

# Höchstspannungs = Tagung Essen

6 Vorträge



Herausgegeben vom Elektrotechnischen Verein  
des rheinisch-westfälischen Industriebezirks e. V.  
Essen 1926

ISBN-13: 978-3-642-90162-1      e-ISBN-13: 978-3-642-92019-6  
DOI: 10.1007/978-3-642-92019-6

Softcovr reprint of the hardcover 1st edition 1926

# Elektrotechnischer Verein des rheinisch-westfälischen Industriebezirks

---

## Vorwort

Da zurzeit in Deutschland die Bestrebungen im Gange sind, die Mittelpunkte der Energieerzeugung untereinander sowie mit den Schwerpunkten des Energieverbrauchs durch Fernleitungen höchster Spannung zu verbinden und gerade in Rheinland und Westfalen mit zuerst derartige Höchstspannungsleitungen zwecks Übertragung bedeutender Energiemengen gebaut wurden, hatte es der „Elektrotechnische Verein für den rheinisch-westfälischen Industriebezirk“ übernommen, dieses so überaus interessante Problem als Thema einer besonderen Tagung zu wählen. Es sollten eine Reihe namhafter Fachleute einzelne Sonderfragen dieses Gesamtgebietes behandeln. Von der Fachwelt wurde es begrüßt, daß dieses akute und in seinen Einzelheiten noch weniger bekannte Problem zusammenhängend behandelt werden sollte, sind doch gerade auf dem Gebiet von Konstruktion und Betrieb von Freileitungen wie Kabeln höchster Spannung bedeutsame Fortschritte erzielt worden. Der überaus zahlreiche Besuch von maßgebenden Fachleuten aus allen deutschen Gauen bewies die Nützlichkeit dieser Aussprache und gestaltete die Tagung zu einem vollen Erfolg.

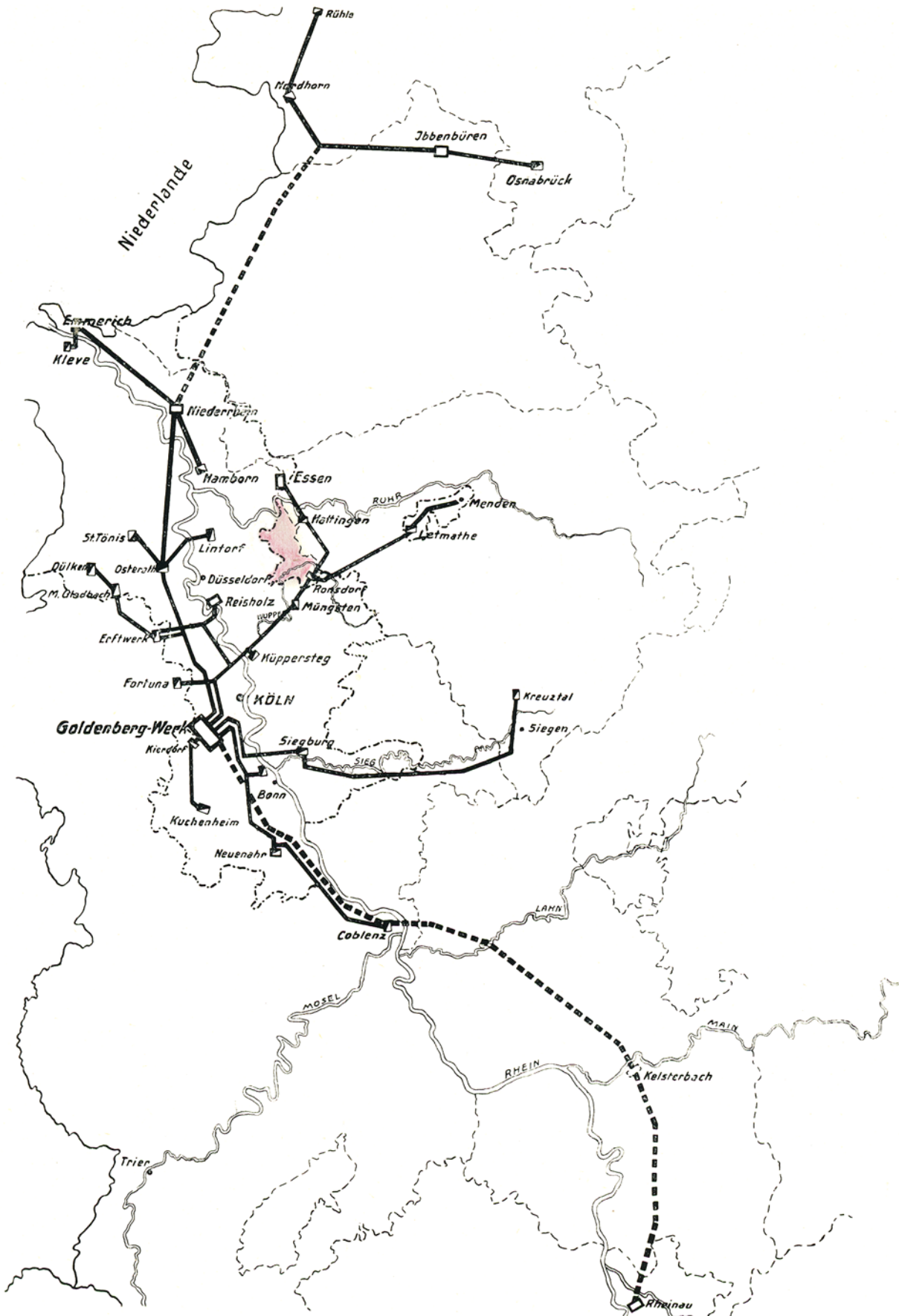
Der „Elektrotechnische Verein“ hält mit Rücksicht auf das große Interesse der Fachkreise an dem Höchstspannungs-Problem für angebracht, die bedeutsamen Vorträge mit der sich anschließenden Diskussion gesammelt herauszugeben und überreicht sie mit diesem Bande der Öffentlichkeit.

Der Vorstand  
i. A. Dr.-Ing. Vent

# Inhalt:

	Seite
1. „Großversorgung Deutschlands mit Elektrizität“ . . . . .	7—17
Dr.-Ing. Vent.	
2. „Höchstspannungs-Schaltanlagen“ . . . . .	19—36
Oberingenieur Weickert.	
3. „Höchstspannungs-Freileitungen“ . . . . .	37—45
Oberingenieur Dahl.	
4. „Konstruktion und Betrieb von Höchstspannungskabeln“ . . . . .	47—54
Dr. Meurer.	
5. „Leistungs-Übertragung und Spannungs-Regulierung von Höchstspannungsnetzen“	55—75
Oberingenieur Burger.	
6. „Höchstspannungs-Isolatoren“ . . . . .	77—84
Professor Binder.	
7. Diskussion . . . . .	85—107





Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk (Hochvoltnetz).

# Die Großstromversorgung Deutschlands.

Von Dr.-Ing. Vent, Essen.

---

Bei dem Thema der heutigen Tagung „Höchstspannung“ erschien es wünschenswert, den Teilnehmern, im besonderen den Mitgliedern des Elektrotechnischen Vereins, die nicht unmittelbar in der Stromlieferungsindustrie stehen, mit der Materie vertrauter zu machen, indem ein einleitender Vortrag über die Elektrizitätswirtschaft Deutschlands vorangeschickt wurde. In diesem soll also ein Überblick gegeben werden, inwieweit bereits zur Großstromversorgung Deutschlands Hoch- bzw. Höchstspannungs-Netze errichtet worden sind, um somit einen Beweis zu geben, welche Bedeutung die Höchstspannung für uns in Deutschland bereits erhalten hat. Daher geben die folgenden kurzen Ausführungen, durch Lichtbilder unterstützt, eine Übersicht über die Hochvoltnetze der einzelnen Landesversorgungen und der sonstigen Großunternehmen Deutschlands.

Da der Ort der Tagung — Essen — im Bezirk des Rheinisch-Westfälischen Elektrizitätswerkes liegt, sollen die Erläuterungen über dieses Unternehmen die Ausführungen einleiten.

Das Rheinisch-Westfälische Elektrizitätswerk (R. W. E.) hat sein Hauptversorgungsgebiet im nördlichen Teil der Rheinprovinz und neuerdings sind auch umfangreiche Gebiete im südlichen Teil der Provinz angeschlossen; außerdem versorgt es noch mehrere Kreise in den Provinzen Westfalen und Hannover. Im ganzen werden 79 preußische Stadt- und Landkreise vom R. W. E. voll oder teilweise mit Strom beliefert. In diesem ausgedehnten Gebiet besitzt es bereits ein großes Höchstspannungsnetz für 110 kV, von dem etwa 1300 km Leitungen in Betrieb und weitere 275 km in Bau bzw. Planung sind. Daneben besitzt es auch bereits Hochvoltleitungen für 220 kV. Eine Strecke von etwa 100 km ist schon früher errichtet worden und zurzeit sind über 400 km in Bau, eine Doppelleitung, die sich vom Goldenberg-Werk über Höchst nach Rheinau bei Mannheim erstreckt und eine Verbindung mit Bayernwerk und Badenwerk herstellt, so daß also auf diese Weise ein Energieaustausch zwischen der rheinischen Braunkohle und den süddeutschen Wasserkraften ermöglicht ist. Mit Rücksicht auf die großen Entfernungen werden bereits Erwägungen angestellt, zu noch höherer Spannung überzugehen. In dem Hochvoltnetz sind 15 große Stationen in Betrieb und weitere in Bau. Das R. W. E. hat bekanntlich im letzten Geschäftsjahr über 1 Milliarde Kilowattstunden verkauft und besitzt eine installierte Maschinenleistung von 475 000 Kilowatt, von denen auf das Goldenberg-Werk bei Köln allein 290 000 Kilowatt entfallen. Das projektierte Wasserkraftwerk an der luxemburgischen Grenze mit 600 000 kW im Endausbau soll nicht unerwähnt bleiben.

Das Goldenberg-Werk stellt naturgemäß den Energieschwerpunkt des R. W. E. dar und von hier aus gehen die Hochvoltleitungen strahlenförmig nach den verschiedenen Richtungen. Nach Norden führen die Leitungen einschließlich der Planungen über Wesel in das Niederrhein-Gebiet bis an die holländische Grenze, während gleichzeitig über Wesel eine Verbindung zu der Zentrale Ibbenbüren der Niedersächsischen Kraftwerke vorgesehen ist, um so auch dieses umfangreiche in den Provinzen Westfalen und Hannover gelegene Gebiet betriebstechnisch mit dem Stammunternehmen des R. W. E. zu verschmelzen. Weiterhin führt eine Leitung über Ronsdorf nach Letmathe - Menden, um ein gleichfalls abgelegenes Gebiet des R. W. E. zu

# VEREINIGTE ELEKTRIZITÄTSWERKE WESTFALEN

G. m. b. H.

DORTMUND — BOCHUM — MÜNSTER

## KRAFTWERKE UND HOCHSPANNUNGS-STRASSEN



versorgen und außerdem Strom an das Kommunale Elektrizitätswerk Mark (Hagen) zu liefern. Von Ronsdorf aus ist eine Zweigleitung über Hattingen in die Nähe von Essen gebaut. Eine dritte Hauptleitung geht in östlicher Richtung über Siegburg, Betzdorf bis Kreuztal bei Siegen und liefert von dieser Endstation aus Strom an das Elektrizitätswerk Siegerland G. m. b. H.-Siegen. Endlich führt eine Hauptleitung über Neuenahr nach Süden bis Koblenz und daneben ist die bereits erwähnte für 220 kV über Höchst bis Rheinau in Bau. Außerdem gibt es noch eine Reihe kürzere Strecken, welche die Verbindung mit dem Kraftwerk Fortuna vom Rheinischen Elektrizitätswerk im Braunkohlenrevier, einer Aluminiumfabrik — dem Erftwerk — usw. herstellen.

Die Stromversorgung des östlichen Teiles vom Ruhrgebiet erfolgt durch die Vereinigten Elektrizitätswerke Westfalen G. m. b. H. mit dem Sitz in Dortmund, deren Versorgungsgebiet den größten Teil der Provinz Westfalen umfaßt. Das Unternehmen selbst ist erst in jüngerer Zeit durch Zusammenschluß von drei Überlandwerken, nämlich dem Elektrizitätswerk Westfalen A.-G. in Bochum, dem Städtischen Elektrizitätswerk in Dortmund und dem Westfälischen Verbands-Elektrizitätswerk A.-G. in Dortmund entstanden. Auch hier ist ein Leitungsnetz für 100 kV errichtet worden, von dem bis jetzt 200 km in Betrieb (zunächst allerdings mit geringerer Spannung) und weitere 130 km in Bau sind. Diese Leitungen verbinden die beiden Kraftwerke in Hattingen und Kruckel und führen nach Norden in das Industriegebiet. Eine zweite Leitung dient zum Anschluß der nördlichen Kreise von Westfalen an das Hauptkraftwerk — das Gerstein-Werk —, von dem aus wiederum Verbindungen mit den anderen Kraftwerken vorgesehen sind.

Als Mittelspannung sind 50 kV gewählt und hierfür ist ein Netz von etwa 300 km Länge vorhanden. Die Leitungslänge des gesamten Hochspannungsnetzes beträgt 3500 km.

Den Vereinigten Elektrizitätswerken Westfalen stehen an Kraftwerken zur Verfügung:

Kraftwerk Dortmund . . . . .	23 800 Kilowatt
Kraftwerk Kruckel . . . . .	41 000 „
Gerstein-Werk . . . . .	44 800 „
Gemeinschaftswerk Hattingen . . . . .	50 500 „
	<hr/>
	160 100 Kilowatt.

Ferner beziehen sie noch Strom von Wasserkraftwerken mit 8900 Kilowatt Leistung und von Zechenkraftwerken mit 33 000 Kilowatt Leistung.

Die nutzbare Stromabgabe des Unternehmens betrug im Jahre 1925, bei einem Gesamt-Anschlußwert von 341 000 Kilowatt 270 Millionen Kilowattstunden, wobei sich die Zahl der unmittelbaren Stromabnehmer auf 148 500 und die Zahl der mittelbaren Stromabnehmer (Energie-Lieferungsverträge) auf 158 000 beliefen. Das Versorgungsgebiet erstreckt sich über 31 preußische Stadt- und Landkreise mit einem Flächeninhalt von 10 690 qm und 2 650 000 Einwohnern.

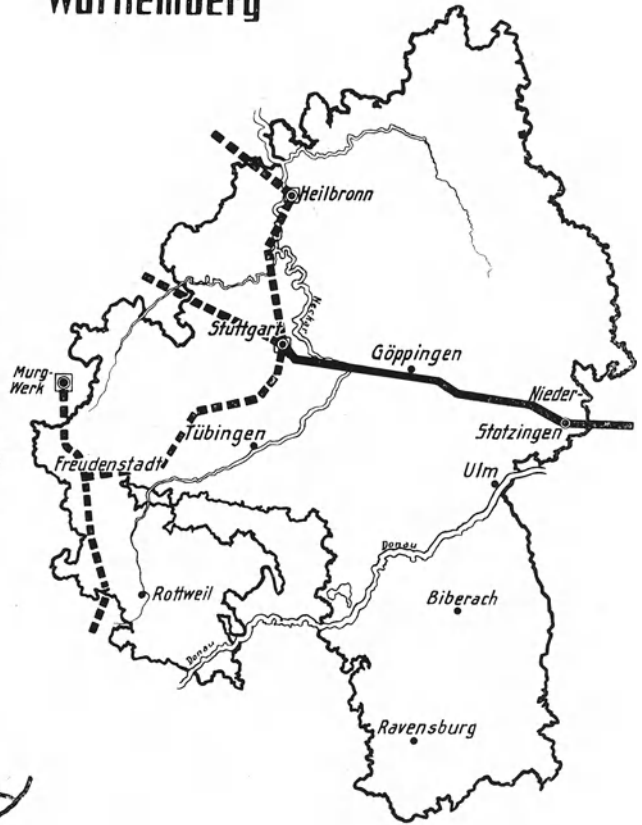
An dieses Westfälische Unternehmen schließt sich ein Gebiet an, daß in der Hauptsache vom preußischen Staat versorgt wird und sich in einem langen Streifen vom unteren Main über Kassel bis an die Küste nach Bremen—Hamburg erstreckt. Eine Leitung für 100 kV geht als Doppelleitung von den Kraftwerken am Main über Frankfurt, Kraftwerk Wölfersheim, Gießen nach dem Braunkohlenkraftwerk Borken mit einer Leitungslänge von insgesamt 330 km. Eine weitere 100 kV-Leitung, die allerdings noch mit niedriger Spannung betrieben wird, führt im Norden vom Kraftwerk Wiesmoor einmal nach Emden und dann nach Wilhelmshaven. Die einfache Länge beträgt etwa 160 km. Für die Mittelspannung von 60 bzw. 45 kV ist bereits ein umfangreiches Netz ausgebaut, so daß die vorhandenen Kraftwerke untereinander und mit den Hauptverbrauchsgebieten verbunden sind. Außerdem führen auch bereits Leitungen



