pro Phase (Der volle Kurzschlußstrom muss von jedem einzelnen Kabel übernommen werden können.)	Bereits kleine Unterschiede beeinflussen die Lastverteilung, so dass erhöhte Querschnitte erforderlich sind. Zudem ergibt sich ein erhöhter Blindleistungsanfall.
3.2.15	Schutzprobleme (Im besonderen bei der Anwendung von Kabeln und Freileitung auf gleicher Leitungsstrecke. Distanzschutz.)	Inhomogenität im Netz zwingt zu Sonderlösungen, und damit ergibt sich erhöhter Aufwand.
3.2.16	Verschiedene Kabeltypen (Ausführungsformen, Isolationen)	-
3.2.17	Mechanischer Kabelschutz	Je wichtiger die Leitung, um so grösser wird der Aufwand für den mechanischen Kabelschutz.
3.2.18	Verlegeart (Einfluss auf Belastbarkeit)	Die von der Belastbarkeit und von den Kosten her gegebene günstigste Verlegeart lässt sich aus verschiedenen Gründen wie mechanischer Schutz, Kreuzungen, Umweltschutz, Parallelführungen nur selten anwenden.
3.2.19	Muffen und Endverschlüsse	Empfindlichkeit, Raumbedarf (Fig. 17 und 18)
3.3	<i>Bautechnische Fragen</i>	
3.3.1	Projektierung (personalintensiv)	Personalaufwand
3.3.2	Aufwendige Aufnahme von «Bau- und Bodendaten» (In Zürich müssen die Planunterlagen von fünf verschiedenen Stellen berücksichtigt werden.)	dito
3.3.3	Planungsgenauigkeiten. (Sie zwingen zu Sondierungen.)	Sondierungskosten
3.3.4	Baugrunddaten (Wärmeleitfähigkeit, Wasser, Standfestigkeit, schwierige Erfassung)	Auch nach zeitraubenden Abklärungen können unerwartete Erschwernisse während des Baus auftreten, die zu Bauverzögerungen führen, falls nicht generell teure Sicherheitsmassnahmen getroffen werden.

Ziffer	Fragen	Auswirkungen
3.3.5	Trassefestlegung (Aufwendig, da ausser Eigentum, Geologie usw. auch die Topographie berücksichtigt werden muss.)	Personalaufwand
3.3.6	Besondere bautechnische Probleme bei Kreuzungen mit Strassen, Gewässern, unterirdischen Leitungen usw.	Teure Sonderbauten
3.3.7	Anordnung von grossen Baukörpern (Alle 500 m, Muffenschächte, s. Fig. 18 und 19, evtl. Übergang auf Freileitung, s. Fig. 20 und 21)	Muffenschächte müssen meist zugänglich sein. Es sind teure unterirdische Betonbauten. Die Übergänge auf Freileitungen sind ebenfalls aufwendig.
3.3.8	Personaleinsatz auf Baustellen besonders an Orten, wo Maschineneinsatz erschwert	Umfangreiche Erdarbeiten mit grossem Personalaufwand (s. Fig. 22)
3.3.9	Behinderung der Bauausführung Dritter (Einfahrten, Einführung von Kanalisationen)	Je mehr Leitungen den Untergrund beanspruchen, um so schwieriger wird die Koordination. Teure Verlegungen häufen sich.
3.3.10	Vermehrte Landschaften und Beschränkung der Bauzeit auf gewisse Jahreszeiten	Landschäden müssen vergütet werden. Im Sommer sollte Kulturstand geschont werden, im Winter wiederum kann grosse Kälte zur Einstellung der Arbeiten zwingen.
3.3.11	Raumbedarf der verschiedenen Verlegearten	Die von der Belastbarkeit und von den Kosten her gegebene günstigste Verlegeart lässt sich aus verschiedenen Gründen wie mechanischer Schutz, Kreuzungen, Umweltschutz, Parallelführungen nur selten anwenden. Erdverlegung mit Schutzdeckel, Verlegung im Kabelstein oder Stahlrohr, Verlegung im Rohrblock, Verlegung im Kabelkanal steigender Raumbedarf und steigende Kosten.
3.3.12	Einfluss des Kabeltyps auf die baulich notwendigen Massnahmen	Das heute vorherrschende Ölkabel bedingt aus Umweltschutzgründen eine teure Verlegeart.
3.3.13	Verlegung im Tunnel (Keine Möglichkeit, die Trassen später zu ändern.)	Der Kabelkanal oder Tunnel ist so teuer und grossräumig, dass Dritte keine Verlegung mehr fordern können, sondern selbst kostspielige Anpassungen vornehmen müssen.
3.4	<i>Betriebliche Fragen</i>	
3.4.1	Periodische Überwachung der Kabeltrasse erforderlich (Bautätigkeit!)	Überwachungspersonal Überwachung schwieriger als bei Freileitung, da Trasse nicht sichtbar ist.
3.4.2	Schwierigkeiten der Fehlerortung, insbesondere bei kleinen Leckverlusten	Fehlerortung ist sehr zeitraubend. Während dieser Zeit muss die Reserve beansprucht werden. Die Wahrscheinlichkeit eines 2. Fehlers wächst mit der Zeit. Ein 2. Fehler kann zu Unterbrüchen in der Energielieferung führen und verursacht erhebliche Kosten.
3.4.3	Lokalisierung von Ölverlusten bei Ölkabeln	dito
3.4.4	Einschaltströme leerlaufender Kabel. – Beeinflussungen	Besondere Schutzmassnahmen werden erforderlich
3.4.5	Ausschaltung von Kabeln zur Blindlastreduktion bei Schwachlast, Verkleinerung der Betriebssicherheit und Erhöhung des Störungsrisikos (Schalthäufigkeit)	Zur Vermeidung des Risikos sind besondere Kompensationsmittel bereitzustellen.
3.4.6	Korrosion und Beschädigung der Kabelmäntel	Besondere Massnahmen für Korrosionsschutz sind erforderlich, z.B. kathodischer Schutz.
3.4.7	Vibrations- und Dilatationsschäden	Haben kostspielige Reparaturarbeiten zur Folge.
3.4.8	Auswirkung von Kabelbränden	PVC-Sekundärschäden können in Anlagen extrem hohe Instandstellungskosten verursachen.
3.4.9	Thermische Alterung der Bleimäntel	Frühzeitiger Ersatz der Kabel
3.4.10	Auswirkungen der kleinen Überlastbarkeit	Erhöhte Reserve: bedingt erhöhte Investitionen und erhöhter Unterhalt.
3.4.11	Schwierigkeiten für eine genaue, klare Definition der Nennbelastbarkeit (Bodenbeschaffenheit, Veränderungen, grosse Zeitkonstanten)	Überdimensionierung – passive Investition
3.4.12	Beeinflussung durch andere Energieträger (z.B. Fernwärme)	Genügender Abstand kann für den einen oder andern zu baulichen Mehrkosten führen. S. 3.3.9
3.4.13	Verletzbarkeit durch Tätigkeit Dritter	Sicherheitsabschaltung bei Arbeiten Dritter in der Nähe kann betriebliche Engpässe bewirken, was wiederum zu erhöhter Reservehaltung zwingt. Die grosse Häufigkeit von Kabelbeschädigungen durch Baumaschinen trotz vorgeschriebener Leitungserhebung beweist, dass unterirdische Leitungen sehr gefährdet sind. Nebst hohen Reparaturkosten entstehen dabei u.U. auch schwere Unfälle.

Ziffer	Fragen	Auswirkungen
3.4.14	Lange Reparaturzeiten, grosse Aufwendungen, erhöhtes Fehlerrisiko, heikle Handarbeit, Bedarf an Spezialisten	Wesentliche
3.4.15	Einbau von Kapazitätsreserven praktisch ausgeschlossen, da die Übertragungskapazität des Kabels durch die Spannungsreihe begrenzt ist.	Spannungserhöhungen zwecks Erhöhung der Übertragungsleistung erfordern den Ersatz der Kabel und stellen an die Betriebsführung hohe Anforderungen. Mehrbelastungen bringen Mehrkosten mit sich.
3.4.16	Sicherheitsprobleme, Erdung an Arbeitsstellen	–
3.4.17	Spannungsstabilität des Verbundnetzes	–
3.4.18	Lastverteilung	Grössere Investitionen für Reserve
3.4.19	Störungen – mit sofortiger Ausschaltung – ohne sofortige Ausschaltung – an Nebeneinrichtungen	Störungssuche und -behebung. Personalaufwand
3.4.20	Die Reparaturzeit ist wesentlich grösser als bei Freileitungen.	Lange Störungssuche und häufige Sicherheitsausschaltungen für Dritte ergeben eine niedrige Verfügbarkeit. Daher ist eine erhöhte Leitungsreserve vonnöten. S. 3.4.2
3.4.21	Vermehrte Kontrolle im Vergleich zur Freileitung, da das Kabel nicht sichtbar ist.	Überwachungspersonal Überwachung schwieriger als bei Freileitung, da Trasse nicht sichtbar ist.
3.4.22	Lagerhaltung von Reservekabeln	Nebst der eingebauten Reserve sind auch Reservekabel notwendig, und zwar von jedem Typ die grösste Verlegelänge.
3.4.23	Schadenhäufigkeit (Laut ausländischen Statistiken ist sie bei Höchstspannungskabeln höher als bei Freileitungen.)	Rechnet man die wesentlich höheren Ausfallzeiten, bedingt durch Störungssuche, Nichtbegehbarkeit und Reparaturzeit, hinzu, so ergeben sich bei Kabeln grosse Nichtverfügbarkeitszeiten, die um ein Vielfaches höher sind als bei Freileitungen.
3.4.24	Sturmsicherheit	Vorteile infolge unterirdischer Verlegung
3.4.25	Blitzeinschlag	dito

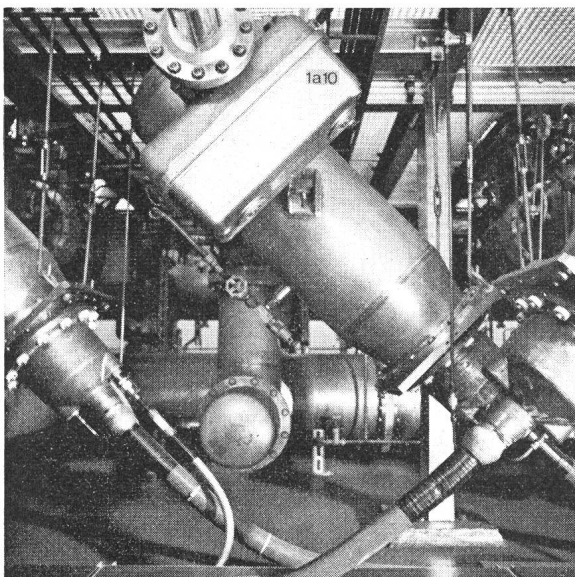


Fig. 17 Endverschlüsse von 150-kV-Polyäthylenkabeln (SF₆-imprägniert, Cu 400 mm², Cu-Wellmantel, Übertragungsleistung 125 MVA). Sie führen direkt auf die SF₆-Schaltanlage

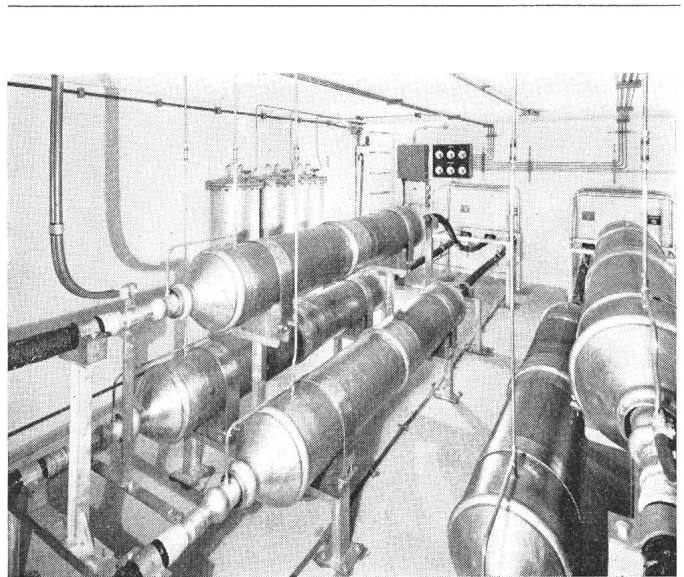


Fig. 18 Sperrmuffenschacht der 150-kV-Ölkabelanlage des EW Bern
Das Bild zeigt den wesentlichen Raumbedarf und den Aufwand hinsichtlich Zusatzeinrichtungen.