### Ostpreussenwerk

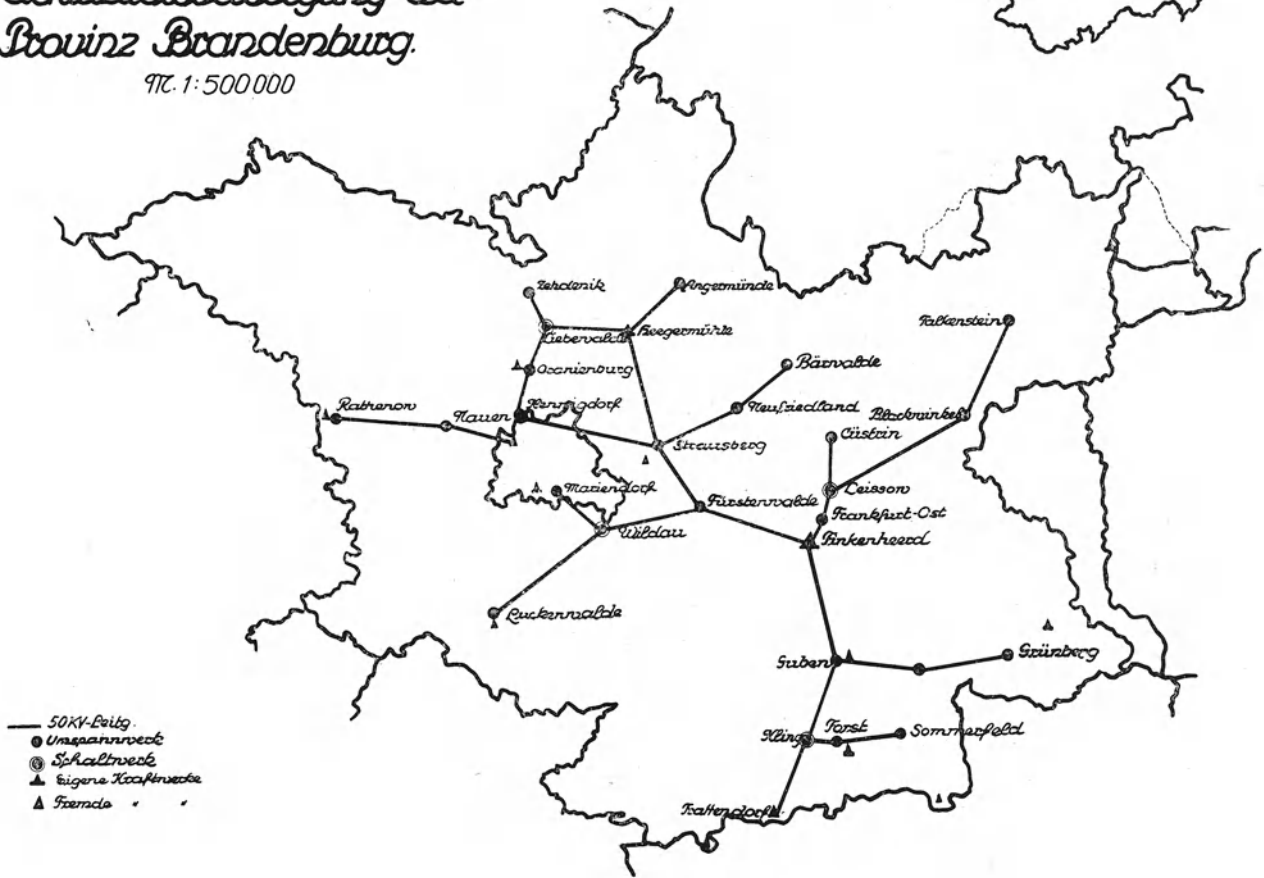


### Württemberg



### Elektrizitätsversorgung der Provinz Brandenburg.

1:1.500.000



in das Thüringische Nachbargebiet durch Anschluß an das Kraftwerk der Kaliwerke Wintershall und an das Kraftwerk Breitung der Thüringischen Elektrizitäts-Lieferungs-Gesellschaft A.-G., Gotha.

Bei den preußischen Betrieben handelt es sich hier um mehrere Unternehmen, die erst in jüngster Zeit in die Hand des Staates gelangt sind und die auch nach Art ihres Betriebes nicht eine solche geschlossene Organisation darstellen, wie die bisher erwähnten Werke.

Auf die Elektrizitätsunternehmen des preußischen Staates ist noch besonders zurückzukommen.

Die hauptsächlichsten Kraftwerke, welche in diesem Gebiet liegen, sind nachstehend angeführt:

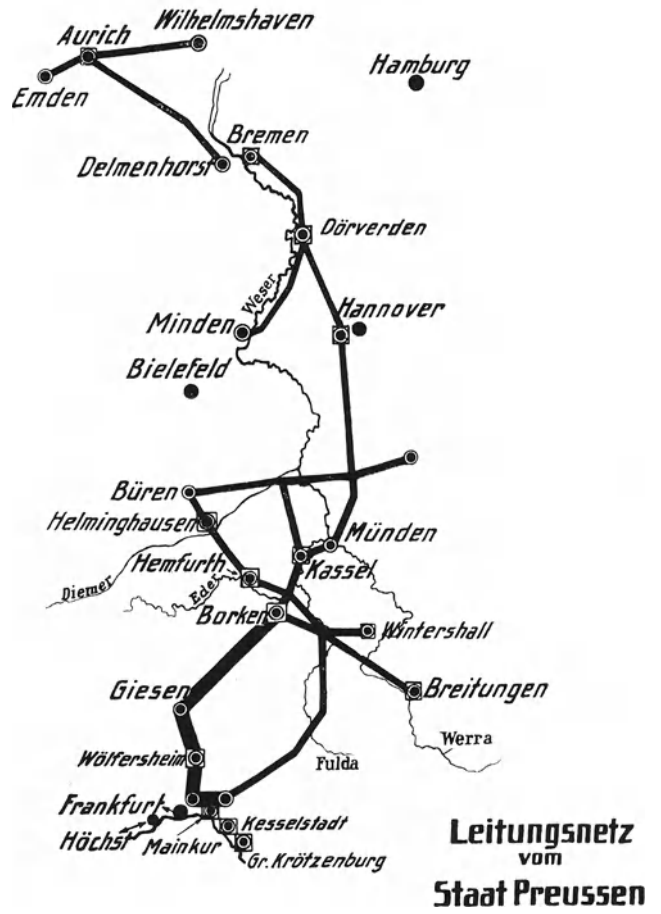
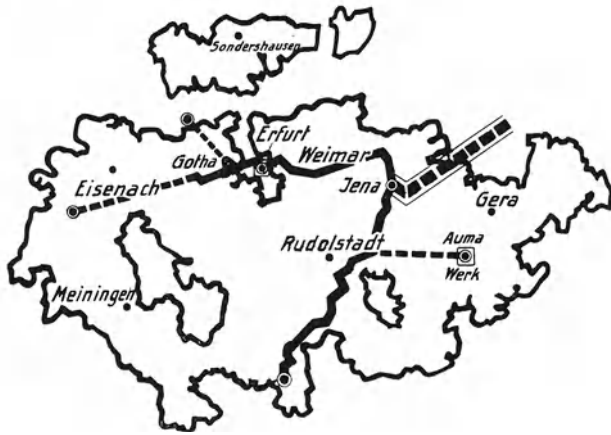
Wiesmoor . . . . .	19 500 kW	} zum Teil im Ausbau
Farge (Unterweser) . . . . .	16 000 „	
Hannover (Großkraftwerk) . . . . .	36 000 „	
Dörverden . . . . .	7 500 „	
Harburg . . . . .	11 500 „	
Borken . . . . .	32 800 „	
Freinhagen . . . . .	5 500 „	
Helminghausen . . . . .	2 000 „	
Hemfurth . . . . .	16 200 „	
Gr. Krotzenburg . . . . .	2 300 „	
Mainkur . . . . .	2 300 „	
Kesselstadt . . . . .	2 300 „	
Münden . . . . .	4 000 „	

Wie eben bereits ausgeführt, bestehen von dem erwähnten Leitungsnetz aus bereits Verbindungen nach dem Lande Thüringen, in dem es der Staat durch Gründung der Thüringischen Landes-Elektrizitätsversorgung A.-G. Thüringenwerk Weimar in die Hand genommen hat, eine einheitliche Elektrizitätsversorgung in die Wege zu leiten. Von Thüringenwerk wird zunächst ein Fernleitungsnetz gebaut, für das wegen der geringen Entfernungen und Energien die Spannung zu 50 kV gewählt ist. Für 100 kV hat man lediglich einen Anschluß von Jena zu dem 65 km entfernten Kraftwerk Böhlen der Sächsischen Werke geplant. Als Keimzelle dieses Hauptleitungsnetzes für 50 kV diente die vorhandene Leitung der Zeiß-Werke-Jena, welche an der Saale ein Kraftwerk errichtet hatten, und die Energie nach ihrem Unternehmen in Jena leiteten. Von hier aus erfolgte der weitere Ausbau über Apolda, Weimar, Erfurt nach Gotha und ebenso ist die Erschließung weiterer Teile im Süden des Landes durch 50 kV-Leitungen erfolgt bzw. geplant. Es kommt hier eine Länge von etwa 150 km Leitungen in Frage.

Eine gewisse Sonderstellung unter den Elektrizitätsunternehmen weisen die reichseigenen Elektrowerke A.-G., Berlin, auf, die in den drei Großkraftwerken Zschornowitz, Trattendorf und Lauta Strom erzeugen und diesen durch ein Hochvoltnetz fortleiten, dessen Betriebsspannung 100 000 Volt beträgt. Bekannt sind die Leitungen von Zschornowitz und Trattendorf nach Berlin, zu denen noch eine dritte von Zschornowitz über Brandenburg nach Spandau hinzugekommen ist. Weiter besteht von Lauta aus über Großenhain und von Zschornowitz aus über Leipzig Verbindung mit dem Hochvoltnetz der Sächsischen Werke und außerdem führt eine Hauptleitung von Zschornowitz nach Magdeburg. Hervorzuheben ist ferner eine Leitung, die nach Osten bis Burkau führt und nach Schlesien weiter gebaut werden sollte. Im ganzen sind bereits 1000 km 100 kV-Leitungen in Betrieb. Die Leistung der Kraftwerke beträgt:

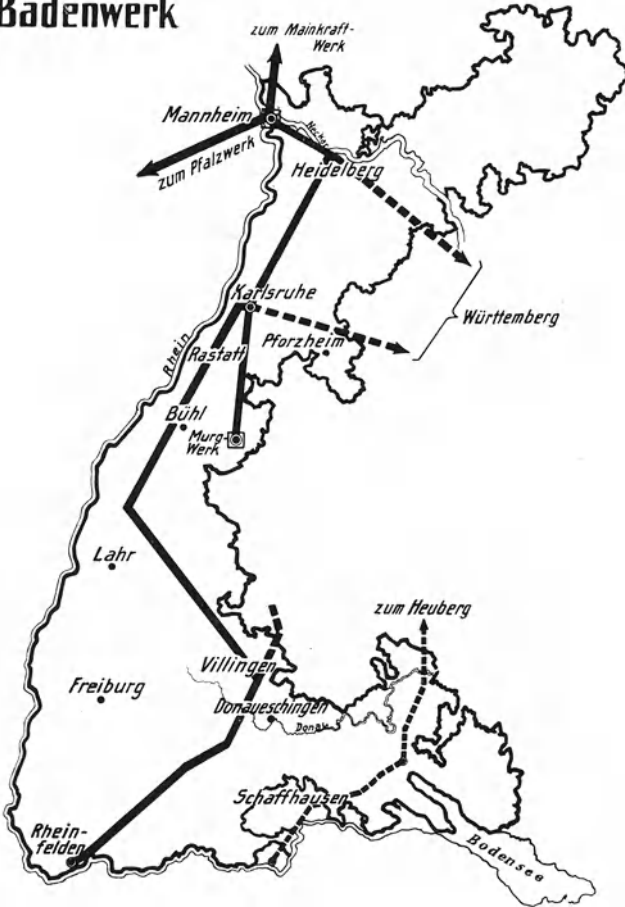
Zschornowitz . . . . .	160 000 Kilowatt
Trattendorf . . . . .	86 000 „
Lauta . . . . .	66 000 „
	<hr/>
	312 000 Kilowatt.

# Thüringenwerk



**Leitungsnetz vom Staat Preussen**

# Badenwerk



# Pfalzwerk





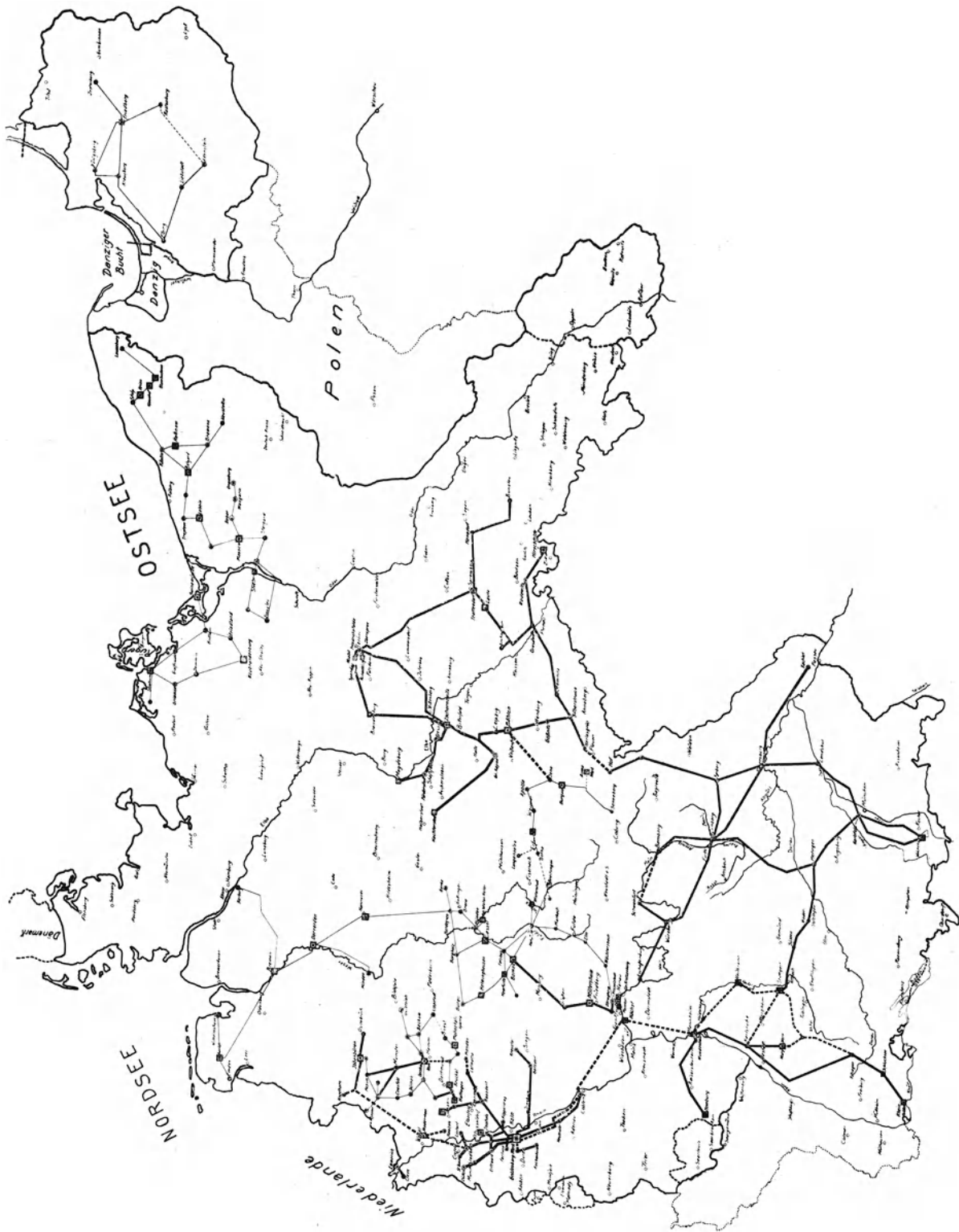
heitliche Stromversorgung eingerichtet hat. Es besteht hier eine Hauptleitung für 60 kV in Länge von 612 km, die sich von Insterburg über Friedland nach Elbing mit einigen Abzweigungen u. a. nach Königsberg erstreckt. Daneben wird ein Hochspannungsverteilungsnetz für 15 kV betrieben, das eine Länge von 4500 km aufweist. An Kraftwerken sind vorhanden:

Friedland . . . . .	14 480 kW
Gr. Wohndorf . . . . .	12 000 „
Elbing . . . . .	10 000 „
Königsberg . . . . .	16 500 „



Mit Rücksicht auf das vorwiegend ländliche Gebiet beträgt die abgegebene Energie etwa 50 Millionen kWh.

Ein bereits gut ausgebautes Hochvoltnetz befindet sich in dem ehemaligen Königreich Sachsen, welches vom Staate in Form eines besonderen Unternehmens, den Sächsischen Kraftwerken A.-G., betrieben wird. Entsprechend der Ausdehnung des Landes erstreckt sich die Hauptleitung von dem im Osten befindlichen Kraftwerk Hirschfelde aus über Dresden, Chemnitz



nach Herlasgrün. Von Dresden aus führt eine Leitung nördlich über Großenhain nach Lauta und stellt so die Verbindung mit den Elektrowerken her. Ferner ist von der Station Silberstraße zwischen Chemnitz und Herlasgrün eine Leitung nach Norden bis zum Kraftwerk Böhlen bzw. nach Leipzig gebaut, von wo aus wiederum eine 100 kV-Verbindung mit den Elektrowerken über Kraftwerk Zschornowitz besteht. Von Herlasgrün aus ist eine Verbindung nach Hof zum Bayernwerk geplant, so daß also die Sächsischen Werke mit den großen Hochvolt-Leitungs-Systemen der Elektrowerke und des Bayernwerkes in Verbindung stehen. Im Lande selbst ist der weitere Ausbau des Hochvoltnetzes im Gang.

In Betrieb sind bereits 850 km Hochvoltleitungen und weitere 300 km sind in Bau bzw. geplant. Zu erwähnen ist auch noch die Leitung, welche von Hirschfelde in die Provinz Schlesien zunächst bis Hermsdorf bei Görlitz führt. Das Mittelspannungsnetz in einer Ausdehnung von 400 km ist für 40 bzw. 30 kV errichtet.

An dieser Stelle ist ferner die erste deutsche 100 kV-Leitung Lauchhammer-Gröba zu erwähnen, die von privater Seite gebaut wurde. Sie wurde als Doppelleitung errichtet und die Strecke beträgt etwa 50 km. Durch eine 60 kV-Leitung ist sie mit der 100 kV-Station Großenhain der Sächsischen Werke verbunden und bildet somit einen Teil des Sächsischen Hochvolt-Leitungs-Systemes.

Das erwähnte Kraftwerk Hirschfelde verfügt über eine Leistung von 101 550 kW, dazu kommen noch weitere 10 500 kW Maschinenleistung in der Elbtalzentrale zu Pirna. Südlich Leipzig befindet sich das Kraftwerk Böhlen in Bau, das zunächst für 76 000 kW Maschinenleistung vorgesehen ist. Die nutzbare Energieabgabe der Sächsischen Werke belief sich im Jahre 1925 auf 356 Millionen.

Die Bayernwerk A.-G. hat bekanntlich in Bayern den systematischen Ausbau eines Höchstspannungsnetzes vorgenommen, um die bedeutenden Energiemengen der neu errichteten Kraftwerke am Walchensee und an der mittleren Isar auszunutzen und für das ganze Land dienstbar zu machen. Entsprechend nimmt das Hochvoltnetz seinen Ausgang vom Walchenseewerk und führt von hier zu der Hauptverteilungsstation Karlsfeld bei München, um sich von dort in zwei Hauptleitungen zu teilen. Die eine erstreckt sich nach Norden über Landshut, Regensburg, Amberg, Arnsberg, Hof, während die zweite Leitung von Karlsfeld über Meitingen bei Augsburg nach Nürnberg, Würzburg, Aschaffenburg führt. Von Nürnberg zweigt dann eine Leitung nach Bamberg, die zu einem Ring Schweinfurt-Würzburg ausgebaut wird, ab, während weiter eine Querverbindung mit Amberg hergestellt ist und so die beiden Hauptlinien miteinander verbindet. Außerdem ist noch eine Leitung in Bau, die von dem vor der Vollendung stehenden Kachletwerk bei Passau über Regensburg nach Nürnberg führt. Fast sämtliche Strecken sind als Doppelleitungen verlegt oder vorgesehen. Zu erwähnen ist noch, daß das Bayernwerk mit mehreren anderen Hochvoltnetzen in Verbindung steht. So von Meitingen aus über die Station Niederstotzingen mit der Württembergischen Landesversorgung, ferner von Aschaffenburg aus mit den Mainkraftwerken in Höchst und durch diese mit dem Rheinisch-Westfälischen Elektrizitätswerk und von Dettingen aus mit dem Leitungssystem des preußischen Staates und endlich ist von Hof aus eine Verbindung mit dem Hochvoltnetz der Sächsischen Werke geplant.

An 100 kV-Leitungen sind vom Bayernwerk bis jetzt rund 1100 km in Betrieb bzw. in Bau. Die Mittelspannungsnetze werden vorwiegend mit 60 000 kV betrieben und haben eine Gesamtlänge von etwa 17 000 km.

Die Kraftwerke, welche in erster Linie die Stromlieferung für das Bayernwerk ausführen, sind nachstehend mit ihren Leistungen angeführt:

Walchensee-Werk . . . . .	117 000 kW
Mittlere Isar: Finsing . . . . .	7 150 „
Aufkirgen . . . . .	17 150 „
Eitting . . . . .	16 450 „
Pffrombach . . . . .	13 600 „

Die sonstigen Wasser- und Dampf-Kraftwerke, wie z. B. die der Lech-Elektrizitätswerke A.-G. in Augsburg mit 42 000 kW versorgen zunächst die eigenen Versorgungsgebiete dieser Unternehmen, stehen aber gleichfalls mit dem Bayernwerk in Verbindung, um dem Leitungsnetz Strom zu entnehmen oder Überschußstrom zu liefern. Die Dampfkraftwerke dienen erst recht als Reserve- und Spitzen-Kraftwerke, so besonders das Großkraftwerk Franken bei Nürnberg mit 56 000 kW, das aber vollends nach Ausbau des Kachletwerkes mehr als Reserve dienen würde.

Im linksrheinischen Bayern haben die Pfalzwerke schon seit längerer Zeit eine 100 kV-Leitung auf eine Entfernung von 115 km errichtet, welche vom Kraftwerk Homburg im Saargebiet nach Ludwigshafen führt, das wieder Verbindung mit dem Großkraftwerk Mannheim hat. Das Kraftwerk Homburg mit einer Maschinenleistung von 20 000 kW fiel mit dem Friedensdiktat in das Saargebiet und infolgedessen wurde hierfür eine besondere französische Gesellschaft zum Betrieb des Werkes gegründet.

In Württemberg ist man gleichfalls mit dem Ausbau eines Hochvoltnetzes beschäftigt. Wie bereits vorher erwähnt, führt die Leitung von Niederstotzingen (Bayernwerk) über Stuttgart nach Heilbronn zu dem Großkraftwerk Württemberg und von hier aus in westlicher Richtung nach dem Großkraftwerk Mannheim. Von Württemberg aus bestehen verschiedene Verbindungen mit dem Leitungssystem des Badenwerkes. Mit 100 kV sind bis jetzt 200 km in Betrieb und weitere 220 km in Bau bzw. geplant. Mit der Mittelspannung von 60 kV sind etwa 600 km in Betrieb und weitere Leitungen in der Ausführung begriffen. Die bedeutendsten Kraftwerke in Württemberg sind:

Großkraftwerk Württemberg mit . . . . .	10 000 kW
Städt. Elektrizitätswerk Stuttgart mit . . . . .	36 000 „

In Baden wurde schon zeitig im Anschluß an das Murg-Wasserkraftwerk eine Höchstspannungsleitung für 100 kV errichtet, die von diesem Werk nach Karlsruhe und jetzt weiter bis nach Rheinau bei Mannheim geführt ist, von wo aus die Verbindung einmal mit den Pfalzwerken und dann mit den Mairkraftwerken bzw. dem Rheinisch-Westfälischen Elektrizitätswerk erfolgt. Die Hauptleitung vom Murgwerk bei Rheinau hat eine Streckenlänge von 106 km, während eine weitere Leitung von Karlsruhe nach Süden über Rastatt, Offenburg, Villingen, Vitznau, Schachen nach dem Oberrhein bei einer Entfernung von über 200 km führt, wo ein Zusammenschluß mit der Schweizerischen Kraftübertragung A.-G. erfolgt und so einen Energieaustausch mit der Schweiz ermöglicht. Von Villingen aus ist ein Abzweig nach Stuttgart geplant. Die Verteilung im Mittelspannungsnetz erfolgt hauptsächlich mit 20 kV und es ist hierfür bereits ein Netz von 1200 km vorhanden. Zu erwähnen ist noch eine Leitung für 45 kV in Längen von 17 km, die von dem am Rhein befindlichen Wasserkraftwerk in den südlichen Teil des Landes, dem Seekreis, führt. Die bedeutendsten Kraftwerke sind das Murgwerk mit 21 000 kW, das Schwarzenbachwerk mit 40 000 kW, das als das bedeutendste hydraulische Speicherkraftwerk Deutschlands bemerkenswert ist. Neben mehreren kleineren Werken ist noch das geplante Schluchsee-Werk hervorzuheben, das nach Vollendung etwa 250 000 kW installierte Maschinenleistung aufweisen und 500 Millionen Kilowattstunden erzeugen soll. Wie bereits bemerkt, arbeitet das Badenwerk mit einer größeren Reihe kleinerer Werke parallel und sein Stromverkauf stellte sich im Jahre 1924/25 auf etwas über 100 Millionen Kilowattstunden.



Die vorangegangenen Ausführungen lassen also erkennen, daß wir in Deutschland bereits ausgedehnte Höchstspannungsnetze für 100 kV besitzen, welche in größeren Ländern oder Landesteilen die Großstromversorgung vornehmen, indem die Elektrizität dann weiter in Umspannwerken auf die Mittelspannung transformiert wird und so wieder in kleineren Bezirken zur Verteilung gelangt. Beachtenswert ist hierbei, daß die hauptsächlichsten Hochvoltnetze bereits untereinander verbunden oder daß deren Verbindung geplant ist. Aus diesen Darlegungen ist also ersichtlich, welche Bedeutung der Höchstspannung bei uns in Deutschland bereits zukommt, so daß also hinreichender Anlaß vorliegt, diesem wichtigen Problem eine besondere Tagung zu widmen, wie sie der „Elektrotechnische Verein für das rheinisch-westfälische Industriegebiet“ nunmehr veranstaltet hat.



# Höchstspannungs-Schaltanlagen und Höchstspannungs-Freileitungen.

Vortrag von Herrn Oberingenieur Friedrich Weickert.

---

Mit 100 000 Volt wurden noch vor wenigen Jahren nur einige Hauptübertragungsleitungen der Großkraftwerke betrieben — heute ist Deutschland mit einem Netz von 100 000 Volt-Leitungen überzogen, die auch zur Verteilung großer Energiemengen dienen.

Das RWE hat als erstes deutsches Elektrizitätswerk den Bau einer 220 kV-Kraftübertragung nach Süddeutschland in Angriff genommen. Wie wir auf der Jahresversammlung des VDE in Danzig gehört haben, wird man auch mit dieser Spannung nicht mehr auskommen und zu 380 kV greifen müssen, wenn sehr große Leistungen von Süd nach Nord wirtschaftlich übertragen werden sollen.

Wie hat sich die Elektroindustrie auf diese Forderungen der Elektrizitätswirtschaft eingestellt?

Dem Bedarf entsprechend, werden 100 kV-Apparate serienweise hergestellt. Ihre Fabrikation bietet keine wesentlichen Schwierigkeiten mehr, wenn auch für die Herstellung und Prüfung der fertigen Apparate kostspielige technische Einrichtungen erforderlich sind, die die wirtschaftliche Herstellung von 100 kV-Apparaten nur bei größeren Stückzahlen ermöglichen.

Bei der Behandlung von Großkraftübertragungen haben wir es nicht nur mit hohen Spannungen sondern auch mit großen Leistungen, also auf der Unterspannungsseite mit hohen Strömen, zu tun. Die Elektroindustrie hat daher die doppelte Aufgabe, einmal Apparate für Höchstspannungen und einige 100 Amp., das anderemal Apparate für Mittelspannungen und einige 1000 Amp. Kurzschlußstrom zu bauen. Seitdem das Isolierproblem befriedigend gelöst worden ist, erscheint die Beherrschung der hohen Ströme zweifellos die schwierigere Aufgabe zu sein.

Ich möchte hier aus dem großen Gebiet des Apparatebaues nur den wichtigsten Teil, den Ölschalter, herausgreifen und etwas ausführlicher behandeln, um Ihnen zu zeigen, wie das Problem der Leistungsunterbrechung angefaßt und gelöst worden ist.

Es ist nicht zu verkennen, daß bei der Konstruktion brauchbarer Ölschalter erhebliche Schwierigkeiten bestehen, weil die Abschaltvorgänge, insbesondere die Druck- und Temperaturverhältnisse im Lichtbogen verwickelt und der Messung unzugänglich sind. Auch rechnerisch lassen sich die mit der Abschaltung großer Leistungen verbundenen Erscheinungen nicht restlos erfassen. Wir sind auf wenigen Gebieten der Elektrotechnik so sehr auf Betriebserfahrungen angewiesen wie gerade im Ölschalterbau und wir sind zurzeit noch weit davon entfernt, die Abmessungen eines Ölschalters rechnerisch bestimmen zu können.

Eine völlige Klärung des verwickelten Abschaltvorganges ist auch im Versuchsfeld kaum zu erwarten, da uns nirgends Abschaltleistungen von solcher Höhe zur Verfügung stehen, wie sie in Hochspannungsnetzen auftreten. Es ist daher sehr zu begrüßen, wenn sich Elektrizitätswerke finden, die ihre Einrichtungen zu Schaltversuchen großen Stils zur Verfügung stellen, wie das neuerdings in Amerika gemacht wurde. Ich komme auf diese Versuche noch zu sprechen.

Die Vorstellung, die wir von einer Stromunterbrechung im Schalter haben ist etwa die folgende:

Beim Öffnen eines Kontaktes unter Stromdurchgang wird zunächst der Kontaktdruck und wegen der stets vorhandenen Unebenheiten auch die Berührungsfläche verkleinert bis auf 0 und damit der Übergangswiderstand erhöht. Die an der Berührungsstelle erzeugte Wärmemenge,

welche proportional ist  $J^2r$  wird deshalb immer größer und vermag schließlich kurz vor dem vollständigen Öffnen, einen Punkt der beiden Elektroden zum Glühen, Schmelzen und Verdampfen zu bringen. Im Moment der Trennung haben wir also zwischen den Elektroden nicht Öl, sondern Metalldämpfe und Ölgase. Diese sind leitend, so daß der Strom trotz Trennung der Kontakte noch weiter fließen kann; es ist ein Lichtbogen entstanden.

Mit zunehmender Länge des Lichtbogens wächst dessen Widerstand und erreicht nach der Löschung den Wert unendlich, d. h. der Abschaltvorgang ist beendet. Das Anwachsen des Widerstandes geschieht aber nicht gleichmäßig, sondern verläuft nach anfänglich nur langsamem Anstieg im Moment der Löschung sprunghaft. Die Löschung tritt ein, wenn durch die Abkühlungsverhältnisse im Lichtbogen eine Neuzündung verhindert wird.