4. Bemerkungen zum Fragenkatalog

4.1 Zu den rechtlichen Fragen

Die rechtlichen Fragen gewinnen mit fortschreitendem Wachstum der Infrastruktur zunehmend an Bedeutung. Die Leitungstrassen werden heute durch Starkstrom- und Fernmeldekabel, Gas-, Erdgas-, Wasser- und Fernwärmeleitungen sowie vermehrt auch durch Fernsehkabel belegt. Damit werden nicht nur die technischen, sondern auch die juristischen Fragen immer vielfältiger, um so mehr, als für unsichtbare Leitungen die Eintragung in das Grundbuch vorgeschrieben ist.

4.2 Zu den elektrotechnischen Fragen

4.2.1 Überspannungsvorgänge

Die Überspannungen müssen durch richtigen Einbau von Ableitern an allen kritischen Stellen unabhängig von den Kosten und durch exakte Bestimmung der verschiedenen Überspannungs- und Schutzniveaus entsprechend vermindert werden.

4.2.2 Auskreuzungen

Bei längeren Leitungen sind die Mantelströme durch Auskreuzungen der Kabelmäntel zu unterdrücken. In den Muffenschächten werden damit Überspannungsschutzeinrichtungen notwendig, wobei verschiedene Möglichkeiten bestehen, zum Beispiel der Einbau spannungsabhängiger Widerstände oder der Einbau von Ableitern in Stern- bzw. Dreieckschaltung. Ein Problem stellt die Erdung dieser Systeme und die damit zusammenhängende Personengefährdung im freien Feld dar (Lösungsmöglichkeiten finden sich in verschiedenen Veröffentlichungen).

4.2.3 Ladeströme

– Die Ladeströme sind bei Kabeln wesentlich grösser als bei Freileitungen. Sie haben deshalb eine starke Verminderung der Übertragungskapazität der Kabelleitung zur Folge. Dieser Einfluss nimmt mit zunehmender Leitungslänge zu, siehe auch grafische Darstellungen auf Fig. 1 und 2.

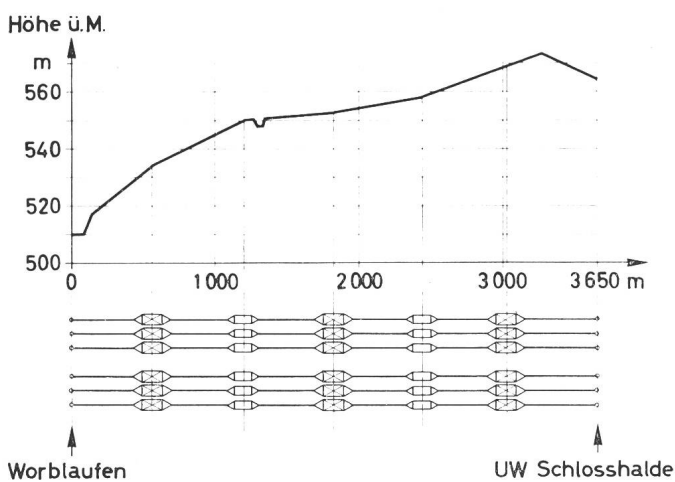




Fig. 19 Schema einer 150-kV-Ölkabelanlage mit zwei parallelen Strängen des Elektrizitätswerkes der Stadt Bern (1952)
Infolge des Höhenunterschiedes von total 59 m und der Totallänge von 3650 m wurden 3 Sperrmuffen in Schächten eingebaut. (Die heutige Technik gestattet es, diese Anlage mit 1 Sperrmuffe auszuführen)

-  Sperrmuffe
-  Verbindungs-muffe

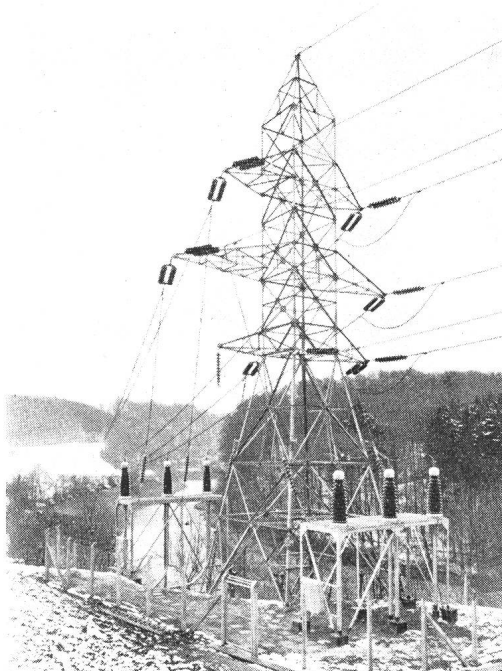


Fig. 20 Übergang Freileitung-Kabel
Freiluftendverschlüsse für 150 kV
(Anlage EW Bern 1952)

- Der Ladestrom beträgt 10...16 A/km, je nach Querschnitt und Anzahl paralleler Kabel pro Phase (220 kV/400 MW).
- Je nach Netzkonfiguration sind Kabelstrecken von max. 12...16 km zulässig (220 kV/400 MW).
- Auch bei kürzeren Kabelstrecken müssen bei schwachen Netzbelastungen Leitungen ausgeschaltet werden, indem zum Beispiel von zweiseitiger auf einseitige Speisung übergegangen oder bei Doppelleitungen nur ein Strang benützt wird usw. – Damit ist indessen eine starke Reduktion der Betriebssicherheit verbunden.
- Schalter müssen für stark kapazitive Ströme gebaut sein (rückzündungsfrei).

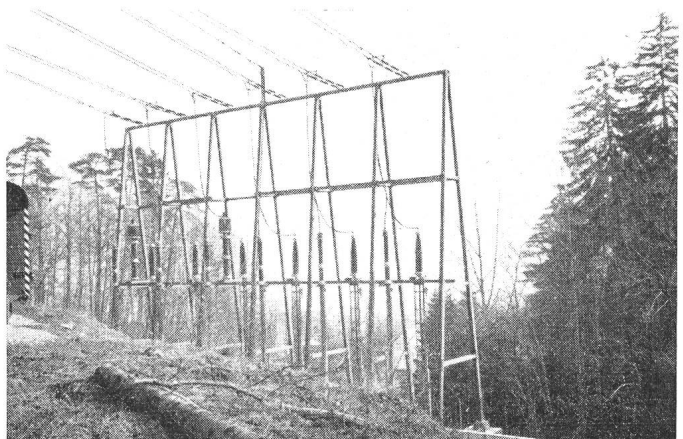


Fig. 21 Übergangsbauwerk Kabelleitung-Freileitung 220 kV
Höhe = 20 m, Länge = 30 m
Gerüst, Kabelendverschlüsse, Hochfrequenzdrosseln, Koppelkapazitäten und Überspannungsableiter

4.2.4 Leitungsverluste

Leitungsverluste = dielektrische Verluste
+ ohmsche Verluste
+ Mantelverluste

Während die dielektrischen Verluste stromunabhängig sind, sind die ohmschen und Mantelverluste von der Belastung abhängig.

4.2.5 Kompensation

Die Ladeleistung der konventionellen Kabel ist im Gegensatz zu SF₆-Übertragungen ganz erheblich. In Starklastzeiten ist die kapazitive Blindleistung erwünscht, in Schwachlastzeiten dagegen nicht. An Wochenenden können deshalb mit ausgedehnten Verkabelungen Schwierigkeiten entstehen.

4.2.6 Belastbarkeit der Kabel

– Bei jeder Kabelanlage muss ein Gleichgewichtszustand zwischen der anfallenden Verlustwärme und der durch das Erdreich abfließenden Wärmemenge vorhanden sein.

– Die Wärmeleitfähigkeit der Kabelisolation lässt sich rechnerisch ermitteln.

– Für die weiteren Betrachtungen ist eine Aufteilung in die drei folgenden hauptsächlich Verlegearten notwendig:

- a) offene Verlegung im Erdreich
- b) Rohrblock
- c) Kanal

– Offene Verlegung:

Massgebend ist die Bodenfeuchtigkeit; trockenes Bodenmaterial hat eine etwa dreimal schlechtere Leitfähigkeit als feuchtes. Eine Austrocknung des Bodens beginnt bei etwa 30...40 °C, das heisst, die maximale Aussentemperatur des Kabels sollte 50 °C nicht überschreiten. Damit ergibt sich eine ausschlaggebende Begrenzung der Leistungsübertragung.

Möglichkeiten zur Verringerung des Querschnittes:

- a) Grössere Abstände zwischen den einzelnen Kabeln – breitere Trassen.
- b) Besonders geeignetes Rückfüllmaterial. – Dies ist jedoch nur beschränkt möglich, da die Kabeltrasse in das bestehende Gelände bzw. in die Umgebung integriert werden muss.
- c) Künstliche Befeuchtung des die Kabel umgebenden Materials – teure Installation, erfordert Überwachung.

Die Belastbarkeit ist hoch, sofern geeignetes Rückfüllmaterial verwendet wird. Bei lokaler Bodenaustrocknung (Strassenunterführung usw.) sind Wärmestauungen möglich. Der erforderliche Leiterquerschnitt des Kabels für 800 MVA bei 380 kV beträgt $3 \times 1200 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$.

– Rohrblock:

Die Wärmeleitfähigkeit der einzelnen Betonqualitäten ist bekannt. Die gesamte Wärmemenge muss aber an das Erdreich abgegeben werden können. In der Regel wird dort ein Rohrblock erstellt, wo die Platzverhältnisse besonders knapp sind; in diesen Fällen ist mit nur sehr geringer Belastbarkeit zu rechnen. Es besteht die Möglichkeit der Reduktion des Leiterquerschnittes mit künstlicher Kühlung, das heisst parallelen Wasserleitungen und Befeuchtung des umgebenden Materials.

– Kabelkanal:

Die Wärmeabgabe erfolgt an die Luft im Kanal und weiter über die relativ grosse Betonoberfläche des Kanals an das Erdreich. Durch künstliche Belüftung kann die Belastbarkeit erhöht werden.

– Die bisherige Praxis zeigt sehr grosse Differenzen bei der Beurteilung der Bodenleitfähigkeit. Es ist zu beachten, dass im Falle eines Austrocknens des Bodens dessen Wärmeleitfähigkeit auf etwa ein Drittel absinkt, was zu schwerwiegenden Wärmestauungen führen kann.