Nun ist noch folgendes zu beachten:

Bei Wechselstrom sinkt die zugeführte Leistung infolge der Stromrichtungswechsel bei jedem Stromdurchgang durch 0 unter den kritischen Betrag, so daß der Lichtbogen jedesmal kurz vor dem natürlichen Nullwert des Stromes verlöscht. Wenn es gelänge, den Schalter in

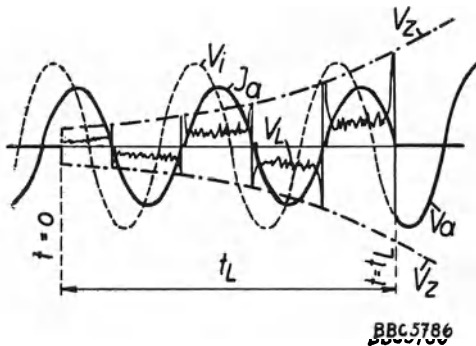
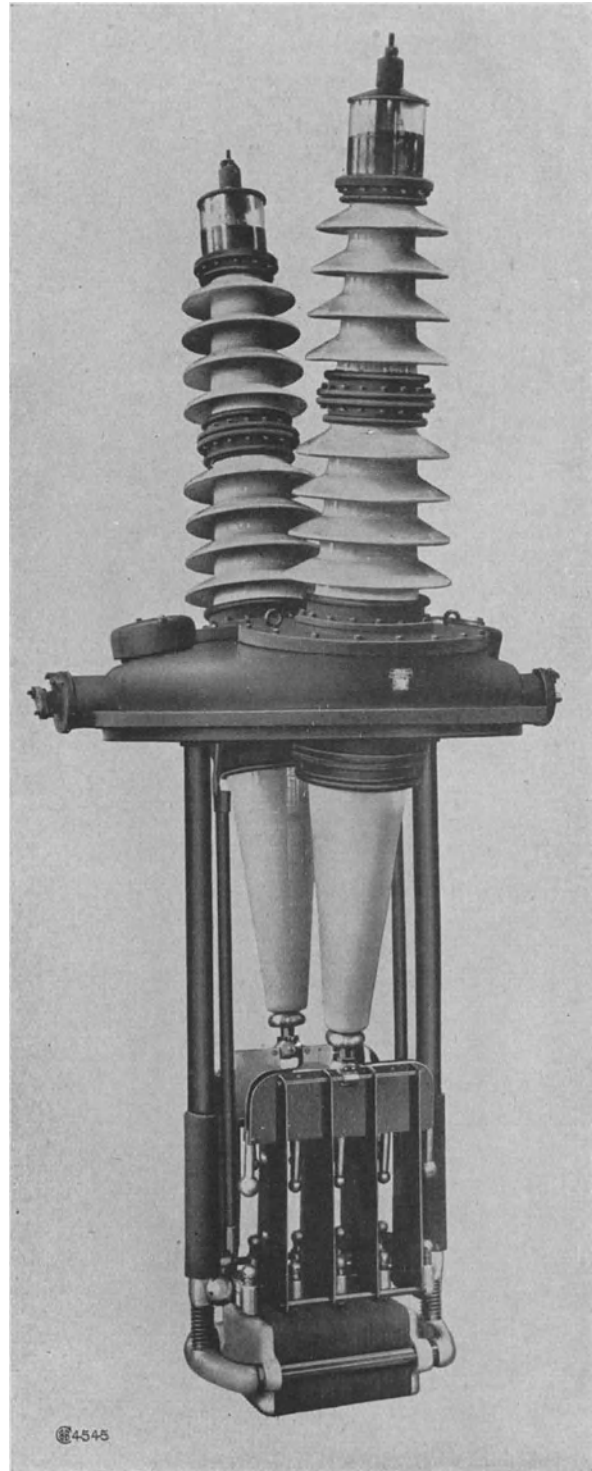


Abb. 1.

diesem Moment plötzlich zu öffnen, würde man eine vollständig stromlose Unterbrechung erzielen. Die Zeitdifferenz ist aber so klein, daß sie gewöhnlich in den Oszillogrammen gar nicht erkannt werden kann. Deshalb ist auch die Abkühlung der glühenden Gase nur gering und die Durchschlagsfestigkeit des heißen Gasstranges (Zündspannung) entsprechend tief, so daß nach Wiederherstellung der Existenzmöglichkeit des Lichtbogens eine Neuzündung stattfindet. Dieser Vorgang wiederholt sich nach jeder Halbperiode so lange, bis nach genügender Verlängerung des Lichtbogens die Zündspannung größer als die Elektrodenspannung geworden ist und die Neuzündung unterbleibt. Abb. 1 stellt den beschriebenen Vorgang dar; sie ist

Abb. 2.



insofern schematisiert, als die Zeiten der Stromlosigkeit übertrieben lang sind und die Schwingungsvorgänge, welche bei jedem plötzlichen Spannungssprung auftreten, weggelassen wurden. Die im Schalter bei einer Abschaltung entwickelte Wärmemenge ist gegeben durch die Schalterarbeit  $A = \int J_a \cdot V_L \cdot dt$ , sie ist maßgebend für die Wirkungen des Lichtbogens, also für die Beanspruchung des Schalters beim Abschalten.

Wie die Formel zeigt, ist die Schalterarbeit proportional der Lichtbogendauer und diese wird um so kürzer, je größer die Schaltgeschwindigkeit bzw. der Schaltweg ist, was in der Vielfachunterbrechung durch Abschalten an mehreren Stellen gleichzeitig praktisch verwertet wird.

Einen 150 kV-Ölschalter mit 10facher Unterbrechung zeigt Abb. 2. Das Bild läßt die fünf nebeneinanderliegenden Kontaktbrücken mit je zwei Kugelkontakten erkennen.

Mit diesen Kugelkontakten, die eine große Masse und Abkühlungsfläche haben, sind zunächst im Versuchsraum einige 1000 Schaltungen unter Strom vorgenommen worden.

Das Resultat war ein überraschend glänzendes: die Kugelkontakte waren noch so gut wie neu und alle Teile des Schalters mechanisch und elektrisch unverändert. Mit Schaltern dieser Bauart sind im Frühjahr v. Js. von der Ohio Power Co. in den Vereinigten Staaten Schaltversuche gemacht worden, die selbst in amerikanischen Fachkreisen — die doch an große Zahlen gewöhnt sind — Aufsehen erregten und alle bisher erzielten Schalterleistungen übertrafen.

Auf diesem Kurvenblatt Abb. 3 sehen Sie, daß der Schalter nach vorausgegangener Ein- und Ausschaltung mit 525 000 kVA, 18 Ein- und Ausschaltungen in kurzer Folge mit 685 000 kVA und 4 Schaltungen mit 725 000 kVA gemacht hat. Nach den Versuchen war er in allen Teilen mechanisch und elektrisch unverändert und betriebsbereit. Die Lichtbogendauer und der Öffnungsweg der Schalterkontakte bis zum Verlöschen des Lichtbogens war bei 725 000 kVA = 0,1 Sek. bei 72 mm Weg. Die garantierte Abschaltleistung von 1 500 000 kVA würde demnach bei vorsichtiger Schätzung in etwa 0,147 Sek. und bei einem Öffnungsweg von ca. 105 mm erfolgen. Da der Schalter einen größten Öffnungsweg von 270 mm hat, so ist noch eine 2½fache Reserve in der Abschaltfähigkeit

Abb. 3.

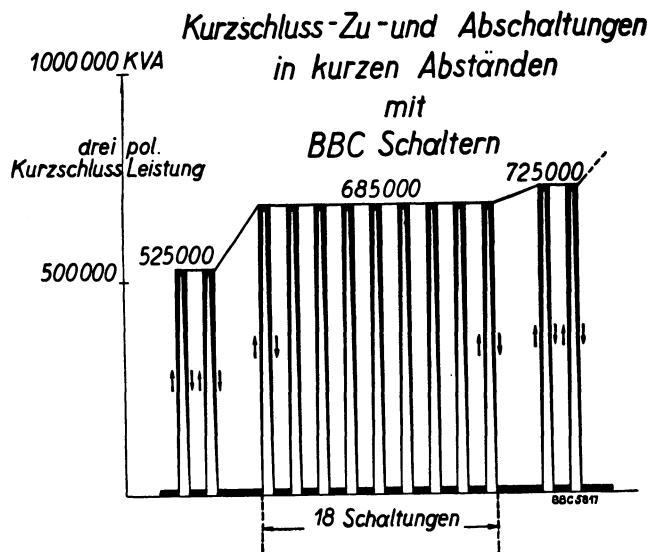
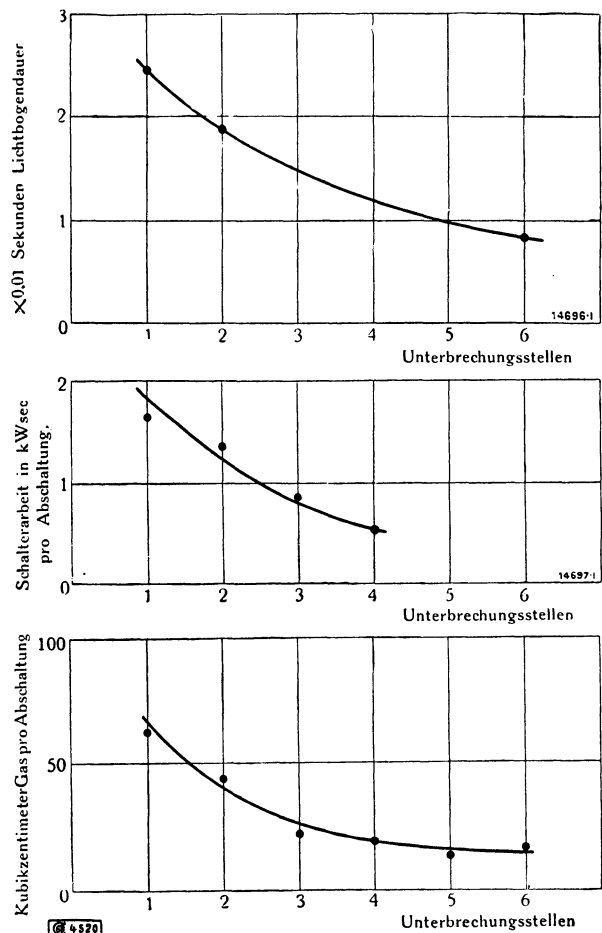


Abb. 4.



vorhanden. — Es wäre zu wünschen, daß sich Elektrizitätswerke fänden, die uns Gelegenheit geben, die volle Abschaltleistung der Schalter zu erproben.

Was die Vielfachunterbrechung leistet, erkennen Sie aus folgender Abb. 4, in dem die Ergebnisse von Versuchen eingetragen sind. Aus der ersten Kurve ersehen Sie, daß die Lichtbogendauer mit Zunahme der Unterbrechungsstellen rasch abnimmt. Ähnlich verläuft die Kurve der erzeugten Gasmenge. Bei 2 Unterbrechungsstellen erhält man ca. 45 ccm Gas, bei 6 Unterbrechungsstellen nurmehr 15 ccm, also eine ganz wesentliche Verringerung mit konstruktiv einfachen und billigen Mitteln. Die angegebenen Gasmengen sind als Relativzahlen zu werten; die bei einer Abschaltung im Schalter erzeugte Gasmenge ist ein mehrfaches der genannten Zahlen.

Wenn wir uns vergegenwärtigen, daß durch die Hintereinanderschaltung von 8 Unterbrechungsstellen (2 werden für den Vorkontakt gebraucht) auch die Schaltgeschwindigkeit den 8fachen Betrag, also rund 6 m/Sek. erreicht, so ist die günstige Wirkung der Vielfachunterbrechung verständlich.

Ein anderes seit langer Zeit bewährtes Mittel, die Schalterarbeit zu verkleinern ist die Schnellschaltung in Verbindung mit Löschkammern.

Bei der Schnellschaltung erhält der eine Kontakt mittels Feder eine kräftige Vorspannung, damit er im Moment der Kontaktöffnung mit großer Geschwindigkeit zurückschnellt. Zur Erhöhung der Beschleunigung sind besonders leichte Kontakte erforderlich, die kleine Massenbeschleunigung besitzen. Die Schnellschaltung wird, nach meiner Ansicht, im übrigen weniger durch die Kompression des Öles in der Löschkammer als durch andere hierdurch hervorgerufene Erscheinungen unterstützt.

Im Betrieb wird häufig nach der Auslösung eines Schalters durch Kurzschluß nicht zu erkennen sein, ob die Ursache der Störung weiter besteht oder nicht. Die rasche Wiederherstellung des Betriebes erfordert dann ein probeweises Wiedereinlegen des Schalters. Daraus ergibt sich die Notwendigkeit, einen Schalter auf einen bestehenden Kurzschluß einzuschalten.

Die vom Kurzschlußstrom hervorgerufenen elektrodynamischen Kräfte versuchen hierbei Windungen aufzureißen, Stromschleifen auseinander zu ziehen und scharfe Krümmungen von Leitungen abzurunden.

Bei der Einschaltbewegung des Ölschalters wird im Moment des Stromüberganges zwischen festem Kontakt und Schaltmesser die durch die Ölschalterkonstruktion hervorgerufene Schleifenwirkung des Stromes eintreten und eine dem Strom proportionale Gegenkraft erzeugt, die das Berühren der Kontakte zu verhindern sucht.

Es entstehen ferner durch den Strom hervorgerufene Kräfte an den Kontakten selbst, welche bestrebt sind, dieselben entgegen dem Kontaktdruck wieder zu öffnen. Diese Erscheinung der sogenannten Kontaktabhebung läßt sich erklären durch die an der Kontaktstelle auftretende Konzentration des den Stromfluß umgebenden magnetischen Feldes, welche mit abnehmendem Stromquerschnitt immer stärker wird. Bei Klotzkontakten kann man sich die Wirkung an Hand der in Abb. 5 links eingezeichneten Stromverlauf durch die entgegengesetzt gerichteten Ströme anschaulich erklären.

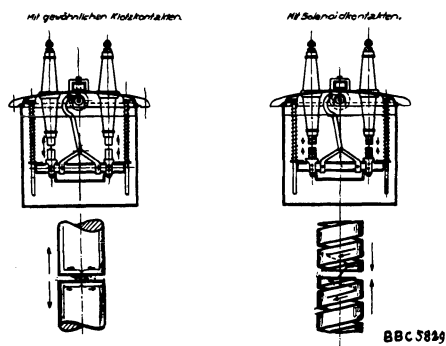


Abb. 5.

Da die vom Strom abhängige Kraft keine konstante Größe hat, sondern sich mit dem Lichtbogen ändert, so findet zunächst ein Vibrieren der Kontakte statt, bis es zu einem festen Stromschluß kommt. Hierdurch ist die Gefahr des Zusammenschweißens der Kontakte gegeben. Beim Ausschalten ist die Beanspruchung des Schalters wesentlich geringer, da die Ausschaltbewegung von der elektrodynamischen Kraft unterstützt wird.

Ein Mittel zur Kompensation dieser elektrodynamischen Kräfte durch den Strom selbst finden wir in den Solenoidkontakten. Die beiden Solenoide eines Kontaktpaares der Abb. 5 ziehen sich gegenseitig an und wirken der Kraft des Kurzschlußstromes, also der Abhebung der Kontakte entgegen. Durch diese Anordnung wird es möglich sein, Stromstöße bis zu 100 000 Amp. zu bewältigen, ohne den Schalter betriebsunfähig zu machen. Ein weiterer Vorteil dieser Ausführung besteht darin, daß die beim Einschalten auf die Traverse wirkende und die Einschaltbewegung hemmende Kraft kompensiert und dadurch ein exaktes Einschalten, auch beim Schalter auf einen Kurzschluß gewährleistet wird. Die Bildung eines Lichtbogens ist verhindert. Der Hochleistungsschalter ist im übrigen durch starke Ausführung aller Teile und durch Isolierauskleidung des Kessels und zwischen den Phasen gekennzeichnet.

Die in großen Kraftwerken auftretenden hohen Kurzschlußleistungen können mit Hochleistungsschaltern allein nicht bewältigt werden, sondern es sind noch andere Mittel erforderlich, um das Netz vor der zerstörenden Wirkung der Kurzschlußströme zu schützen und diese einzudämmen.

Ich möchte dieses Thema nur so weit behandeln als es mit der Gestaltung der Schaltanlage zusammenhängt und muß es mir versagen auf die Frage der Überstromreglung in Kraftwerken einzugehen.

In den Kurzschlußdrosselspulen haben wir ein gutes Mittel zur Begrenzung des Kurzschlußstromes sowohl einzelner Abzweige als auch ganzer Kraftwerke. Wegen ihrer beruhigenden Wirkung auf den Betrieb sind sie eines der wichtigsten Schutzmittel gegen Kraftwerksstörungen. Im Kraftwerk hat die in allen Abzweigen angewendete Drossel die Hauptaufgabe, den Zusammenbruch der Sammelschienenspannung zu verhindern und die Nebenaufgabe, den Kurzschlußstrom im Abzweig zu begrenzen.

Diese Drosselspulen werden meist als Luftspulen ohne Eisenkern gebaut, sie haben einen hohen Blindwiderstand, vergrößern also die Induktanz des dahinterliegenden Stromkreises, ohne die Spannung wesentlich zu verringern.

Beispielsweise begrenzt eine Drossel von 5% induktiver Spannung für den Normalstrom das Anwachsen des Stoßkurzschlußstromes auf höchstens den 30fachen Wert des Normalstromes, was zulässig erscheint. Bei 5% Reaktanz ergibt sich bei Normalstrom und einem  $\cos \varphi = 0,7$  nur ein Spannungsabfall von etwa 2½%.

Ergibt die Berechnung, daß der Kurzschlußstrom für eine gewählte Schaltertype zu hoch ist, so muß untersucht werden, ob die Vorschaltung einer Reaktanzdrossel oder die Anwendung stärkerer Schalter zweckmäßiger und billiger erscheint.

Neben diesen kurzschlußbegrenzenden Mitteln sollen Schaltanlagen von Großkraftwerken so disponiert werden, daß die Leistung unterteilt werden kann, oder daß zum mindesten eine

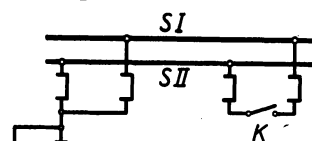


Abb. 6.

Umschaltung bei eingetretenem Schalterdefekt möglich ist. Die Abb. 6 zeigt den einfachen Fall eines Doppelsammelschienensystems mit einer Umgehungsleitung für den Ölschalter. Es ist durch diese Schaltung möglich, den Ölschalter ohne Betriebsunterbrechung spannungslos zu machen, ihn zu kontrollieren oder durch einen andern zu ersetzen. Während dieser Zeit muß der Abzweig ohne Ölschalter betrieben werden.

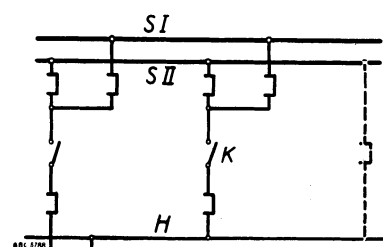


Abb. 7.

Auf der nächsten Abb. 7 ist dem Doppel-Sammelschienensystem eine Hilfsschiene hinzugefügt worden, mit der jeder Abzweig über einen Ölschalter K gespeist werden kann. Durch die Anordnung einer gestrichelt gezeichneten Verbindungsleitung ist es möglich, den Schalter K als Kuppelschalter zwischen S I und S II zu benutzen.