– Nach Schmidt, «Problèmes de transport de grandes quantités d'Énergie électrique par voie souterraine», beträgt die wirtschaftliche Übertragungsfähigkeit für normale Kabelkonstruktionen im Boden bei 380 kV etwa 500...600 MVA (für 220 kV etwa 300 MVA), also rund 800...900 A. Die in der Literatur zum Teil angegebenen Werte von 3000 A sind also praktisch mit solchen Verlegungen nicht zu erreichen, da bei mehreren parallelen Leitungssystemen die Übertragungsfähigkeit pro Strang sehr rasch absinkt. Wesentliche Verbesserungen können durch belüftete Kabelkanäle erzielt werden, worüber eine neue und wesentliche Veröffentlichung besteht [95]. Zur Erläuterung sei daraus zitiert:

«Vergleich Kanalverlegung – Erdverlegung»

(s. auch Fig. 15, 23, 24 und 25 sowie Tabellen IV und V)

«Erst ein Vergleich mit direkt in Erde verlegten Rohrgaskabeln, deren gesamte Verluste radial an das umgebende Erdreich abfließen, lässt den vorteilhaften Einfluss der Luftkühlung richtig erkennen. Als Bezugsbeispiel wird das erdverlegte Rohrgaskabel gewählt, dessen Übertragungsfähigkeit in thermisch stabilem Boden durch die höchstzulässige Leitertemperatur begrenzt wird. Die hohe Manteltemperatur von 87 °C in diesem Beispiel würde jedoch grosse Mengen speziellen Rückfüllmaterials erfordern. In der Regel ist deshalb mit austrocknendem Erdboden zu rechnen, oder die Belastbarkeit ist nach der max. Kabeloberflächentemperatur von zum Beispiel 40 °C zur Vermeidung unerwünschter Bodenerwärmung festzulegen. In beiden Fällen geht der zulässige Dauerstrom auf etwa 60 % zurück, und die Überlegenheit des zwangsgekühlten Kabels wird besonders auffällig. Der für zwei Drehstromsysteme ausgelegte Kanal erreicht mit Luftkühlung bei annähernd gleicher Trassebreite die 5...6fache Übertragungsfähigkeit eines direkt in Erde verlegten Systems mit natürlicher Wärmeabfuhr.»

– Eine weitere Möglichkeit besteht in der Wasserkühlung der Kabel.

– Für Erdverlegung ist im ganzen System, also entlang der gewählten Trasse, rechtzeitig die zulässige thermische Bodenbelastung genau abzuklären; darüber sollten noch Richtlinien ausgearbeitet werden, welche die Abhängigkeit der zulässigen Belastung von der Bodenqualität darstellen.

– Für die Verlegung in einem Kabelkanal mit minimaler Ventilation beträgt das Verhältnis der Leiterdimensionierung des Kabels das 1,3...2fache desjenigen des Freileitungsquerschnittes, obwohl das Kupfer höher belastbar wäre als das Alu der Freileitung.

Beispiel der Verkabelung einer 380-kV-Freileitung mit $2 \times 600 \text{ mm}^2 \text{ Ad}$

Mit der bisher bekannten Technik stehen theoretisch folgende drei Lösungen zur Verfügung:

- Ölkabel
- Gasaussendruckkabel
- Kabel mit SF₆-isolierten Leitern

Um mit Ölkabeln die gleiche Leistung wie mit der Freileitung zu übertragen, wären Leiterquerschnitte von je 1200 mm^2

Cu und ein Kabeldurchmesser von je etwa 100 mm notwendig. Bei zwei Kabeln pro Phase müssten wegen der gegenseitigen Erwärmung unannehmbar grosse Abstände zwischen den Kabeln vorgesehen werden, so dass für eine solche Verkabelung das Ölkabel kaum in Frage kommt. Es bleibt lediglich eine Lösung mit SF₆-isolierten Leitern übrig.

4.3 Zu den bautechnischen Fragen

4.3.1 Allgemeines

Die Verlegeart ist massgebend abhängig von der verlangten Übertragungsfähigkeit. Diese bestimmt primär, ob eine Verlegung im Boden (z. B. normales Ölkabel, Gaskabel in Rohren), in einem eventuell begehbaren Kabelkanal, wenn nötig mit zusätzlicher Belüftung, richtig ist. Die Erstellung eines Kabelkanals nur wegen der Zugänglichkeit der Kabel erscheint aus wirtschaftlichen Gründen kaum gerechtfertigt, wenn die Kabel nach modernen, zum Teil noch zu schaffenden Methoden überwacht werden könnten. In den meisten Fällen werden nur dort Kabel verwendet, wo aus Platzgründen keine Freileitung erstellt werden kann, das heisst in Siedlungsräumen oder Agglomerationen. Der Grundgedanke, die Kabel im öffentlichen Strassen- und Wegnetz zu disponieren, erweist sich in der Praxis oft als undurchführbar. Die Strassen sind bereits durch Wasser-, Abwasser-, Beleuchtungs-, Gas- und Telefonleitungen weitgehend belegt. Die für die Übertragungsleitung erforderliche Trasse kann nicht, oder nur mit ausserordentlichen Kosten freigemacht werden. Gemeinden machen alle Vorbehalte betreffend Ausbau ihrer eigenen Anlagen.

Ausweichmöglichkeiten sind folgende:

- Anordnung der Kabelanlage unterhalb der übrigen Anlagen, das heisst in Tiefen von 4...6 m (Fig. 22). Dies hat sehr hohe Kosten zur Folge.
- Verlegung der Trasse in Privatgrund zwischen Baulinie und Strasse.
- Sofern das Grundstück überbaut ist, kann die Trasse entsprechend angepasst den Bauten entlang geführt werden.



Fig. 22 Bau des Kabelstollens für ein zweisträngiges 220-kV-Kabel

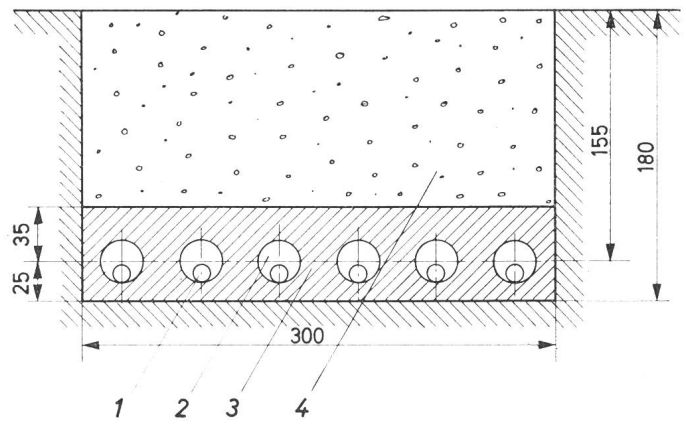


Fig. 23 Verlegung der Kabel in Kunststoffrohre in Rohrblock (Querschnitt)

- | | |
|---------------------|-----------------|
| 1 Einphasiges Kabel | 3 Betonfüllung |
| 2 Schutzrohr | 4 Erdauffüllung |

Indessen sind zahlreiche Vorbehalte und Bedingungen zu erwarten. Das Hauptproblem stellt sich hinsichtlich späterer Umbauten, Tiefgaragen mit Einfahrten, Hausanschlüsse usw.

4.3.2 Raumbedarf

Raumbedarf der verschiedenen Verlegearten:

a) Offene Verlegung:

Pro Kabel muss mit einer Trassebreite von 60...100 cm gerechnet werden, das heisst für die doppelsträngige Leitung mit 4...6 m bei Einfachkabeln bzw. 7,5...12 m bei zwei parallelen Kabeln pro Phase. Diese Lösung ist nur in wenigen Fällen (Einführungen in Anlagen, Naturschutzzonen usw.) anwendbar.

Vorteile:

- Wirtschaftlich günstigste Lösung
- Gute Wärmeableitung

Nachteile:

- Breite Trasse
- Für die Verlegung muss mindestens eine ganze Kabellänge vorbereitet sein (offener Graben).
- Jede Arbeit am Kabel (Fehlerortung, Reparaturen usw.) erfordert Grabarbeiten. Kabel sind leicht verletzbar.
- Walddurchquerungen bedingen Schneisen

b) Rohrblockanlage (Fig. 15 und 23):

Der Minimalabstand zwischen den Rohren beträgt etwa 30 cm. Bei diesem Abstand besteht jedoch eine sehr starke gegenseitige Wärmebeeinflussung, und es ist deshalb etwa der doppelte Leiterquerschnitt notwendig. Bei Vergrößerung der Abstände bzw. Aufteilung in zwei Blöcke mit einem Zwischenraum von rund 2 m lässt sich eine Verbesserung erzielen.

Vorteile:

- Der Block kann etappenweise erstellt werden.
- Der Kabeleinzug kann später erfolgen.
- Geringer Platzbedarf, guter mechanischer Kabelschutz.
- Eine richtige Disposition vereinfacht eine nachträgliche Erweiterung.

Nachteile:

- Die schlechte Wärmeableitung bedingt grossen Leiterquerschnitt.
- Die Fehlerortung ist nur an den Schächten möglich.

- Bei Beschädigung muss eine ganze Kabellänge ersetzt werden.
- Bei längeren geraden Stücken ergibt sich das Problem der Dilatation.
- Walldurchquerungen bedingen Schneisen

c) Begehbarer Kanal (Fig. 15 und 24):

Bei einseitiger Belegung des Kanals ist ein Mindestlichtraumprofil von $1,20 \times 2$ m erforderlich. Erstellungskosten sehr hoch (1800...2500 Fr./m; Preisbasis 1977).

Vorteile:

- Kann elementweise erstellt werden
- Jederzeitige Kabelüberwachung möglich
- Kabelnachzug oder Auswechslung möglich

Nachteile:

- Hohe Kosten
- Walldurchquerungen bedingen ebenfalls Schneisen

4.4 Zu den betrieblichen Fragen

4.4.1 Lastverteilung

Die unterschiedlichen Impedanzen bei Vermaschung von Kabeln und Freileitungen bewirken eine ungleiche Lastverteilung auf die einzelnen Netzteile. Sie ist durch die Kabelwahl praktisch relativ wenig beeinflussbar.

4.4.2 Überspannungen

Kabel besitzen eine wesentlich kleinere Induktivität als Freileitungen, wodurch eine geringere Dämpfung bedingt ist. Stosswellen atmosphärischen Ursprungs oder Schaltüberspannungen werden am Übergang Freileitung-Kabel teilweise reflektiert. Die Spannung kann dadurch unzulässig hohe Werte erreichen.

4.4.3 Einrichtungen

Distanzschutzeinstellungen werden durch die unterschiedliche Impedanz von Freileitung und Kabel verfälscht. Bei längeren Kabelstrecken ist ein Selektivschutz nicht mehr einwand-

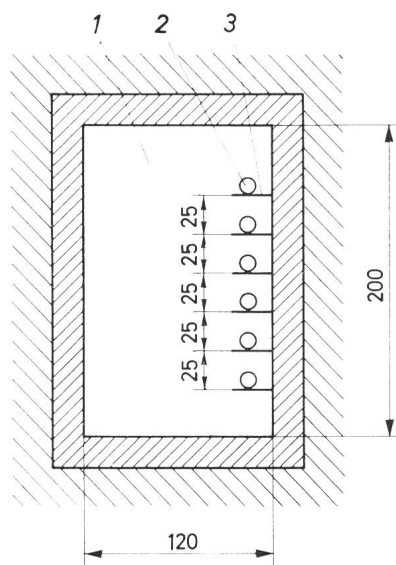


Fig. 24 Verlegung der Kabel in begehbarem Kabelkanal (Querschnitt)
 1 Kanal
 2 Einphasiges Kabel
 3 Tablar

frei durchführbar. Neben den normalen Schutzeinrichtungen (Distanzrelais auch für Kabel) können Thermorelais eingebaut werden. Diese sollten bei Höchstspannungskabeln ein möglichst genaues thermisches Abbild der Kabelanlage haben, damit die Überlast zuverlässig signalisiert werden kann.

4.4.4 Störungen

a) Störungen mit sofortiger Ausschaltung:

Die Ermittlung der Störungsursache kann verhältnismässig rasch erfolgen, wenn das Kabel in einem begehbaren Kanal angeordnet ist. Bei Rohrblockausführung oder Erdverlegung ist sie unter Umständen schwierig. In den meisten Fällen wird das Einsetzen eines Kabelstückes notwendig. Die Reparaturzeit beträgt mindestens vier Tage, was einem längeren Betriebsunterbruch gleichkommt.

b) Störungen ohne sofortige Ausschaltung:

Meistens handelt es sich um Ölverlust infolge Undichtheit des Mantels. Die Ermittlung des Fehlerortes ist oft sehr schwierig und zeitraubend; sie kann sich über Wochen erstrecken. Der Bleimantel ist an mehreren Stellen freizulegen. Während der Arbeiten muss die Leitung aus Sicherheitsgründen ausgeschaltet sein.

c) Störungen an Nebeneinrichtungen:

Insbesondere Störungen an Ölüberwachungsanlagen können zu Fehlausschaltungen der Leitung führen.