Für sehr große Kraftwerke werden drei Sammelschienen nach Abb. 8 angewendet. Die Schaltung der Hilfsschiene ist die gleiche wie im vorigen Beispiel. An Stelle eines Hilfsschalters K können drei Hilfsschalter treten, die die Hilfsschiene mit je einer der Sammelschienen verbinden. Mit dieser Schaltung ist es möglich die Leistung eines Kraftwerkes beliebig in drei voneinander unabhängige Teile zu zerlegen.

Durch eine Sammelschienenunterteilung in deren Längsrichtung kann die Werksleistung zwar auch unterteilt werden; man hat aber dann keine freie Wahl in den zusammen zu schaltenden Gruppen mehr, sondern ist an die einmal gewählte Zusammengehörigkeit der Abzweige gebunden.

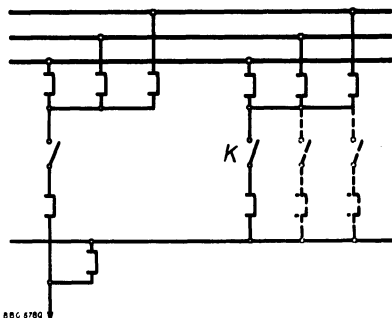


Abb. 8.

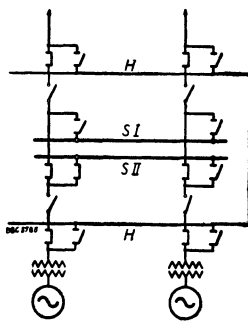


Abb. 9.

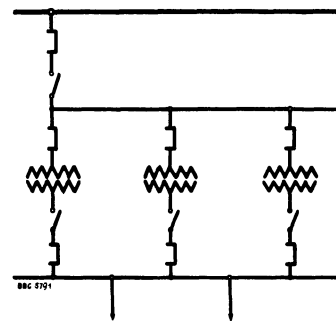


Abb. 10.

Eine noch vollkommenere Schaltung stellt Abb. 9 dar. Sie besteht aus zwei Sammelschienen und einer Hilfsschiene. Durch die sinnreiche Anordnung der Trennschalter kann jeder Generator und Abzweig auf Sammelschiene I, Sammelschiene II oder die Hilfsschiene geschaltet werden. Jeder Generator kann aber auch, ohne die Sammelschienen zu berühren, direkt auf seine Freileitung arbeiten. Diese Schaltung ermöglicht also nicht nur eine weitgehende Leistungsunterteilung, sondern gibt auch bei Störungen im Sammelschienensystem die Gewähr, daß der Betrieb durch Umschaltung aufrecht erhalten werden kann. Sie ist für eine 100000 Volt-Übertragung in Schweden ausgeführt und jetzt von den Staatlichen Kraftwerken in Finnland für die 100 000 Volt-Anlagen gewählt worden.

Als Gegenstück zu dieser vollkommenen Schaltung möchte ich eine Sparschaltung nach Abb. 10 erwähnen, die auf der Oberspannungsseite von drei Transformatoren nur einen gemeinsamen Ölschalter vorsieht und die Magnetisierung der Transformatoren auf der Unterspannungsseite zu- und abschaltet. Diese Schaltung ist bei der Freiluftanlage Tüffer in Jugoslawien aus Sparsamkeitsgründen gewählt worden und läßt sich dadurch rechtfertigen, daß eine vollkommene Anlage aus wirtschaftlichen Gründen nicht hätte gebaut werden können. Ob dieser Grundsatz aber auch auf deutsche Verhältnisse anwendbar ist, möchte ich dahingestellt sein lassen.

Wenn wir die Entwicklung des Schaltanlagenbaues betrachten, so sehen wir, daß man im Anfang der Schaltagenteknik alle Apparate und Transformatoren in einem einzigen Raum, mehr oder weniger geordnet, unterbrachte. Da man aber weder die Überspannungen und Kurzschlußströme, noch die Schaltung großer Leistungen beherrschte und rechnerisch erfassen konnte, waren diese Schaltanlagen nicht betriebssicher. Die vorkommenden Störungen führten zur Ausbildung des Kammersystems, bei dem jeder Ölschalter und Wandler und schließlich jede Phase der Sammelschienen und Leitungen durch Beton- oder Durowände getrennt waren.

Zur Unterbringung einer solchen Schaltanlage waren mindestens drei Stockwerke erforderlich. Die ersten deutschen 100 kV-Schalhäuser, welche die Lauchhammer A.-G. vor etwa 15 Jahren errichten ließ, waren sogar vierstöckig ausgeführt. Bei den später errichteten 100 kV-Anlagen, z. B. beim Kraftwerk Golpa und den Umspannwerken in Magdeburg und Förderstäd der Elektrizitätswerke Sachsen-Anhalt AG, wurden die Schalhäuser bereits zweistöckig gebaut.

Die Hochspannungstechnik hat es inzwischen gelernt, die Überspannungserscheinungen und Kurzschlußströme rechnerisch zu erfassen und zu begrenzen. Hand in Hand hiermit ging die

Vervollkommnung der Apparate, wie ich es eingangs für den wichtigsten Teil einer Schaltanlage, den Ölschalter, gezeigt habe.

Die Gründe, die früher zur Einkapselung der Anlagenteile führten und die anerkanntermaßen den Anlagen in betriebstechnischer Beziehung nicht zum Vorteil gereichten, sind damit hinfällig geworden. Man hat es nicht mehr nötig, Schaltanlagen zu bauen, deren Einzelteile von Bedienungsgängen aus nur Stück für Stück besichtigt werden konnten und zu deren Besichtigung eine längere Wanderung erforderlich war. Die Unübersichtlichkeit der bisherigen Schaltanlagen war eine Ursache der Fehlschaltungen. Wie Sie aus Abb. 11, welche den üblichen

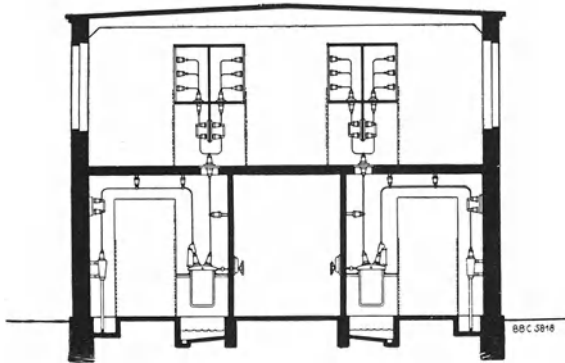


Abb. 11.

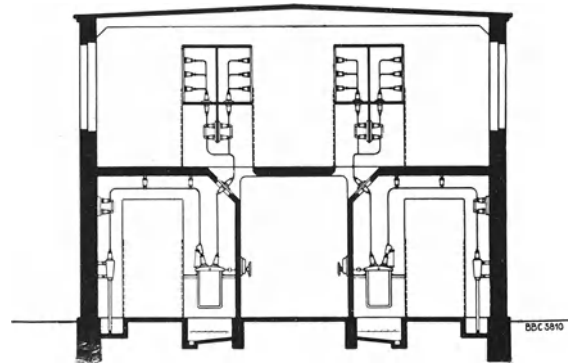


Abb. 12.

Querschnitt einer Schaltanlage nach dem Zellsystem und Stockwerkbau darstellt, ersehen wollen, ist es z. B. zum Abtrennen (Spannungslosmachen) eines Ölschalters erforderlich, daß der Wärter, der zunächst den Ölschalter ausgeschaltet hat, in das obere Stockwerk geht und die beiden zugehörigen Trennschalter der Sammelschienen zieht. Alsdann muß er in dem Raum hinter dem Ölschalter den Trennschalter der abgehenden Leitung ausschalten. Er muß sich also an vier voneinander getrennte Stellen begeben, von denen aus er die anderen Trennstellen nicht sehen kann. Er kann, wenn er nicht aufpaßt, vier Fehlschaltungen machen.

Das Suchen nach einer übersichtlichen und dabei betriebssicheren Schaltanlage hat die Köpfe unserer besten Ingenieure ernstlich beschäftigt. Ich will versuchen, Ihnen ein Bild von den erzielten Erfolgen zu geben.

Es wurde zunächst der durchbrochene Stockwerkbau erfunden (Abb. 12). Hier sind die Sammelschienen-Trennschalter von unten durch Öffnungen in der Decke sichtbar, die Kabel-Trennschalter jedoch nicht. Nach diesem Grundsatz ist eine ganze Anzahl bedeutender Umspannwerke gebaut worden, von denen ich nur eines herausgreifen möchte, es ist dies das Umspannwerk Nürnberg der Bayernwerk AG. Abb. 13.

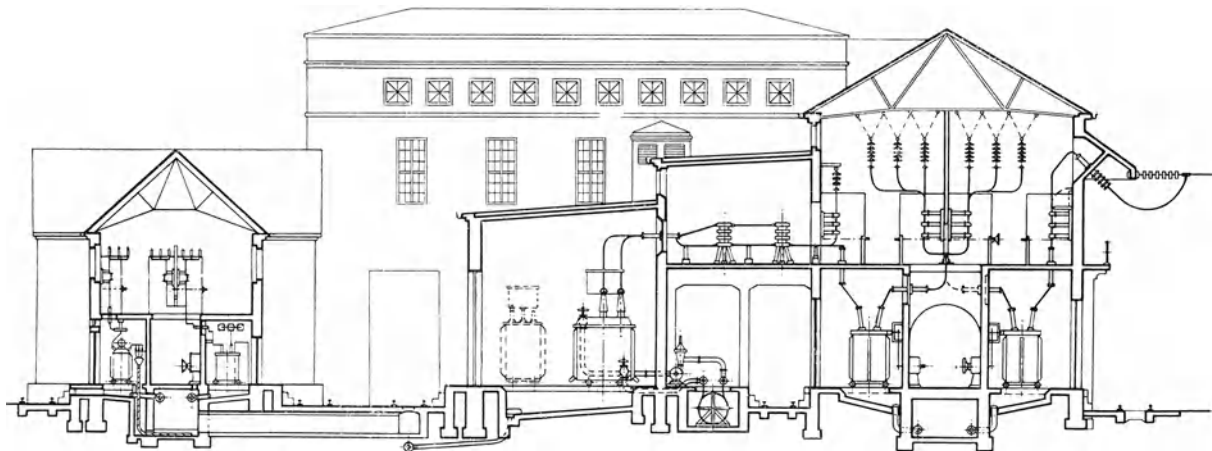


Abb. 13.



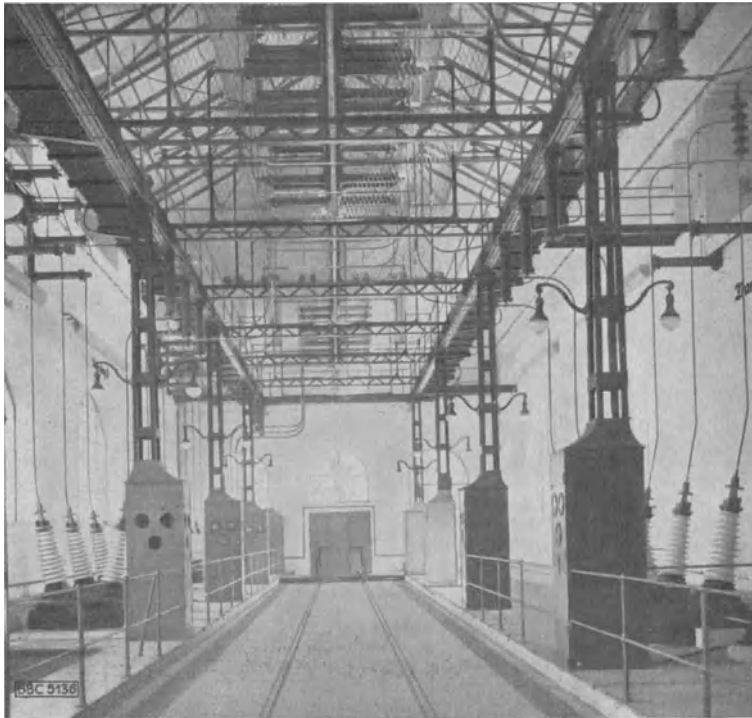


Abb. 14.

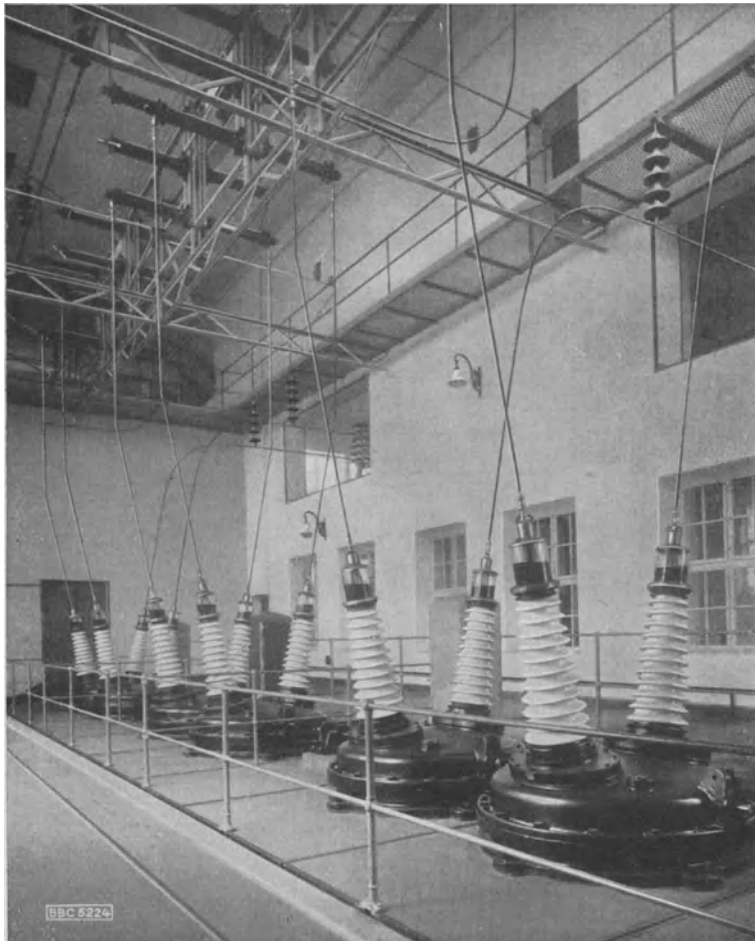


Abb. 15.

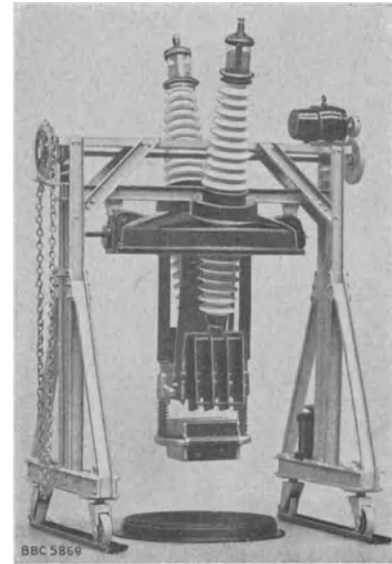


Abb. 16.

Die Ölschalter sind hier zwei-reihig angeordnet und auf ein gemein-sames Doppel-Sammelschienensystem geschaltet. Die Bedingung für diese Aufstellung ist, daß über dem Platz einer Ölschaltergruppe zwei Trenn-schaltergruppen untergebracht werden können. Diese Ausführung ist meines Wissens erstmalig bei der 100 kV-Anlage Trattendorf angewendet worden und hat sich seitdem weiter eingeführt.

Die Forderung nach einer noch besseren Übersichtlichkeit hat, ge-stützt auf vollkommeneren Ölschalter-konstruktionen zur Hallenbauweise geführt, die erstmalig bei den drei Bayernwerks - Stationen Würzburg, Schweinfurt und Aschaffenburg — dank der Voraussicht ihres Leiters, der die Vorteile der neuen Bauweise richtig erkannt hatte, angewendet wurde.

Bei dieser Bauweise werden die Ölschalter in den Boden des Schalt-raumes oder in einen darunter be-findlichen Raum v e r s e n k t ange-ordnet, so daß nur der druckfeste Deckel herausragt und den gasdichten Abschluß nach dem Schaltraum bildet.

Die gesamte Schaltanlage ist also — bis auf die ölhaltigen Apparateteile — in einem einzigen Raum untergebracht.

Die Voraussetzung für eine derartige Bauweise ist, daß der Schalterdeckel allen vorkommenden Drücken gewachsen ist.

Die bei schweren Abschaltungen entstehenden Ölgase werden durch weite Rohre oder Kanäle ins Freie geleitet, wodurch auch ein Druckausgleich erzielt wird.

Abb. 14 zeigt einen Blick in die 100 kV-Halle des Umspannwerkes Würzburg.

Einen anderen Querschnitt zeigt das Umspannwerk Murnau der deutschen Reichsbahn Abb. 15. Es stellt dies eine einreihige Ausführung für Einphasenstrom dar.

Die Schalter können bei dieser Bauweise mit einem Hubwagen nach Abb. 16 aus der Betongrube herausgehoben werden und sind dann revisionsbereit. Für größere Reparaturen können sie mit dem Wagen in eine Werkstatt gefahren werden.