4.4.5 Überlastbarkeit der Kabel

Im Gegensatz zur Freileitung ist nur eine geringe Überlast zulässig, da sich Wärmestauungen ergeben können und die Verluste quadratisch mit dem Strom ansteigen.

Eine 20%ige Überlast kann in den meisten Fällen einige Stunden zugelassen werden, eine 50%ige nur noch etwa eine halbe Stunde. Zwischen aufeinanderfolgenden Überlastungen sind grosse Abkühlungszeiten notwendig.

4.4.6 Beeinflussung paralleler Kabel

Speziell in Kabelkanälen ergeben sich oft lange Parallelführungen. Die induzierten Längsspannungen betragen etwa 200 V/km und kA. Steuer- und Messleitungen müssen in Schutzkanälen oder mit spezieller Armierung erstellt werden.

4.4.7 Überwachung der Kabel

Für Höchstspannungskabel scheint die Drucküberwachung von Öl oder Gas nach Absolutwerten (Maximum und Minimum) ungenügend. Es sollte ein Gerät geschaffen werden, das die Druckverhältnisse in Abhängigkeit des Stromes und der Umgebungstemperatur dauernd überwacht und momentan registriert. Im weitern könnten durch den Einbau von geeigneten Stromwandlern auf der Stationsseite die Mantelströme des Systems überwacht und so gewisse Fehler erkannt werden.

In der Literatur sind auch wesentlich aufwendigere Überwachungssysteme beschrieben, die neben der Überwachung der Temperaturen der Kabel auch andere Betriebszustände, zum Beispiel Eindringen von Wasser, Austreten des Öles durch Lecks, erfassen können. Es besteht allgemein die Meinung, dass für Höchstspannungskabelanlagen solche Überwachungssysteme, mehr als dies bis jetzt der Fall war, studiert werden sollten. Damit könnten eventuell begehbare Kabelkanäle eingesparrt werden.

5. Zur Kostenfolge

Die Investitionskosten sind für zweisträngige 220-kV- und 380-kV-Kabelanlagen in Tabellen IV und V tabellarisch und in Fig. 26 und 27 grafisch für verschiedene Verhältnisse dargestellt. Es sei betont, dass es sich hier um Richtwerte mit der Basis 1977 und um Tendenzen handelt. Im wesentlichen geht es um den Unterschied zwischen den beiden Spannungsebenen sowie zwischen den beiden Verlegearten Rohrblock und Kabelkanal. Fig. 25 zeigt, in welchem Mass die Übertragungsleistung mit zunehmendem Querschnitt ansteigt. Die Übertragungsleistung der 380-kV-Leitung ist infolge des Spannungsunterschiedes wesentlich grösser als diejenige der 220-kV-Leitung. In Fig. 28 ist der Orientierung halber der Kabelpreis grafisch dargestellt. Aus Fig. 26 ist ersichtlich, dass die absoluten Kosten pro Kilometer nicht linear mit der Übertragungsleistung ansteigen. Die Kurven verlaufen annähernd parabolisch zunehmend, wobei für die theoretische Leistung Null bestimmte Festkosten resultieren. Die spezifischen Kosten, das heisst die Kosten pro Kilometer und MVA, sind in Fig. 27 dargestellt. Hier wird offenbar, dass für jeden Anlagentyp eine kostenmässig optimale Leistung auftritt. Aus baulichen Gründen ist der Kabelkanal teurer als die Rohrblockanlage.

6. Allgemeine Bemerkungen

Die Verwendung von Betriebsspannungen bis 150 kV für Kabel ist in den Großstädten wie Basel, Bern, Genf und Zürich bereits eine normale Technik geworden. Hingegen ist nicht wahrscheinlich, dass eine Verkabelung der Übertragungsleitungen, deren Betriebsspannungen in der Schweiz in den Bereich von 100 bis 380 kV fallen, vollumfänglich verlangt werden kann. Wenn dies der Fall wäre, müsste man besondere Kanäle auf den Verkehrsstrassen ins Auge fassen, um eine schweizerische Versorgungsader mit einer grossen Übertragungskapazität zu erhalten. Aus verschiedenen Gründen muss eine solche Lösung als utopisch betrachtet werden.

Die Freileitungsabgänge in bestimmten Unterstationen könnten in Zukunft zu Schwierigkeiten führen sowie auch verschiedene Leitungen, deren Trasse eine grössere Einwohnerschaft stört (Zonen mit starker oder mittlerer Bevölkerungsdichte). In dieser Richtung ist bei der Frage der Verkabelung von Höchstspannungsleitungen der Schwerpunkt zu setzen.

In den Tabellen VI und VII sowie in den Figuren 29 bis 32 ist eine Kabelstatistik der Schweiz mit Stand Ende 1975 wiedergegeben, wobei alle Betriebsspannungen über 100 kV berücksichtigt sind. Hinsichtlich der Kabeltypen wird zwischen Öl-

Verlegung in Rohrblock. Vergleich der Investitionskosten Tabelle IV

	Querschnitt mm ² Nennspannung kV	Übertragungs- leistung MVA	Kosten	
			Mio Fr./km	Fr./km MVA
1	2 × 3 × 1200 220	2 × 416 = 832	4,18	5020.–
2	2 × 3 × 1500 220	2 × 454 = 908	4,66	5130.–
3	2 × 3 × 2000 220	2 × 504 = 1008	5,58	5540.–
4	2 × 3 × 1200 380	2 × 665 = 1330	4,64	3490.–
5	2 × 3 × 1500 380	2 × 717 = 1434	5,14	3580.–
6	2 × 3 × 2000 380	2 × 780 = 1560	5,96	3820.–

In den Kosten sind nicht inbegriffen: Hindernisse, Bauland
Preisbasis 1977

Verlegung im Kanal. Vergleich der Investitionskosten Tabelle V

	Querschnitt mm ² Nennspannung kV	Übertragungs- leistung MVA	Kosten	
			Mio Fr./km	Fr./km MVA
7	2 × 3 × 1200 220	2 × 450 = 900	6,55	7280.–
8	2 × 3 × 1500 220	2 × 508 = 1016	7,01	6900.–
9	2 × 3 × 2000 220	2 × 586 = 1172	8,30	7080.–
10	2 × 3 × 1200 380	2 × 727 = 1454	6,98	4800.–
11	2 × 3 × 1500 380	2 × 859 = 1718	7,49	4360.–
12	2 × 3 × 2000 380	2 × 964 = 1928	8,31	4310.–

In den Kosten sind nicht inbegriffen: Hindernisse, Bauland
Preisbasis 1977

Statistik für Kabel mit Nennspannungen über 100 kV. Auswertung nach «Betriebsart» (Kabellängen)

Tabelle VI

Kabeltyp		Verbundleitung	Netzbetriebs- leitung	Stichleitung Kraftwerk	Stichleitung Unterwerk	Total
Ölpapierkabel 220 kV	m	23 681	2 300	15 980	–	41 961
Ölpapierkabel 150 kV	m	6 762	44 757	15 684	17 305	84 508
Total	m	30 443	47 057	31 664	17 305	126 469
	%	24,1	37,2	25,0	13,7	100,0
Gasinnen- und Gasaussendruckkabel 220 kV	m	–	–	3 560	–	3 560
Gasinnen- und Gasaussendruckkabel 150 kV	m	–	75 003	–	–	75 003
Total	m	–	75 003	3 560	–	78 563
	%	–	95,5	4,5	–	100,0
Öl- und Gaskabel	m	30 443	122 060	35 224	17 305	205 032
	%	14,8	59,6	17,2	8,4	100,0

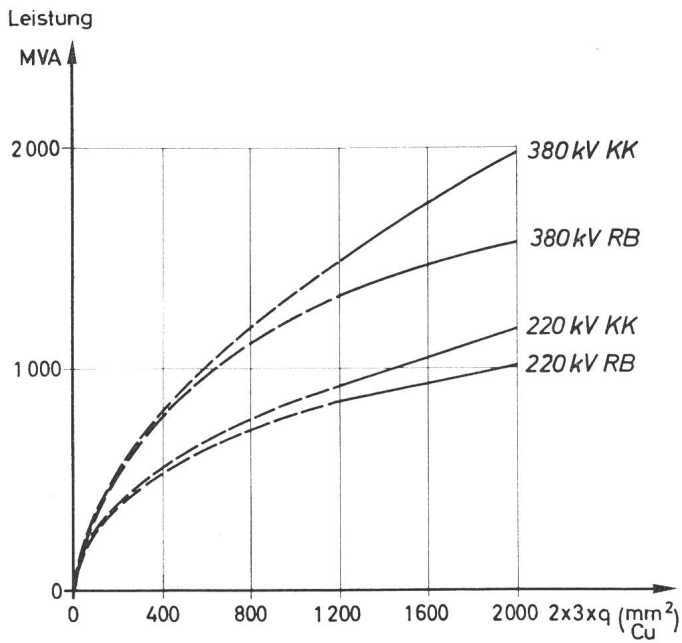


Fig. 25 Übertragungsleistung in Abhängigkeit des Leiterquerschnittes des Kabels. Vergleich Rohrblock-Kabelkanal

KK = Kabelkanal --- geschätzt
 RB = Rohrblock

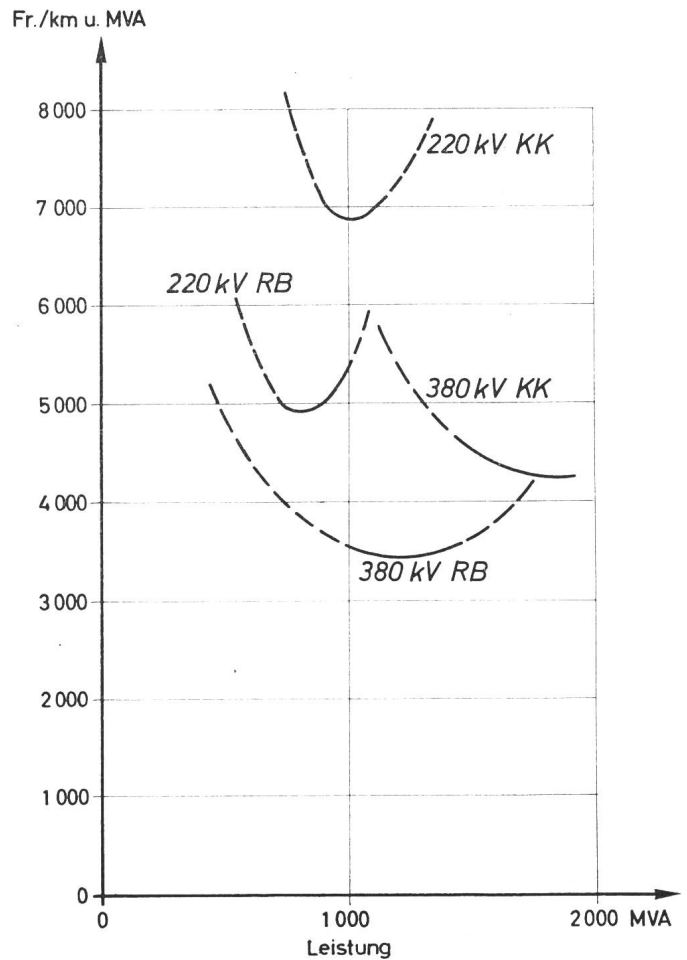


Fig. 27 Investitionskostenvergleich Rohrblock-Kabelkanal $2 \times 3 \times q$

RB: Rohrblock In den Preisen sind nicht
 KK: Kabelkanal inbegriffen:
 --- geschätzt Hindernisse und Bauland
 Preisbasis 1977

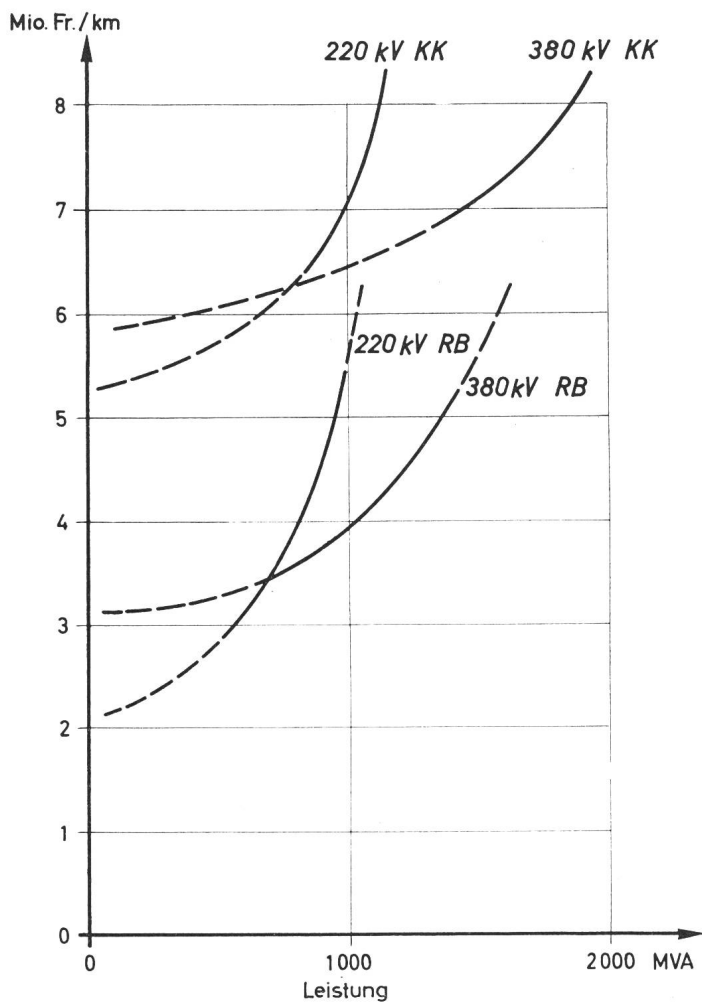


Fig. 26 Investitionskostenvergleich Rohrblockanordnung-Kabelkanal $2 \times 3 \times q$

RB: Rohrblock In den Kosten sind nicht
 KK: Kabelkanal inbegriffen:
 --- geschätzt Hindernisse und Bauland
 Preisbasis 1977

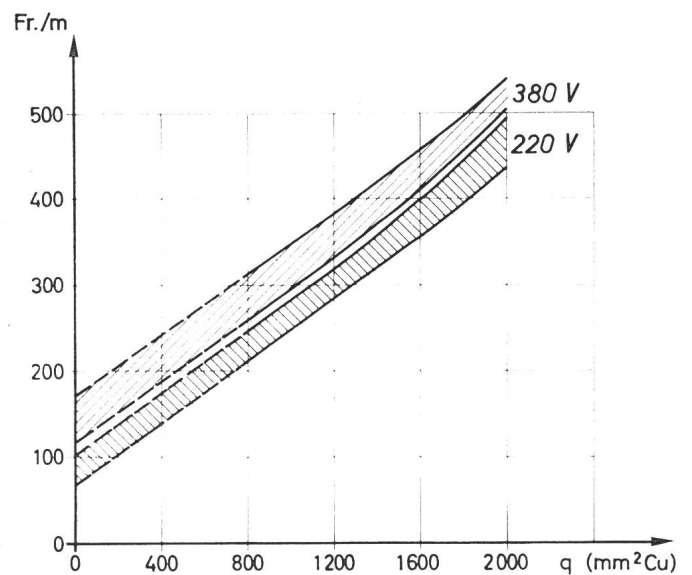


Fig. 28 Preise für 220-kV- und 380-kV-Kabel in Abhängigkeit des Querschnittes (Einleiterkabel; für einen dreiphasigen Strang dreifache Kosten)

Obere Streugrenze 20 bar Preisbasis 1977
 Untere Streugrenze 10 bar

Kabelart		Kanal Stollen (Tablar) m	PVC-Block m	Kabel-deckstein m	Zement-rohre m	Sand m	PE-Rohr m	Total m
Ölpapierkabel 220 kV	m	30 640	2 600	8 721	–	–	–	41 961
Ölpapierkabel 150 kV	m	12 480	9 751	60 577	–	–	1 700	84 508
Total	m	43 120	12 351	69 298	–	–	1 700	126 469
	%	34,1	9,8	54,8	–	–	1,3	100,0
Gasinnen- und Gasaussendruckkabel 220 kV	m	2 400	–	1 160	–	–	–	3 560
Gasinnen- und Gasaussendruckkabel 150 kV	m	10 938	–	3 970	33 257	26 838	–	75 003
Total	m	13 338	–	5 130	33 257	26 838	–	78 563
	%	17,0	–	6,5	42,3	34,2	–	100,0
Öl- und Gaskabel	m	56 458	12 351	74 428	33 257	26 838	1 700	205 032
	%	27,6	6,0	36,3	16,2	13,1	0,8	100,0

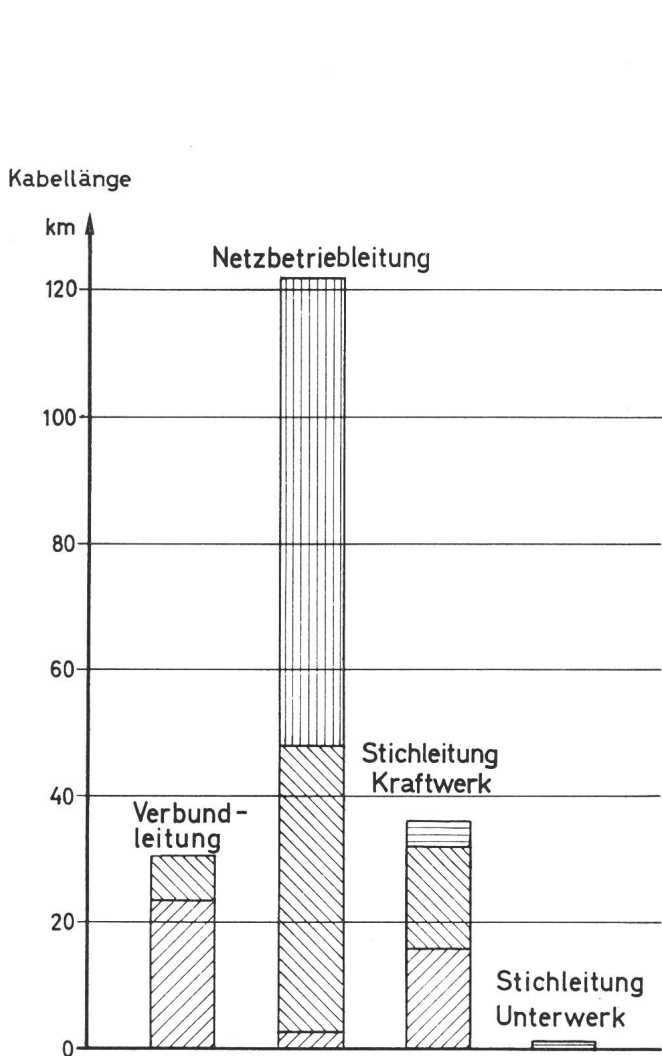


Fig. 29 Verlegte Kabellängen mit Nennspannungen über 100 kV (Stand Ende 1975)

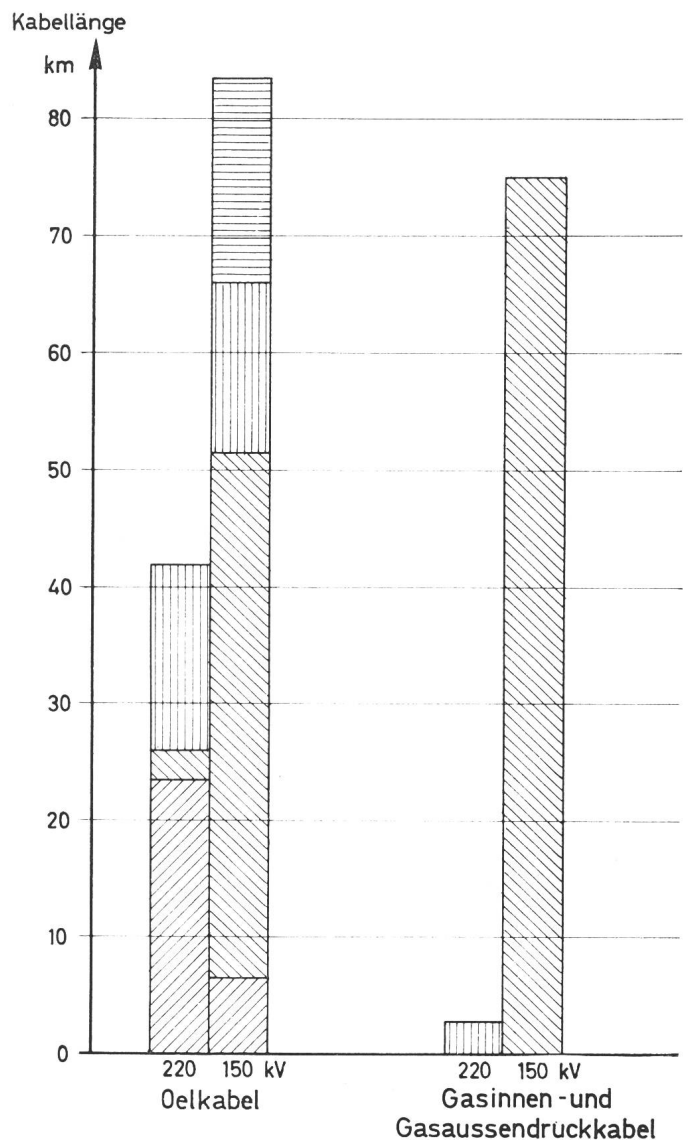
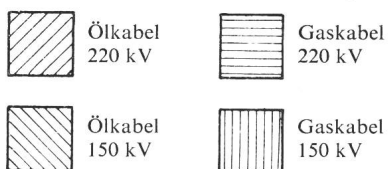
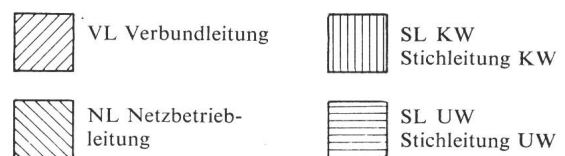


Fig. 30 Verlegte Kabellängen mit Nennspannungen über 100 kV (Stand Ende 1975)



papierkabeln und Gasdruckkabeln unterschieden. In bezug auf die betriebliche Verwendung ist eine Unterteilung der Leitungstypen in Verbundleitungen, Netzbetriebsleitungen, Stichleitungen ab Kraftwerk sowie Unterwerk vorgenommen worden. Als Spannungsebenen treten 150 und 220 kV auf. In der Schweiz ist heute für 380 kV erst ein Kabelstück von 6 m Länge in Betrieb. In der Statistik sind die verschiedenen Verlegearten der Kabel berücksichtigt. Tabelle VI gibt die Kabellängen, nach Kabel- und Leitungstypen gruppiert, tabellarisch an. In Fig. 29 und 30 sind sie nach den entsprechenden Gesichtspunkten grafisch dargestellt. Die Tabelle VII enthält die Auswertung der Kabellängen nach der Verlegungsart der

Kabel, unterteilt in Ölpapier- sowie Gasinnen- und Gasaussendruckkabel. In Fig. 31 und 32 sind die Kabellängen nach den entsprechenden Gesichtspunkten grafisch dargestellt.