Der Einbau anderer ölhaltiger Apparate wie Strom- und Spannungswandler erfolgt in der gleichen Weise wie die der Ölschalter.

Eine glückliche Kombination einer Höchstspannungsanlage mit einer Mittelspannungsanlage gibt Abb. 17 wieder, die den Querschnitt des Umspannwerkes Wichtringhausen der Preußischen Berginspektion darstellt.

Ich bitte Sie, auf dieser Abbildung die senkrecht durch das Dach geführten Freileitungsausführungen zu beachten. Diese Durchführungs-Isolatoren sind dem Freiluft-Ölschalterbau entnommen und haben sich hierbei in jahrelanger Betriebszeit unter schwierigen Witterungsverhältnissen gut bewährt, so daß man sie auch als Dachdurchführungen verwenden konnte.

Wenn wir uns die alte Bauweise mit den seitlich aus einem Anbau herausragenden Durchführungen vergegenwärtigen, so ist die Ersparnis am Bauwerk und die vereinfachte Leitungsführung einleuchtend. Der Hauptvorteil liegt aber darin, daß man mit den Freileitungen nach jeder Richtung abgehen und die Leitungsrichtung auch nachträglich durch andere Aufhängung an der Abspannkonstruktion ändern kann.

Es ist zu wünschen, daß sich diese Dachdurchführungen allgemein einführen.

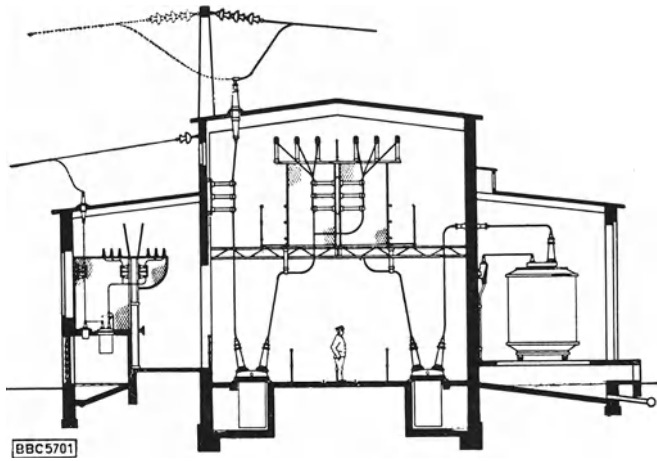
Auf der nächsten Abb. 18 sehen Sie im Vordergrund die 65 kV-Ölschaltergruppe und dahinter die 10 kV-Schaltanlage des Umspannwerkes Wichtringhausen.

Die Abb. 19 zeigt den Entwurf des 100 kV-Umspannwerkes Rheinau bei Mannheim, das den Zusammenschluß des RWE mit dem Badenwerk darstellt.

Eine andere Lösung der übersichtlichen Bauweise zeigt die Abb. 20, die ungefähr den Querschnitt des Bahnumspannwerkes Pasing bei München wiedergibt. Man hat hier die Ölschalter frei im Raum aufgestellt. Es muß hierbei nicht nur der Schalterdeckel, sondern auch der Kübel des Ölschalters druckfest ausgebildet werden. Die Erbauer solcher Anlagen müssen sich darüber klar sein, ob die erzielte Ersparnis durch die Gefährdung der Anlage gerechtfertigt erscheint. Im übrigen ist bei diesem Umspannwerk der bewährte Grundsatz der doppelreihig aufgestellten Ölschalter, die auf ein gemeinsames Doppelsammelschienen-System arbeiten, beibehalten worden. Das große Schaltheis ist in der Mitte durch eine Brandmauer in zwei Teile geteilt, so daß bei einer schweren Störung nur die Hälfte des Umspannwerkes verqualmen kann.

Bei einigen im Auslande gebauten Umspannwerken hat man sogar die Wand zwischen Schalt- und Transformatorenraum weggelassen und auch die Transformatoren mit in die Halle gestellt. Bei einer solchen Station sind dann sämtliche Durchführungsisolatoren, bis auf die für die Apparate vermieden.

Eine andere Ausführung der Hallenbauweise zeigt diese Abb. 21, welche den Querschnitt eines Umspannwerkes der Preußischen Kraftwerke Oberweser für die Stadt Frankfurt a. M. darstellt, in dem die mit 110 kV ankommende Energie auf 60 und 5 kV herabtransformiert wird. Das Werk ist mit versenkten Ölschaltern gebaut, die im Gegensatz zu den Bayernwerks-Stationen nach unten herabgesenkt und transportiert werden können. Man hat sich hier aus



Umspannwerk 65/20 KV. Hallenbauweise.  
Abb. 17.

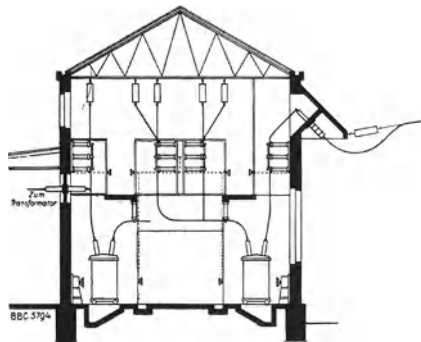
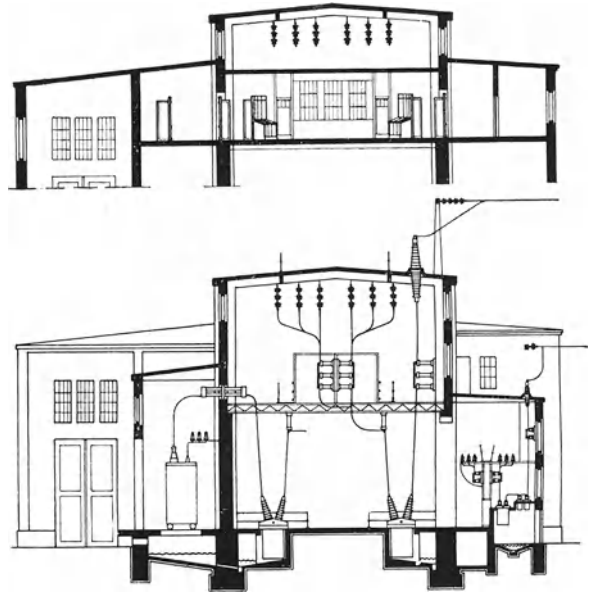


Abb. 20.

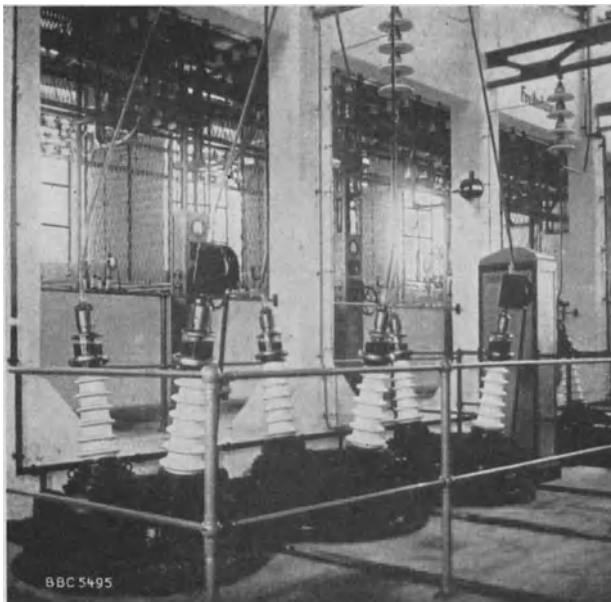
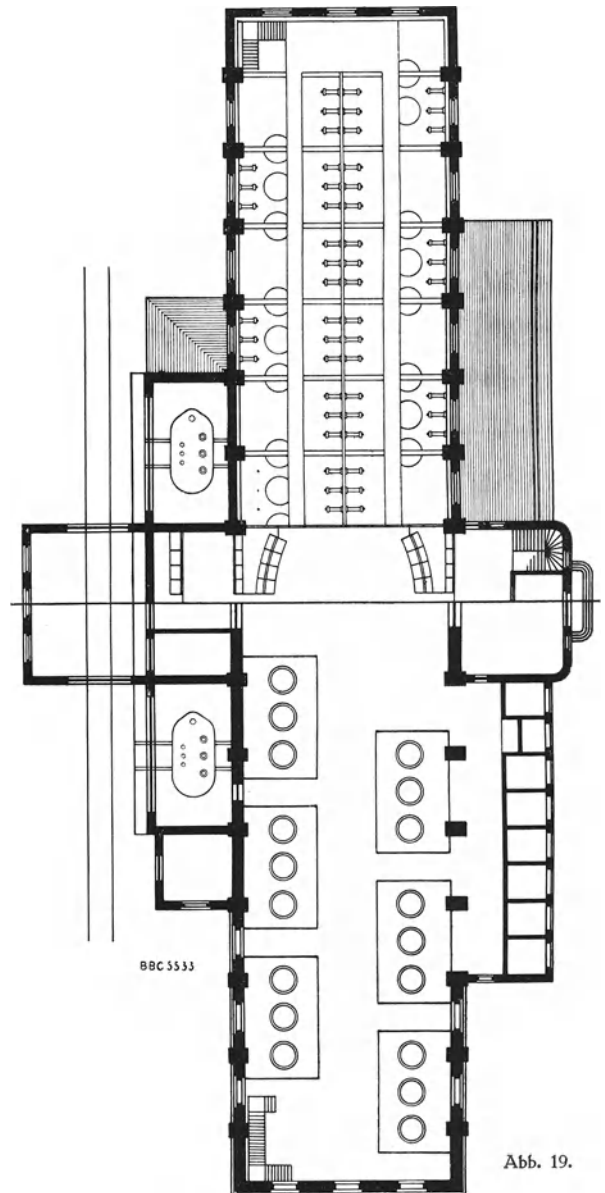


Abb. 18.



Gründen, die vielleicht in der Diskussion zur Sprache kommen werden, nicht zu senkrechten Dachdurchführungen entschlossen, sondern hat den üblichen Laternenaufbau mit schrägen Einführungen auf das Dach gesetzt.

Die hohen Gebäudekosten für Höchstspannungsanlagen legten den Gedanken nahe, das Gebäude wegzulassen und die Apparate im Freien aufzustellen. Dem Freileitungs- und Bahnfachmann ist es nichts ungewohntes, daß elektrische Hochspannungsanlagen im Freien stehen. Die hierbei verwendeten Stütz- und Hängeisolatoren sind wetterfest und daher Störungen durch Witterungseinflüsse relativ selten. Als es der Technik gelungen war, auch wetterfeste Durchführungs-Isolatoren herzustellen, war man in der Lage, auch bei Schaltanlagen teilweise oder ganz auf das Gebäude zu verzichten.

Der Schaltanlagen-Spezialist mußte sich an diesen Freiluftgedanken aber erst gewöhnen, sollte er doch plötzlich die bisher ängstlich vor Feuchtigkeit gehüteten Apparate, allerdings unter Abänderung ihrer Isolierteile, unter freiem Himmel aufstellen, was an sich zweifellos einen Nachteil und eine Betriebserschwerung bedeutet, die man nur durch anderweitige Vorteile in Kauf nehmen kann. Diese Vorteile liegen auf wirtschaftlichem Gebiete.

Der Schaltanlagen-Spezialist mußte sich an diesen Freiluftgedanken aber erst gewöhnen, sollte er doch plötzlich die bisher ängstlich vor Feuchtigkeit gehüteten Apparate, allerdings unter Abänderung ihrer Isolierteile, unter freiem Himmel aufstellen, was an sich zweifellos einen Nachteil und eine Betriebserschwerung bedeutet, die man nur durch anderweitige Vorteile in Kauf nehmen kann. Diese Vorteile liegen auf wirtschaftlichem Gebiete.

Es kann auf Grund bisheriger Ausführungen der Erfahrungssatz gelten, daß bei niedrigeren Spannungen als 50 kV die gemauerten Stationen, bei höheren Spannungen die Freiluftanlagen billiger sind.

Die Höhe der Ersparnis richtet sich nach dem Verhältnis der Gebäudekosten zu den Kosten der elektrischen Einrichtung. Da die relativen Gebäudekosten mit den Arbeitslöhnen wachsen, stellen sich Freiluftanlagen in Amerika, dem Lande mit den hohen Löhnen, günstiger als zur Zeit bei uns.

Die prozentualen Kosten einer Freiluftanlage gegenüber den Kosten einer gemauerten Anlage betragen:

bei 65 kV etwa	10 %
„ 110 „ „	20 %
„ 150 „ „	30 %

Diese Zahlen werden je nach den örtlichen Verhältnissen und der Ausführung des Umspannwerks über- oder unterschritten werden. Die Ersparnis durch Erstellung einer Freiluftanlage beträgt z. B. bei einem ausführlichen Preisvergleich bei den 100 kV-Umspannwerken die jetzt in Finnland gebaut werden 25–30 %.

Es bedarf natürlich in jedem Einzelfalle einer eingehenden Prüfung, welche Ausführungsart die billigste ist und ob die Ersparnis bei einer Freiluftanlage nicht durch Nachteile erkauft würden, die die Ersparnis illusorisch machen.

In manchen Kreisen wird die Gefährdung einer Freiluftanlage, die durch die Zugänglichkeit und die hierdurch bedingte Zerstörungsmöglichkeit gegeben ist, als Nachteil empfunden.

In unruhigen Zeiten fällt die Gefährdung einer Freiluftanlage durch böswillige Zerstörung ganz erheblich anders ins Gewicht als bei einer Freileitung, da die Ölschalter mit ihren großen

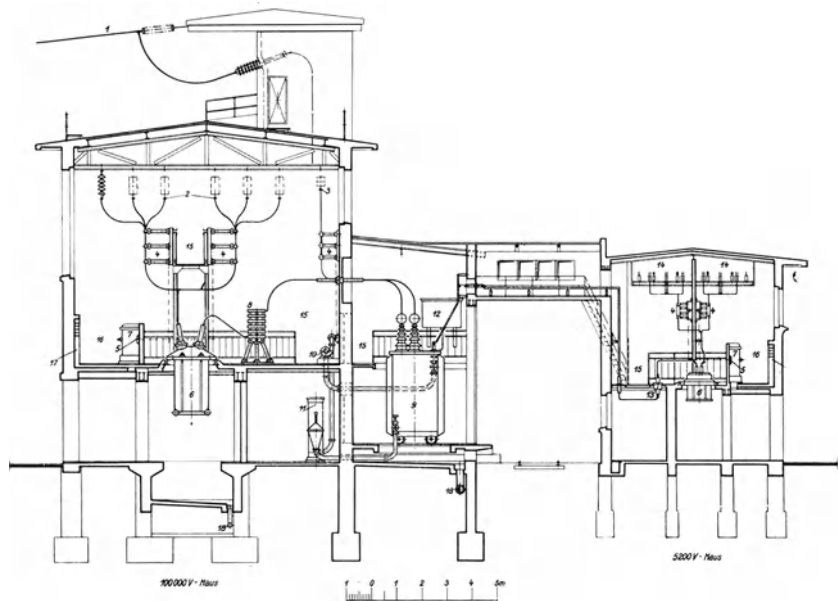


Abb. 21.

Flächen und Durchführungsisolatoren ein weit besseres und empfindlicheres Ziel für Steinwürfe oder Gewehrschüsse abgeben, als die an hohen Masten angebrachten Freileitungsisolatoren.

Es ist aber anzunehmen, daß die Gewohnheit auch hier beruhigend wirken wird, ebenso wie die mutwilligen Zerstörungen an Freileitungen mit deren allgemeiner Verbreitung nachgelassen haben; es fehlt schließlich der Reiz der Neuheit.

Wie mehrjährige Erfahrungen im Auslande zeigen, sind Witterungseinflüsse nicht so sehr zu fürchten. Wenn wir von den nicht so leicht nachzuprüfenden Meldungen aus Amerika absehen, so bieten die Erfahrungen in unserem Nachbarlande, der Schweiz, gute Anhaltspunkte zur Beurteilung dieser Frage. Wird doch etwa die Hälfte der Hauptlinien der SBB von Freiluftanlagen 60/15 kV gespeist und elektrisch betrieben. Dabei ist eine der schwierigsten Strecken, die Gotthardbahn zwischen Luzern und Chiasso seit etwa 6 Jahren in einwandfreiem Betrieb.