Aus der Statistik geht hervor, dass unter den Gasinnen- und Gasaussendruckkabeln praktisch nur solche der 150-kV-Ebene verlegt sind. Allgemein werden die 150-kV-Kabel als Netzbetriebsleitungen gebaut (grosse Städte). Unter den Verlegearten tritt die Verlegung in Kabeldeckstein hervor, gefolgt von der Verlegung in Kanälen und Stollen.

Der Anteil der Kabel am gesamtschweizerischen 220-kV-Netz beträgt nur etwa 0,7%.

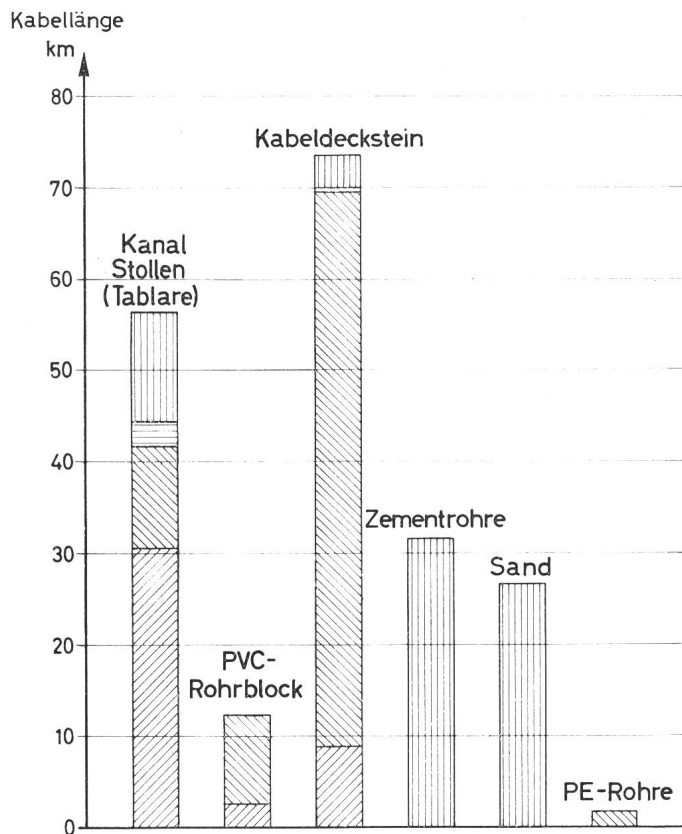


Fig. 31 Verlegte Kabellängen mit Nennspannungen über 100 kV (Stand Ende 1975)

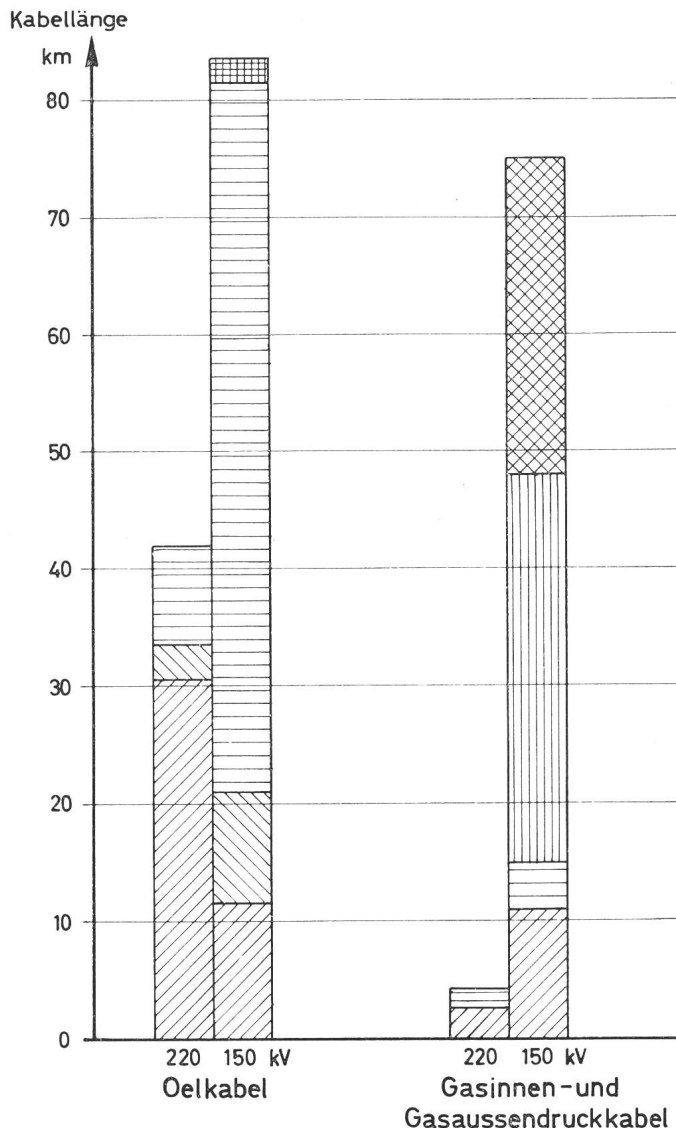
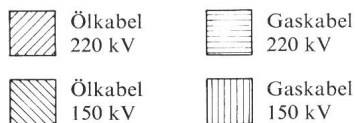
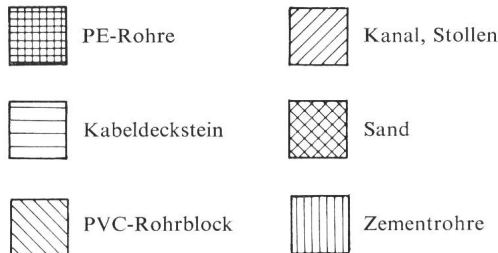


Fig. 32 Verlegte Kabellängen mit Nennspannungen über 100 kV (Stand Ende 1975)



7. Zusammenfassung und Schlussfolgerungen für die Energieübertragung (Grundsätze)

7.1 Zusammenfassung

Das schweizerische Hochspannungsnetz mit Spannungen von 100 kV und mehr besteht praktisch ausschliesslich aus Freileitungen. Dies geht deutlich aus Fig. 33 hervor, auf welcher das schweizerische Hochspannungsnetz, nur mit den Übertragungsleitungen mit Betriebsspannungen von über 100 kV, vereinfacht dargestellt ist.

Heute ist in der Schweiz die Herstellung von konventionellen Hochspannungskabeln bis 380 kV möglich; als Verbundleitung mit 220 kV im engsten Sinn ist indessen heute nur ein zweisträngiges Kabel mit einer Trasselänge von 2,6 km in Betrieb. Allgemein werden Freileitungen gebaut.

Diese Auslegung des schweizerischen Hochspannungsnetzes hat sich bewährt, und sie wird beim gegebenen Stand der Kabeltechnologie in nächster Zukunft keine wesentlichen Änderungen erfahren.

Die massgebenden Gesichtspunkte für die Beurteilung von Verkabelungen sind

- *technischer Art* und ergeben sich aus den günstigeren physikalischen Eigenschaften der Freileitungen,
- *betrieblicher Art*, als Folge längerer Nichtverfügbarkeit der Kabelleitungen bei Störungen, erschwelter Überwachung und empfindlicherer Technologie,
- und *schliesslich wirtschaftlicher Natur*. Die Kosten für Kabelleitungen sind unter sehr günstigen Verhältnissen ungefähr zehnmal höher als diejenigen von Freileitungen. Bei schwierigen Verhältnissen hingegen können die Kosten das Zwanzigfache überschreiten. Weitgehende Verkabelungen haben deshalb wesentliche Erhöhungen der Gesamtkosten im Netzbau und damit auch solche des Strompreises zur Folge.

7.2 Schlussfolgerungen

Beim Entscheid für oder gegen die Verkabelung von neuen oder bestehenden Freileitungen sind alle Fragen der Sicherheit, der Zuverlässigkeit und der Wirtschaftlichkeit der Stromversorgung gegen die berechtigten Anliegen eines Schutzes von Natur oder städtebaulichen Landschaften abzuwägen. Dieser Vergleich stellt die zuständigen Instanzen vor eine schwierige Aufgabe, gilt es doch quantifizierbare Beurteilungskriterien bezüglich der Stromversorgung mit den weitgehend immateriellen und subjektiven Anliegen des Natur- und Landschaftsschutzes zu vergleichen:

- Der Sicherheit der Versorgung mit elektrischer Energie ist grosse Bedeutung beizumessen. Dies wird auch im Schlussbericht der Eidg. Kommission für die Gesamtenergiekonzeption als unmittelbares Ziel der Energiepolitik festgelegt. Da Kabel mit Nennspannungen von 220 und 380 kV kosten- und betriebsaufwendige Anlagen sind, die im Schadenfall grosse Ausfälle in der Lieferung elektrischer Energie und Störungen im Verbundbetrieb zur Folge haben können, sollten solche Leitungen zugunsten der Versorgungssicherheit grundsätzlich als Freileitungen ausgeführt werden.

- Die Verkabelung von Höchstspannungsleitungen sollte nur dort in Erwägung gezogen werden, wo die Umgebungsbedingungen eine Freileitungsvariante eindeutig ausschliessen, die Kabelvariante sowohl technisch als auch wirtschaftlich verantwortet werden kann und deren immateriellen Vorteile nicht ausschliesslich optische Immissionen umfassen.

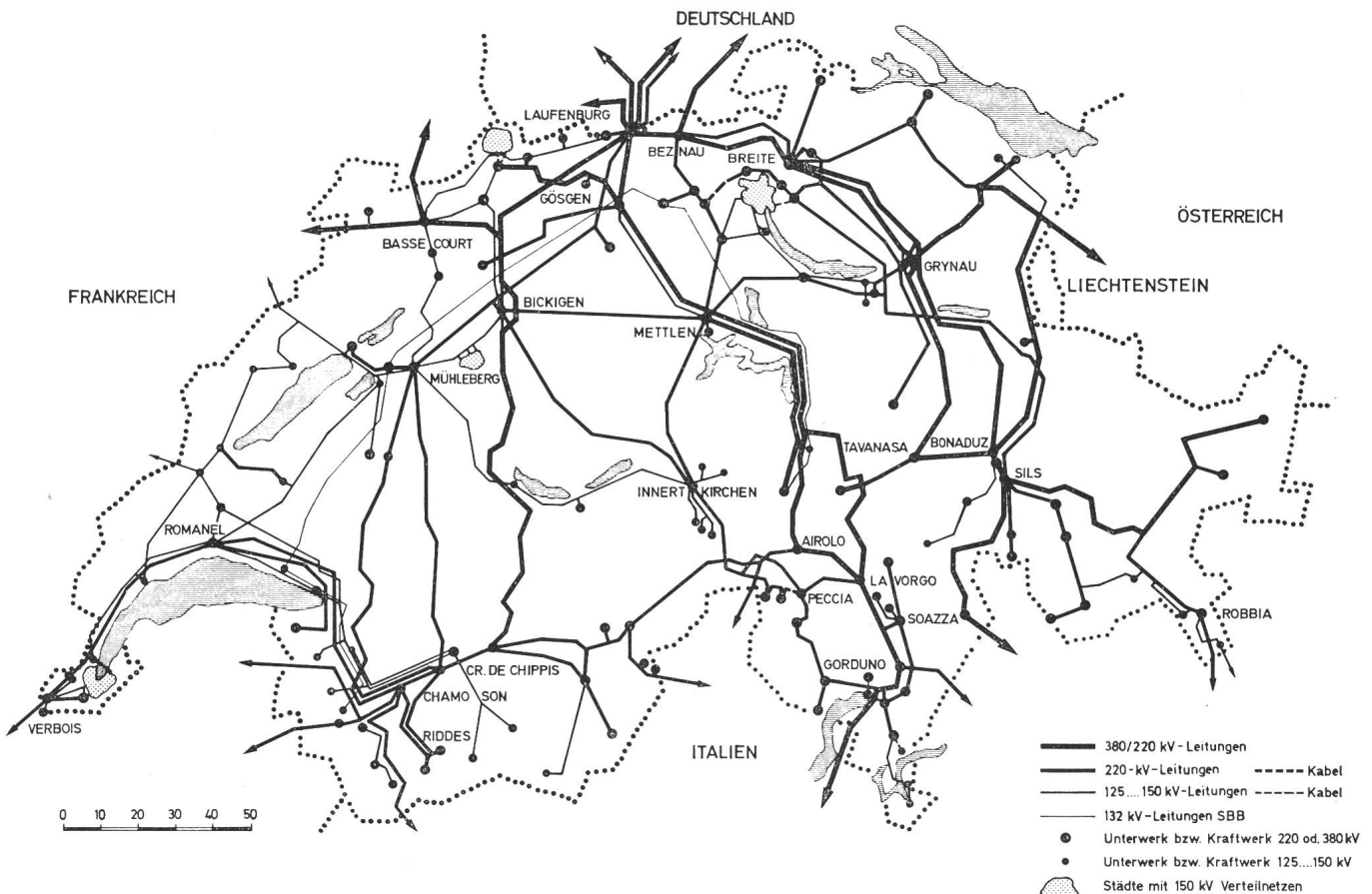


Fig. 33 Leitungskarte des schweizerischen Übertragungsnetzes über 100 kV. Vereinfacht (Stand 1. Januar 1979)

Literatur zum Fragenkatalog

I. Verschiedene Abschnitte der Literatur, die den Fragenkatalog betreffen

- [1] «Kabel oder Freileitung? Stellungnahme der Eidg. Kommission für elektrische Anlagen». Bull. SEV 61(1970)15, S. 197...209.
[2] «Richtlinien für die Kabeltechnik». VDEW 1966.

II. Besondere Hinweise

1. Rechtliche Fragen

Dienstbarkeitsverträge (VSE)

- [3] 70/1 Recht zur Erstellung und zum Betrieb einer Hochspannungsleitung.
[4] 70/2 Recht zur Erstellung und zum Betrieb einer elektrischen Hochspannungsleitung durch Waldgebiet.
[5] 70/3 Recht zur Erstellung und zum Betrieb von unterirdischen elektrischen Kabelleitungen.
[6] 70/4 Recht zur Errichtung, für den Betrieb und den Unterhalt einer Transformatorstation.
[7] 70/5 Bauverbot.
[8] 70/6 Bauverbot, Pflanz- und Benützungsbefreiung.
[9] 70/7 Wuchs- und Pflanzungsbeschränkung in einer Leitungsschneise.

2. Elektrotechnische Fragen

a) Verschiedene Fragen gleichzeitig betreffende Literatur

- [10] H. J. Heinemann: Starkstromkabel und -leitungen. ETZ-B 21(1969)14, S. 345...346.
[11] A. G. Porter: Underground for rural areas. Trans IEEE IGA 6(1970)1, p. 71 à 73.
[12] G. Wanser und F. Wisznerowicz: CIGRE 72 – Aktuelle Kabelfragen auf der Internationalen Hochspannungskonferenz. Elektrizitätswirtschaft 71(1972)26, S. 771.
[13] B. Capol: Hochleistungskabel für den Energietransport. Technische Rundschau 63(1971)52, S. 33.
[14] –: Hochleistungsübertragung mit Kabeln NZZ vom 16. 7. 1973, Mittagsausgabe, Nr. 324, S. 15 und 16, sowie Siemens Forsch. u. Entwickl. Berichte, Bd. 2(1973), Nr. 1.
[15] H. Bax: Stand und Entwicklungstendenzen der modernen deutschen Starkstromkabeltechnik. Elektrizitätswirtschaft 69(1970)15, S. 409...410.
[16] P. V. Hunter and J. T. Hazell: Development of power cables. London, Georges Newnes Ltd., 1956.

b) Literatur zu den betreffenden Fragen

Zu 2.4 Verminderung der Wirkleistungs-Transportkapazität

- [17] Dr. Eckhard, Abilgaard: Zukunftsaussichten für die Übertragung elektrischer Energie mit Freileitungen und Kabeln. Energie + Technik, 25. Jg., H. 4/1973.
[18] Eidg. Kom. f. elektr. Anlagen: Kabel oder Freileitung, Stellungnahme. Bulletin des SEV 61(1970).

Zu 2.7 Schlechte Überwachbarkeit der Isolationsgüte

- [19] K. Ruppel: Nachbildung von Erdschlüssen in Kabeln kleiner Mittelspannungsnetze mit isoliertem Sternpunkt. ETZ-A 90(1969)22, S. 577...581.
[20] R. Mathieu: L'absorption diélectrique des isolants composites. Processus et conséquences dans la technique des câbles. Câbles et Transmission 23(1969)4, p. 332...355.
[21] W. Oesterheld: Untersuchung der Alterungsvorgänge in Ölpapier- und Clophen-Papier-Dielektriken. Elektr. 23(1969)7, S. 290...292.

Zu 2.9 Wärmeleitung, Bodenaustrocknung und

zu 2.10 Bodenleitfähigkeit, thermische Belastbarkeit des Kabels

- [22] Max Schmid: Einfluss der wichtigsten Randbedingungen auf die thermische Belastbarkeit von Starkstromkabeln. Vortrag vom 15. 2. 1972 an der ETHZ. Druckschrift der Kabelwerke Cossonay.
[23] H. J. Heinemann: Kabelwärme und Bodenaustrocknung. F. u. G. Rdsch., 1967, H. 54, S. 26...37.
[24] R. G. Parr: Current Ratings for Distribution Cables. 62 Electrical Export Review July/Sept. 1970.
[25] IEC: Calcul du courant admissible dans les câbles en régime permanent. IEC Empfehlung, Nr. 287.
[26] B. Scholtyssek: Belastbarkeit von Kabeln in unbelüfteten Kanälen. Diss. TH Aachen 1969.
[27] R. Sorms: Thermische Belastbarkeit eines in Sand verlegten Kabels. ETZ-B, Bd. 20 (1968), S. 315...318.
[28] F. Winkler: Der Einfluss des Bettungsmaterials auf die Belastbarkeit von Energiekabeln. ETZ-A, Bd. 92 (1971), S. 131...137.
[29] G. Mainka: Berechnung der Belastbarkeit von in Erde verlegten Starkstromkabeln unter Berücksichtigung von Belastungsfaktor und Bodenaustrocknung. ETZ-A, Bd. 92 (1971), S. 125...130.
[30] E. F. Peschke: Hochleistungsübertragung mit Kabeln. Siemens Forschungs- und Entwicklungsbericht, Bd. 2 (1973), Nr. 1.
[31] W. Pétry: Thermische Dauerbelastbarkeit von Kabeln und Grenzen der konventionellen Kabeltechnik. ETZ-A, Bd. 92 (1971), H. 12, S. 725...731.
[32] W. Ochel: Starkstromkabel. ETZ-A, Bd. 89 (1968), H. 19/20, S. 500...506.
[33] Thermisch zulässige Belastbarkeit in Erde verlegter SF₆-Kabel. Elektrotechnische Zeitschrift (ETZ), Ausgabe A, Jg. 1973, H. 3.

Zu 2.11 Grosse Kurzschlussströme, mechanische und thermische Auswirkungen

- [34] M. Cehan-Racovita und P. Onica: Auf parallele Leiter beliebiger Anordnung wirkende Kurzschlusskräfte. Arch. Elektrotechn. 53(1970)6, S. 397...408.
[35] J. Bott: Zulässige Grenztemperaturen der Schirme von Starkstromkabeln bei Kurzschlussbelastung. ETZ-B 21(1969)11, S. 247...250.
[36] H. F. Maass: Electromagnetic forces on three parallel conductors with three-phase short-circuits. ETZ-A 93(1972)3, p. 166...169.
[37] H. Scholtz und D. Sander: Verhalten von Aluminium-Massivleiter-Kabeln in Schraubklemmen. ETZ-A 93(1972)8, S. 457...460.
[38] J. Bott: Kurzschlussbelastbarkeit von Schirmen elektrischer Kabel. Bulletin SEV 64(1973)15, S. 918...924.
[39] K. Zbinden: Hochstromversuche an Papierbleikabeln mit Endverschlüssen. Bulletin BBC 1(1973)1, S. 9.

- [40] –: Die Begrenzungskupplung. ETZ, Ausgabe A, 1966, H. 19.
[41] B. Drescher: Einrichtung zur Strombegrenzung in Wechselstromnetzen. Bulletin SEV 63(1972)12, S. 619...631.

Zu 2.12 Verminderung der Mantelverluste durch Auskreuzen der Mäntel (Cross bonding – Überspannungen)

- [42] W. Petry und H. K. Vierjuss: Einleiterkabel mit ausgekreuzten Mänteln. Elektrizitätswirtschaft 70. Jg. (1971), Nr. 26, S. 753...761.
[43] S. Takahashi: Studies on overvoltage phenomena in cable sheath circuit and measures. CIGRE Bericht 1966, No. 205.
[44] R. B. Hutson: Single-point bonded and cross bonded cable systems. Electr. Distribution (1966), p. 364...368.
[45] E. H. Ball, E. Occini und G. Luoni: Sheath overvoltages in high voltage cables resulting from special sheaths bonding corrections. Trans. IEEE Power Apparatus and Systems, No. 84(1965), p. 974...988.
[46] W. Watson und C. C. Erven: Surge potentials on underground cable sheath and joint insulation. Trans. IEEE, No. 66 (1963), p. 239...249.
[47] T. J. Burgess: Toronto Installation of 115-kV-Alu-Sheathed Oil-Filled Cable. Trans. IEEE Power App. and Syst., Aug. 1961.
[48] F. O. Wollaston und K. H. Kidd: Cable Sheath Jackets Requirements to Withstand abnormal voltage stresses. Trans. IEEE P.A.a.S., Febr. 1962.
[49] P. G. Provoost en J. J. Janssen: Stootspanningen in Kabels met een onderbroken loodmantel. Elektrotechniek 47 (1969) (20), S. 474...482.
[50] F. H. Kreuger: 150 kV Kabelverbindungen voor groot vermogen. Elektrotechniek 47 (1969) (20), S. 459...470.
[51] H. V. Stephanides und M. Schmid: Überspannungen bei Blitzschlägen an Kabeln mit ausgekreuzten Mänteln. Bull. SEV, Bd. 63 (1972), Nr. 3, S. 125...134.

Zu 2.13 Überspannungsprobleme

- [52] J. Stavnes: Alternation of Travelling Waves in High Voltage Cables. Report CIGRE 1960, No. 314bis.
[53] N. Hylten-Cavallins und Annestrand: Distortion of Travelling Waves in Power Cables and on Power Lines. Report CIGRE 1962, No. 325.
[54] M. Christoffel, E. Fischer und G. Hosemann: Überspannungsschutz von Transformator mit direkt eingeführtem Kabel bei Blitzeinschlag in die vorgelagerte Freileitung. ETZ-A, Bd. 83 (1962), Nr. 23, S. 761...772.
[55] U. Burger: Überspannungsableiter und Funkenstrecke als Schutz von Transformatoren mit direkt eingeführtem Kabel. Bull. SEV 57 (1966), Nr. 26, S. 1211...1220.
[56] P. Preissler: Kabel und Leitungen: Überspannungssicherer Kunststoff-Endverschluss. Techn. Mitt. AEG-Telefunken 59(1969)3/4, S. 200...201.
[57] Kh. Holland und F. Illers: Entwicklung, Prüfung und Bewährung eines Freiluft-Endverschlusses aus Giessharz für Mittelspannungskabel. ETZ-A 92 (1971)3, S. 147.