Ich habe mich persönlich davon überzeugt, daß nicht nur der Verwaltungs-Ingenieur am Schreibtisch, sondern auch der Praktiker, der mit der Anlage arbeiten muß, mit ihr zufrieden ist und die kleinen Unbequemlichkeiten gering achtet. Störungen durch Schnee und Eis sind wider Erwarten kaum vorgekommen. Es erscheint das auch nicht weiter verwunderlich, wenn wir die Verhältnisse im Freileitungsbau zum Vergleich heranziehen. Hier sind die meisten Störungen bei Unwetter mechanischer Natur und hervorgerufen durch große Spannweiten und

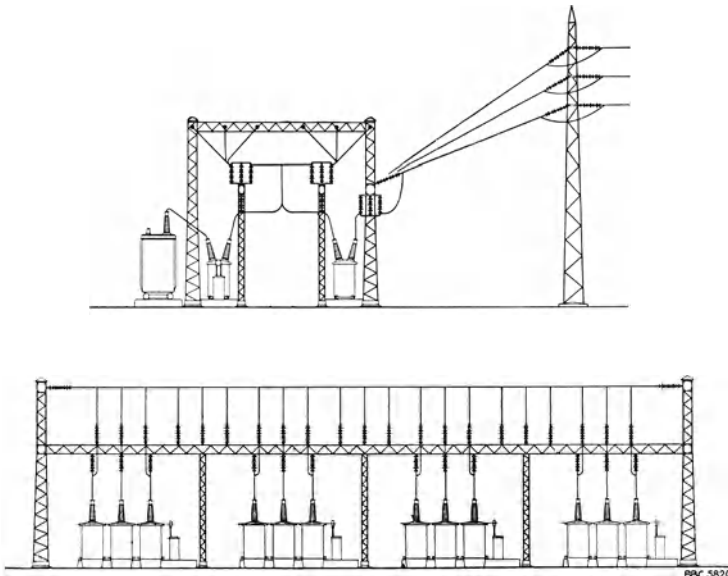


Abb. 22.

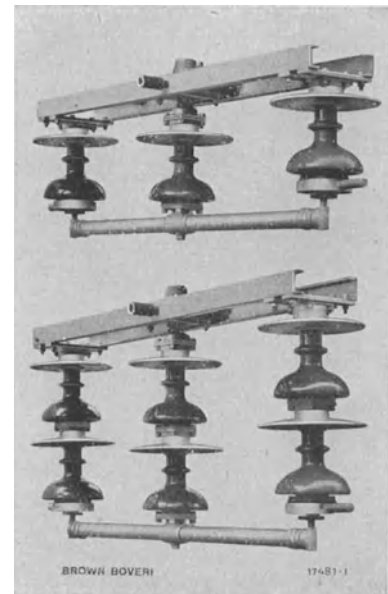


Abb. 23.

leichte Mastkonstruktion, zwei Störungsursachen, die man bei einer Freiluftschaltanlage leichter vermeiden kann.

Die elektrische Sicherheit der Isolatoren wird durch Unwetter nur wenig beeinträchtigt und ist experimentell genau zu erfassen und in den kommenden VDE-Vorschriften berücksichtigt.

Aus der Abb. 22 ist der Aufbau einer 100 kV-Freiluftanlage zu ersehen. Die beiden Sammelschienensysteme liegen nebeneinander. Durch die Anwendung stehender und hängender Trennschalter wird eine übersichtliche Leitungsführung erreicht. Wie aus dem Längsschnitt hervorgeht, ist das größere Sammelschienengerüst nur einmal an den beiden Enden der Anlage erforderlich, während die Trennschalter auf niedrigen Stützen mit Querträgern befestigt sind.

In den bewährten Hänge-Isolatoren haben wir ein ausgezeichnetes Isoliermittel für Freiluftanlagen, das sich sowohl für Hänge- und Abspannketten, als auch unter gewissen Anpassungen als Stützisolatoren und für Trennschalt-Konstruktionen eignet. Man wird in der Freiluft-

anlage Hänge- und Abspannisolatoren wegen ihrer Billigkeit und Betriebssicherheit bevorzugen und Stützer nur da anwenden, wo man einen festen Punkt braucht, der sich mit Abspann-Isolatoren nicht so leicht schaffen läßt.

Die Abb. 23 veranschaulicht einen Freilufttrennschalter, der pro Stützer aus je drei Motorisolatoren zusammengesetzt ist. Die beiden äußeren Isolatoren sind mit dem Rahmen fest verschraubt, der mittlere Isolator als Träger der Kontaktbrücke ist drehbar angeordnet. Die Drehung erfolgt durch ein Schneckengetriebe, das so konstruiert ist, daß sich beim Betätigen des Trennschalters der Isolator mit der Kontaktbrücke vorerst um einige Millimeter abhebt und erst nachher um  $90^\circ$  dreht. Durch Anwendung dieses Prinzips wird eine Beanspruchung der Isolatoren auf Verdrehung und Biegung vollständig vermieden. Des weiteren bietet sie den Vorteil äußerst kleiner Drehmomente an der Antriebswelle, trotz großem Kontaktdruck mit flachen Bürsten. Letztere sind durch eine Blechkappe gegen Witterungseinflüsse geschützt.

Die Abb. 24 zeigt die erste deutsche in gebirgiger Gegend aufgestellte Freiluftanlage. Es ist das Bahnumspannwerk Murnau in Oberbayern. Die beiden vom Walchenseewerk kommenden

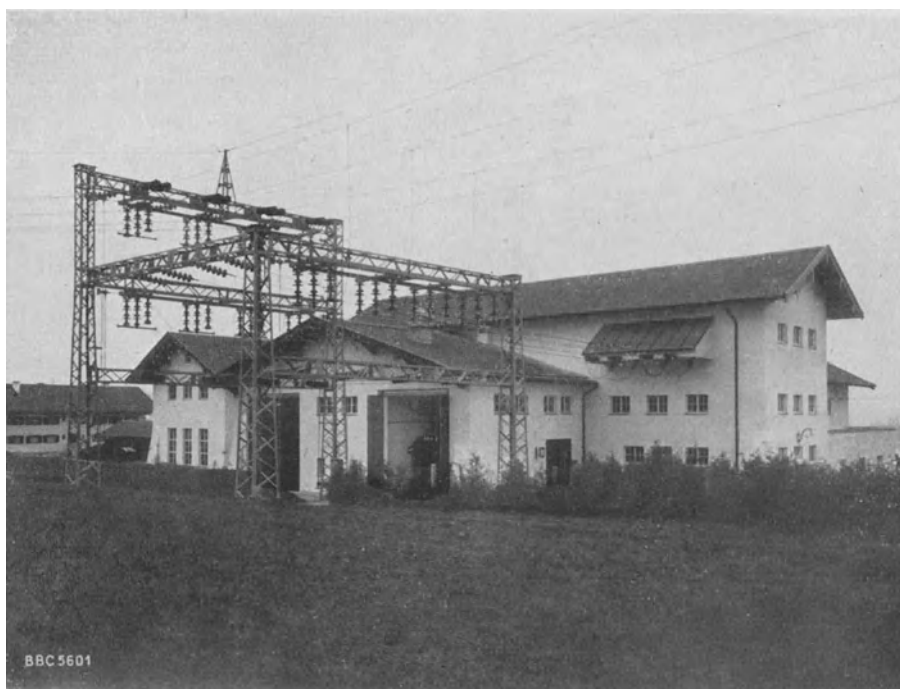


Abb. 24.

100 kV-Leitungen können auf dem Freileitungsgerüst zusammenschaltet und in das Umspannwerk eingeführt werden.

Die nächste Abb. 25 zeigt die 15 kV-Anlage des Umspannwerkes Puidoux der schweizerischen Bundesbahnen.

Einphasenstrom von 65 kV,  $16\frac{2}{3}$  Perioden wird hier auf die Fahrdrabtspannung von 15 kV mittels 5000 kVA-Transformatoren mit Radiatorenkühlung transformiert. Vor dem Transformator links ist ein einpoliger Ölschalter 15 kV mit Motorantrieb zu sehen. Das Transportgleis führt in eine Werkstatt mit Bahnanschluß.

Diese Abbildung der 15 kV-Anlage wird mit seinem Gewirr von Eisenkonstruktionen eine Begeisterung für Freiluftstationen nicht erwecken. Ich habe es Ihnen gezeigt, um ein möglichst objektives Bild des Freiluftanlagenbaues zu geben.

Sie wollen beachten, daß die bildliche Darstellung von Eisenkonstruktionen mit vielen



Abb. 25.

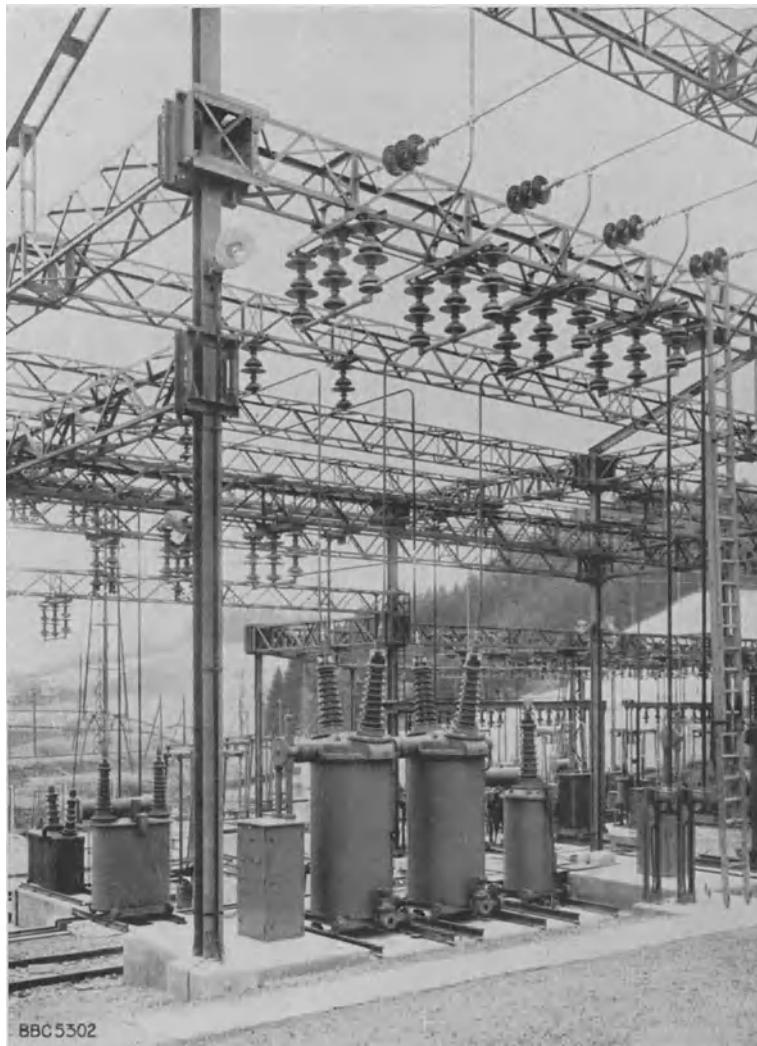


Abb. 26.

hintereinander liegenden Teilen schwierig ist und sich ein richtiges Bild nur durch Betrachtung des wirklichen Objekts oder eines Stereoskopbildes gewinnen läßt. Es bietet im allgemeinen keine wirtschaftlichen Vorteile, 15 kV-Drehstromanlagen ins Freie zu setzen. Wir haben es bei der hier gezeigten Abbildung mit einer einpoligen Bahnanlage zu tun, deren abgehende Leitungen zur Speisung der Bahnstrecken dienen und hierdurch noch verhältnismäßig übersichtlich wirken.

Da die Oberspannungsseite von 60 kV als Freiluftanlage mit wirtschaftlichen Vorteilen ausgeführt ist, so lag es nahe, auch das Zwischenglied, die 15 kV-Anlage ins Freie zu setzen.

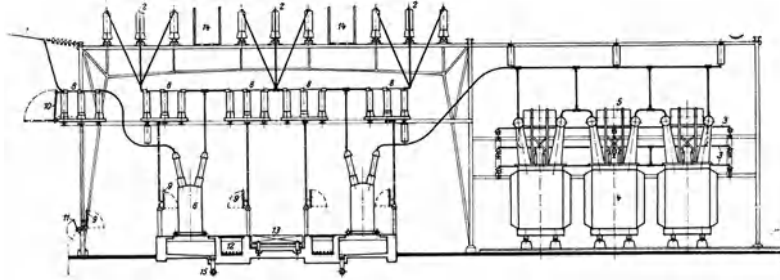


Abb. 27.

Auf der nächsten Abb. 26 sehen Sie die 65 kV-Anlage, des gleichen Umspannwerkes, die einen wesentlich ruhigeren Eindruck macht. Im Vordergrund ist eine zweipolige Ölschaltergruppe 80 kV mit Motorantrieb und Öl-Stromwandler zu sehen. Dahinter steht ein Spannungswandler und ein Bendmann-Hörnerschutz der an der Freileitung hängt.

Die Abb. 27 und 28 zeigen die Freiluftanlage L e n t in Holland im Schnitt bzw. Grundriß. Der im Kraftwerk Nijmegen erzeugte 10 kV-Drehstrom wird auf 50 kV heraufgespannt und mit Freileitungen in der Provinz Geldern verteilt. Die Transformatoren bestehen aus je 3 Einphasentransformatoren mit einer Drehstromleistung von je 4000 kVA und haben natürliche Luftkühlung. Die Doppelsammelschienen sind auf Stützern verlegt; das eine System ist U-förmig um das andere herumgelegt, um eine gute Leitungsführung zu erhalten.

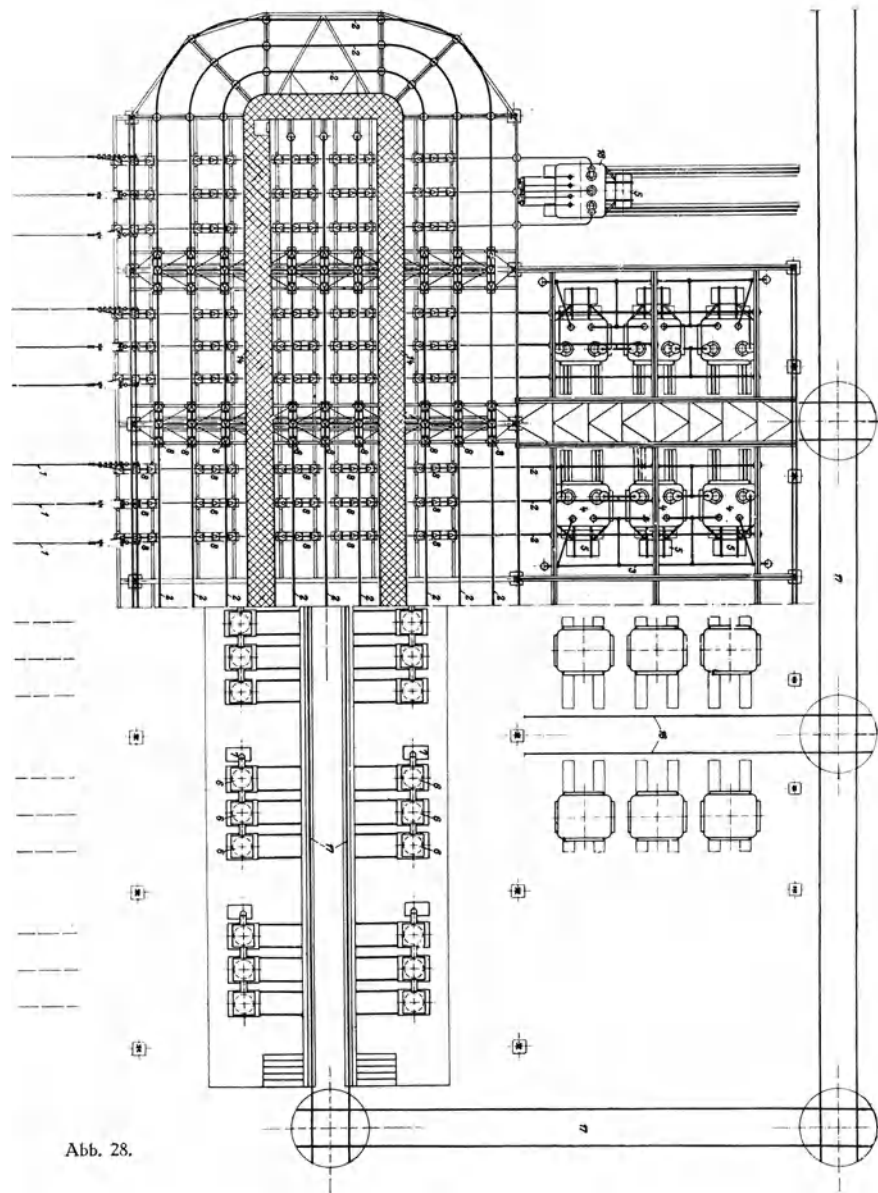


Abb. 28.



Schließlich möchte ich Ihnen noch in Abb. 29 eine Freilufttrennstelle zeigen, die für das Großkraftwerk Hannover bei Holtensen erbaut wurde. Von einer durchgehenden Freileitung 65 kV zweigt eine Hin- und Rückleitung ab, die mit einer Ölschaltergruppe überbrückt werden kann.

Die Ersparnis gegenüber einer Gebäudestation ist hier etwa 50 %.

Neuerdings kommt die flachgebaute Freiluftanlage, bei der alle Apparate nebeneinander stehen, in Aufnahme. Die Anlage soll durch diese Bauweise billiger werden, da an Gerüsten gespart wird; wenn die Übersichtlichkeit unter dieser Maßnahme nicht leidet, wäre ihre Anwendung nur zu begrüßen.