Zu 2.16 Verschiedene Kabeltypen (Ausführungsformen), Materialien

- [58] R. Schmitt: Polyäthylen ist nicht Polyäthylen. Elektrizitätswirtschaft 68(1969)26, S. 834...838.
[59] F. Illers und H. Kuhmann: Kabel mit Polyäthylen-Isolierung im Mittelspannungsnetz. ETZ-B 21(1969)24, S. 555...558.
[60] F. Feichtmayr und F. Würstlin: Polyäthylen als Hochspannungsisolierstoff für Energiekabel. Bulletin SEV 61(1970)2, S. 64...69.
[61] R. Mühlethaler: Polyvinylchlorid für elektrische Kabel und Drähte. Bulletin SEV 60(1969)15, S. 667...671.
[62] W.-D. Schuppe: Kunststoff zur Isolierung von Starkstromkabeln. Drahtwelt, 58(1972)3, S. 168...172.
[63] G. Kardos: Development of plastics cables. Electrical Times 161(1972)5 p. 43...45.
[64] R. Mühlethaler: Hochspannungs-Polyäthylenkabel (und weitere Lit.). Bulletin SEV 62(1971)5, S. 277...289.
[65] L. M. Sloman: Avoiding deterioration in elastomeric cable insulation. Electr. Times 162(1972)2, p. 31...35.
[66] W. Leppert und H. G. Müller: Hochspannungs-Isolierungen mit Kunststoffen in der Schaltanlagen- und Kabeltechnik. Bulletin ETZ-A 91(1970)3, S. 129.
[67] B. Eilhardt, E. Kindij, Th. Rummel und H.-D. Stenzel: Einfluss der mechanischen Spannungen auf die elektrische Durchschlagfestigkeit von Polyäthylenisolierungen. ETZ-A 92(1971)3, S. 138.
[68] W. Hetzer und H. Kuhmann: Herstellung und Einsatz von Starkstromkabel mit Isolierungen aus thermoplastischem und vernetztem Polyäthylen. ETZ-A 92(1971)3, S. 141.
[69] H. C. Doepken: Compressed-gas insulation in large coaxial systems. Trans. IEEE Power and Systems 88(1969)4, p. 364...369.
[70] B. A. Gorjunow: Gasisolierte Kabel für Hoch- und Höchstspannungen. Elektr. 26(1972)3, S. 55...58.
[71] –: SF-isolierte Rohrleiter zum Übertragen elektrischer Energie. ETZ, Ausgabe B, 1973, H. 5.
[72] K. N. Mathes: Cryogenic cables dielectrics. Trans. IEEE Electrical Insulation 4 (1969)1, p. 2...7.
[73] H. Voigt: Supraleitende Wechselstromkabel flexibler Bauart mit Niob/Zinn-Bandleitern. ETZ-A 94(1973)5, S. 256.
[74] W. Kafka: Entwurf eines Supraleitungs-Drehstromkabels. ETZ-A 90(1969)4, S. 89...92.
[75] P. Klady: Energieübertragung durch tiefstgeköhlte, besonders supraleitende Kabel. Bulletin SEV 61(1970)25, S. 1179.
[76] F. W. Keeley: Neue Werkstoffe für Kabel und Leitungen. Elektrotechnik 51(1969)5, S. 21...22 und 26.
[77] H. Birnbreier e.a.: Câbles à haute puissance à refroidissement intérieur ou extérieur par eau. Rapport CIGRE, N° 21-09(1974).
[78] G. Luoni, G. Maschio und W. G. Lawson: Study mechanical behaviour of cables in integral-pipe water-cooled systems. Proc. IEE 124(1977)3, p. 295...302.
[79] U. C. Arnaud a.o.: Development and trials of the 400 kV integral pipe-cooled cable system. Proc. IEE 124(1977)3, p. 286...294.
[80] W. Rasquin: Grenzleistungen von Höchstspannungskabeln mit innerer Wasserkühlung. ETZ-A 95(1974)2, S. 65...68.
[81] R. D. Steckel und E. Zimmermann: Hochleistungskabel mit innerer Wasserkühlung. BBC-Nachrichten 58(1976)8, S. 321.
[82] H. Brakelmann und W. Rasquin: Leitergekühlte Hochleistungskabel mit Kühlwasserrohren aus Edelstahl. ETZ-A 97(1976)3, S. 148...152.
[83] B. Schmidt und R. D. Steckel: Korrosionsuntersuchungen an leitergekühlten Hochleistungskabeln mit Kühlwasserrohren aus Aluminium. ETZ-A 97(1976)3, S. 152...156.
[84] J. Friedrich: Endverschlüsse für leitergekühlte Hochleistungskabel. Wirkungsweise und Versuchserfahrungen. ETZ-A 98(1977)7, S. 485...487.

- [85] *W. Breilmann und H.W. Lücking*: Grenzleistung und Bemessung von HGÜ-Kabeln mit Leiterkühlung. ETZ-A 97(1976)7, S. 417...422.
- [86] *G.M. Lanfranchi, G. Maschio and E. Occhini*: Self-contained oil-filled cables for high power transmission in the 750...1200 kV range. IEEE Trans. PAS 93(1974)5, p. 1535...1545.
- [87] *J. Krupski, G. Linke and E. Preschke*: Zwangskühlung von Einleiter-Ölkabeln bis 380 kV. Elektrizitätswirtschaft. 74(1975)26, S. 934...941.
- [88] *H.K. Beale* e.a.: Application de techniques de refroidissement forcé intense aux câbles à huile fluide et à leurs accessoires pour circuits de transport de forte puissance. Rapport CIGRE, N° 21-09(1968).
- [89] *C.A. Arkell, R.B. Hudson and J.A. Nicholson*: Development of internally oil-cooled cable systems. Proc. IEE 124(1977)3, p. 317...325.
- [90] *H. Falke*: Contribution de discussion. CIGRE, Gr. 21, p. 40...41. 1974.
- [91] *R. Bochenek* u.a.: Supraleitendes flexibles Hochleistungs-Gleichstromkabel. ETZ-B 26(1974)8/9, S. 215...219.
- [92] *C. Bogner*: Transmission of electrical energy by superconducting cables. In: *S. Foner and B.B. Schwartz*: Superconducting machines and devices. Large systems applications. New York/London, Plenum Press 1974, p. 401...548.
- Zu 2.17 Mechanischer Kabelschutz*
- [93] *A. Büren*: Kabelschutzrohre aus Kunststoffen. Bulletin SEV 63(1972)14, S. 772.
- Zu 2.18 Verlegearten*
- [94] *Max Schmid*: Einfluss der wichtigsten Randbedingungen auf die thermische Belastbarkeit von Starkstromkabeln. Vortrag vom 15. 2. 1972 an der ETHZ, Druckschrift der Kabelwerke Cossonay.
- [95] *Hans-Jürgen Haubrich*: Belüftete Kabelkanäle für unterirdische Hochleistungsübertragungen. ETZ-A, Bd. 94 (1973), H. 3, S. 147...152.
- [96] *B. Scholtyssek*: Belastbarkeit von Kabeltrassen in unbelüfteten Kanälen. Diss. TH Aachen 1969.
- [97] *G. Bazzi, etc.*: 220 kV Cable connection in Rome. Transactions Paper No. 71 TP 556 - PWR.
- [98] *M.G. Froidure*: L'évolution récente de la technique des canalisations à haute et très haute tension sur les réseaux français. Bulletin de la Société française des électriciens, 8^e série, tome I, N° 8 (août 1960).
- [99] *D.T. Hollingsworth*: Underground power cables—past, present and future. Electronics and Power 15(1969)9, p. 314-319.

3. Bautechnische Fragen

Zu 3.4 Baugrunddaten

- [100] *S.Y. King, A.A. Halfier and S.K.L. Poon*: External thermal resistances of buried cables. Electr. Engng. Trans. I.E. Australia 8(1972)1, p. 22...26.

Zu 3.6 Kreuzungen

- [101] *W. Pöhler*: Beeinflussung von Leistungskabeln durch Ferndampfleitungen in Hameln. Elektrizitätswirtschaft, Jg. 69 (1970), H. 8, S. 236...239.

Zu 3.11 Raumbedarf der verschiedenen Verlegearten

- [102] *J. Wecke*: Zur Praxis der Kabelverlegung im Erdreich. Elektrizitätswirtschaft 72(1973)3, S. 45.

Zu 3.13 Verlegung im Tunnel

- [103] *S.A. des Câbleries et Tréfileries de Cossonay*: Ölkabel unter der Wölbung eines Bahntunnels verlegt. Technische Notiz 2.
- [104] *C.A. Arkell* a.o.: Design and construction of the 400 kV cable system for the Severn tunnel. Proc. IEE 124(1977)3, p. 303...316.

4. Betriebliche Fragen

a) Verschiedene Fragen gleichzeitig betreffende Literatur

- [105] *E.H. Ball, I.D. Endacott et P.B. Jones*: Câbles à huile fluide sous gaine, Expérience pratique en Grande-Bretagne et possibilités d'avenir. Rapport CIGRE 1972, N° 21-02.
- [106] *M.R. Tellier*: Quelques résultats d'essais directs sur le réseau à haute tension. Bulletin de la Société française des électriciens, 8^e série, tome I, N° 8 (août 1960).
- [107] *L. Madjar*: Wirtschaftliche Verteilanlagen durch Einheitskabel. Elektrizitätsverwertung 45 (1970), S. 13.

b) Literatur zu den betreffenden einzelnen Fragen

Zu 4.2 Fehlerortung

- [108] -: Seminar, Kabelfehlerortung aus internationaler Sicht, in Wuppertal. Elektrizitätswirtschaft 70 (1971), H. 26, S. 729...738.
- [109] VDE: VDE-Richtlinien für die Kabeltechnik.
- [110] *A.J. Heinemann*: Höchstspannungskabel für städtische und industrielle Verteilnetze. Bulletin SEV 56(1965)12, 12. Juni, S. 464...470.

Zu 4.6 Korrosion

- [111] *F. Sandmeier*, Bern: Wie erkennt man Art und Ursache der Schäden an Bleikabeln? Technische Mitteilungen der PTT, Nr. 5/6, 1944/45.
- [112] *R. Gretsich und H. Kölliker*, Bern: Zwanzig Jahre Kabelfehlerstatistik. Technische Mitteilungen PTT, Nr. 1 und 2, 1950.
- [113] *K. Vöggtli*, Bern: Probleme der Bleikabelkorrosion. Technische Mitteilungen PTT 6/1971.
- [114] CEI: Corrosion et protection cathodique par le GT 03 du CE 36. Elektra, N° 29, juillet 1973.
- [115] CCITT: Recommandations pour la protection des câbles souterrains contre la corrosion (1960/65/70). Edités par le CCITT.
- [116] *H. Neumann*: Über einen Kabelaufbau, bei dem der Nulleiter aus Aluminium durch Korrosion nicht unterbrochen werden kann. Elektrizitätswirtschaft 68(1969)26, S. 839...846.

Zu 4.10 Auswirkungen der kleinen Überlastbarkeit

- [117] *G. Studtmann*: Zur Überlastbarkeit elektrischer Betriebsmittel in Mittelspannungsnetzen. ETZ-A 90(1969)19, S. 466...469.

Zu 4.11 Nennbelastbarkeit

- [118] -: Erfahrungen mit Kunststoffkabeln. Bulletin SEV 60(1969)14, S. 647...649.

Zu 4.12 Beeinflussung durch andere Energieträger

- [119] *W. Pöhler*: Beeinflussung von Leistungskabeln durch Ferndampfleitungen in Hameln. Elektrizitätswirtschaft, Jg. 69 (1970), H. 8, S. 236...239.

Zu 4.16 Sicherheitsprobleme, Erdung an Arbeitsstellen

- [120] *K.H. Feist*: Erfordernisse der Erdung bei Kabeln mit äusserer isolierender Schutzhülle. Elektrizitätswirtschaft 68(1969)11, S. 361...364.