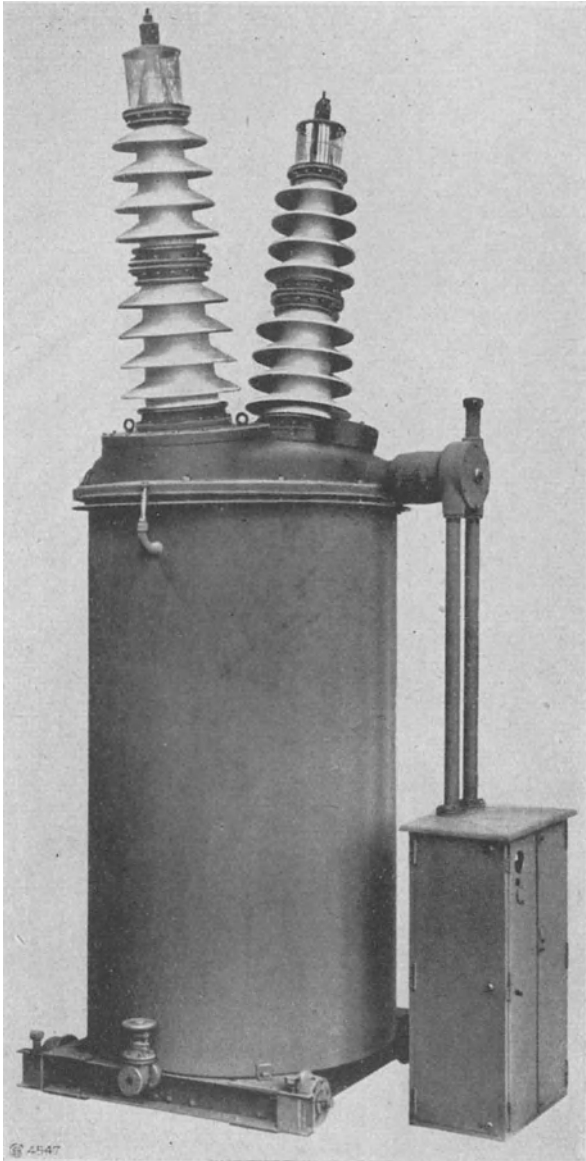


Abb. 30.

Die nächste Abb. 31 stellt den Querschnitt eines 220 kV-Schalters mit Vielfachunterbrechung dar, der die gleiche Konstruktion aufweist wie die vorher gezeigten 110 kV-Schalter.

Um Ihnen die Größe der Apparate anschaulich zu machen, habe ich auf dieser Abb. 32 je ein Ölschalter für 110, 150 und 220 kV maßstäblich nebeneinander gezeichnet und die ungefähre Höhe der Schalter in Metern angegeben. Der Raumbedarf einer dreipoligen Schaltgruppe verhält sich etwa wie: 1 : 2 : 4,5 und die Preise einer Schaltgruppe wie 1 : 1,6 : 3,3.

Wie wir gesehen haben, sind schon eine ganze Anzahl Freiluftanlagen in Europa erstellt worden und große Anlagen in Bau, so daß man ein erhebliches Vertrauen in diese Ausführungsweise feststellen kann.

Es ist jedenfalls mit Rücksicht auf die vorliegenden Erfahrungen in wirtschaftlicher und betriebstechnischer Hinsicht zweifellos notwendig, daß man den Bau einer Freiluftstation bei allen entsprechend gelagerten Projekten ernsthaft in die Überlegung einbezieht.

Ich habe Ihnen gezeigt, daß 100 kV-Anlagen der verschiedensten Art seit einer Reihe von Jahren ausgeführt worden sind und miteinander in Wettbewerb treten.

Wie steht es aber mit Anlagen höherer Spannung?

Im Ausland, in Amerika, Frankreich und der Schweiz sind Kraftübertragungen mit 150 kV-Apparaten in Betrieb bzw. in Bau. In Amerika werden einige Anlagen mit 220 kV betrieben und in Deutschland baut das RWE die erste Fernleitung mit dieser Spannung.

Auch in Deutschland sind schon Apparate für 150 und 220 kV hergestellt, aber meines Wissens nach noch nirgends in Betrieb genommen worden, da hierzu bis jetzt eine Gelegenheit nicht vorhanden war.

Ein für das Ausland gelieferter 150 kV-Freiluftölschalter zeigt Abb. 30.

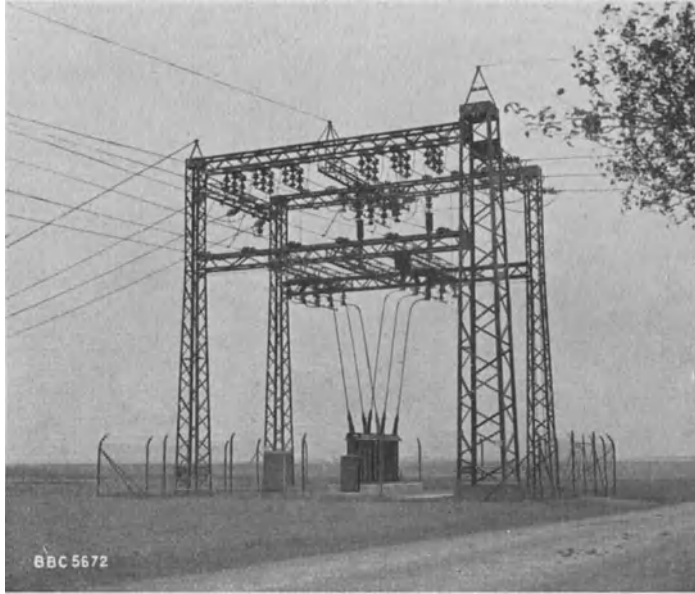
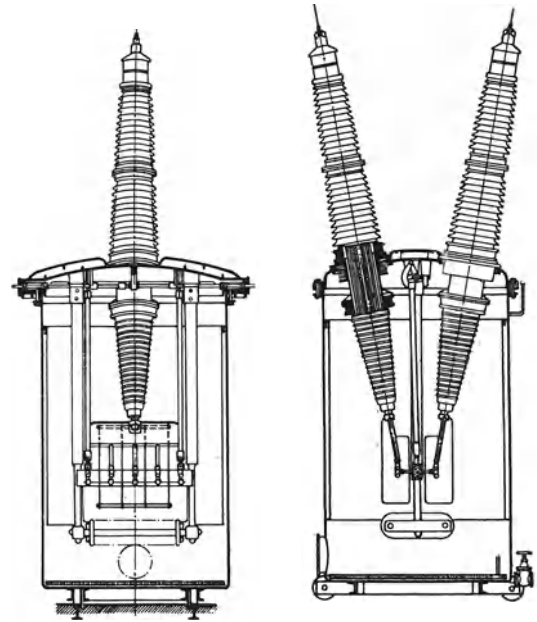


Abb. 29.

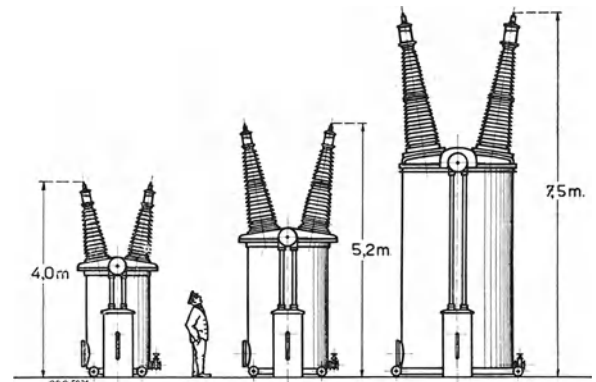


BBC 5862

Abb. 31.



Abb. 33.

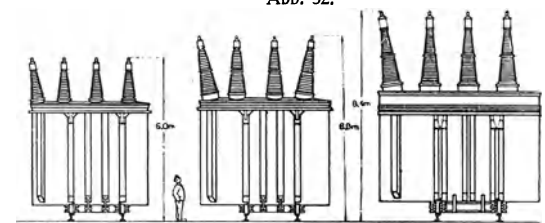


110

150

220 KV.

Abb. 32.



BBC 5193

110

150

220 KV

Abb. 34.

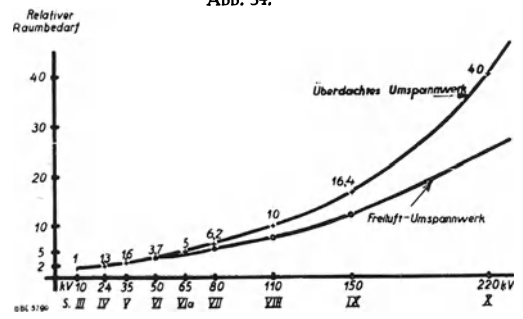


Abb. 35.

Die Abb. 33 zeigt Ihnen die Größenverhältnisse eines 750, 100 000 und 220 000 Volt-Schalters für Innenraumaufstellung. Der Mann auf dieser Abbildung kann als Maßstab dienen.

Die Größenverhältnisse von Höchstspannungstransformatoren läßt die Abb. 34 erkennen. Hier ist je ein 20 000 kVA-Transformator für 110—150—220 kV nebeneinander gestellt. Der Raumbedarf steht im Verhältnis 1 : 1,5 : 2,3 und die Preise verhalten sich etwa wie 1 : 1,4 : 2.

Wenn wir den relativen Raumbedarf eines ganzen Umspannwerkes für die drei Spannungen betrachten, so finden wir, daß er nicht in demselben Verhältnis steigt, wie der der Einzelapparate, da der Platzbedarf für Nebenräume und Bedienungsgänge fast unabhängig von der Spannung ist.

Der Raumbedarf steht etwa im Verhältnis 1 : 1,6 : 4 und die Preise eines kompletten Umspannwerkes einschließlich Transformator verhalten sich etwa wie 1 : 1,4 : 2,3.

Auf diesem Kurvenblatt Abb. 35 ist der relative Raumbedarf der Schaltanlagen von 10—220 kV eingetragen. Die obere Kurve zeigt den relativen Raumbedarf einer Gebäudestation, wobei er bei 110 kV=10 gesetzt ist. Die untere Kurve gibt den relativen Raumbedarf bei Freiluftausführung wieder. Da man hier bei kleineren Spannungen schon mit großen Abständen rechnet, steigt die relative Raumbeanspruchung nicht so stark an wie bei einer Gebäudestation.

Die Lage der beiden Kurven zueinander bildet keinen Maßstab für den Raumbedarf einer Gebäudestation zu dem einer Freiluftanlage. Man kann auch nicht die beiderseits beanspruchten Räume sondern besser die Grundfläche vergleichen, da die Raumhöhe bei der Freiluftstation fast nichts kostet.

Die Kosten für ein 220 kV-Umspannwerk ohne geerdeten Nullpunkt, bestehend aus zwei Stück 20 000 kVA-Transformatoren und vier Ölschaltergruppen als Freiluftanlage gebaut, würden sich in der Größenordnung von 1,3 Millionen Mark bewegen.

380 kV-Anlagen können aus Gründen der Spannungsstabilität nur mit geerdeten Nullpunkt betriebssicher gebaut werden, wie wir auf der Danziger Jahresversammlung gehört haben.

In der Schweiz sind bereits die 65 kV-Übertragungen der Bundesbahnen mit geerdetem Mittelpunkt der Einphasenwicklung ausgeführt und die Schwachstromanlagen darauf eingerichtet. In Frankreich werden ebenfalls — wenn ich recht unterrichtet bin — bereits 100 kV-Anlagen mit geerdetem Sternpunkt betrieben. Hoffentlich sind wir in Deutschland auch bald so weit. Es könnten dann auch für 380 kV-Spannung 220 kV-Apparate verwendet werden.

Sie sehen, daß sich die deutsche Industrie auf 220 kV-Anlagen und — bei geerdetem Sternpunkt — auch auf 380 kV-Anlagen eingestellt hat. Es ist nun Sache der großen Elektrizitätswerke zu untersuchen, ob Übertragungen mit solchen hohen Spannungen in Deutschland wirtschaftlich sind; die Elektroindustrie ist bereit sie auszuführen.



# Höchstspannungs-Freileitungen.

Auszug aus dem Vortrag des Herrn Oberingenieurs Dahl.

---

Einleitend wird ein Überblick über die Entwicklung der Überlandzentralen und der Großkraftübertragung mittels Hochspannungs-Fernleitungen gegeben.

Die Betriebsspannung der Hochspannungs-Fernleitungen wurde in den letzten Jahrzehnten in rascher Folge von 10 000 Volt bis 110 000 Volt und darüber gesteigert. Auch in Deutschland ist man bereits zum Bau von 220 kV-Leitungen übergegangen. Die Erhöhung der Betriebsspannung erforderte notwendigerweise durchgreifende Änderungen in den Prinzipien des Freileitungsbaues. Bei Spannungen bis zu 20 000 Volt hat man in früheren Zeiten Holzmasten mit Stützisolatoren verwendet. Für höhere Betriebsspannungen waren Holzmaste mit Stützisolatoren nicht mehr geeignet, weil sie nicht mehr die genügende Sicherheit boten. Da die auf Stützisolatoren verlegten Leiterseile an jedem Mast starr befestigt sind, treten bei Zusatzlasten ungünstige Beanspruchungen der Leiterseil-Befestigungsbunde und Masten auf. Bei Spannweiten über 180 m ist infolge dieser ungünstigen Beanspruchung der Bunde die Betriebssicherheit der Leitung gefährdet. Um bei den größeren Betriebsspannungen wirtschaftlich und betriebssicher zu bauen, ist man deshalb zur Verwendung von Hängeisolatoren und zum Weitspannsystem übergegangen. Auch bei den Mittelspannungen von 10 bis 20 kV ist man in neuerer Zeit zum Bau von Hänge-Weitspannleitungen geschritten. Der Grund dafür liegt in erster Linie in der größeren Betriebssicherheit der Hängeisolatoren gegenüber den Stützisolatoren und in der Verminderung der Störungsquellen durch die Verminderung der Stützpunkte. Ein großer Vorteil des Weitspannsystems ist die mechanische Elastizität der Leitung. Bei Zusatzlasten durch Wind, Rauhreif, Eis usw. und besonders bei ungleicher Verteilung dieser Zusatzlasten auf die einzelnen Spannfelder ist die Möglichkeit eines Kräfteausgleiches zwischen den einzelnen Spannfeldern gegeben, womit eine größere Betriebssicherheit der Leitung erreicht wird.

Weitere Vorzüge des Weitspannsystems sind Ausnützung der günstigsten Geländepunkte, bessere Überbrückung von Geländeunebenheiten, Überspannung von Tälern usw., was besonders in gebirgigem Gelände von großem Vorteil ist. Das Weitspannsystem ist also nach den bisherigen Erfahrungen die gegebene Ausführung für die Übertragung großer Energien auf weite Entfernungen.

Die Spannweite wird nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten festgelegt. Für jede Fernleitung gibt es eine sogenannte „wirtschaftliche“ Spannweite, bei der die Anlagekosten auf die Streckeneinheit umgerechnet, ein Minimum erreichen.

Die wirtschaftliche Spannweite beträgt beispielsweise bei 35–60 kV-Leitungen und Verlegung von 50–70 mm<sup>2</sup> Cu oder 70–120 mm<sup>2</sup> Al etwa 180–220 m, bei 110 kV-Leitungen und Verlegung von 120 mm<sup>2</sup> Cu bzw. 150 mm<sup>2</sup> Al etwa 230–250 m. Bei 220 kV-Leitungen liegt die wirtschaftliche Spannweite bei Verwendung von Stahl-Aluminium- oder Kupfer-Hohlseilen bei etwa 280–350 m.

Voraussetzung für eine wirtschaftliche Leitungsanlage ist die Durchführung einer einwandfreien Trassierung.

Schon bei leicht kupiertem Gelände ist eine tachymetrische Aufmessung der Leitungsstraße zu empfehlen; bei gebirgigem Gelände ist sie unbedingte Notwendigkeit. Bei der Auswertung des aufgenommenen Höhenprofils und der Festlegung der Maststandpunkte, muß vor allem im gebirgigen Gelände auch darauf geachtet werden, daß keine unbelasteten Hängeketten in der Leitung vorkommen, da es möglich sein kann, daß bei Änderung des Durchhangs infolge Temperaturschwankungen die Hängeketten vollständig entlastet werden und dadurch ein Hochheben der Kette bzw. bei Wind ein starkes Auspendeln eintreten kann, was unliebsame Betriebsstörungen zur Folge hat. An solchen Punkten verwendet man am zweckmäßigsten Abspannmaste.

Ein praktisches Hilfsmittel für die Mastauteilung ist das sogenannte Schenkelsche Verfahren, wobei mittels einer Durchhangs-Schablone, unter größter Ausnutzung der normalen Masthöhe, die Maststandplätze im Höhenprofil festgelegt werden.

Wie oben erwähnt, besitzen die Hängeleitungen eine weitgehende Nachgiebigkeit gegenüber ungleichen Belastungen, wodurch die Sicherheit gegen Seilbrüche wesentlich heraufgesetzt wird.

Bei Bestimmung der Mastarten und der Dimensionierung der einzelnen Maste muß eventuell auf eine zu erwartende höhere Eisbelastung, als die vom VDE angenommene, Rücksicht genommen werden.

Für den Entwurf derartiger Hochspannungs-Fernleitungen sind im wesentlichen folgende drei Faktoren maßgebend:

1. Material und Querschnitt der Leiter- und Erdseile, sowie zugelassene Beanspruchung derselben unter der im praktischen Betrieb zu erwartenden größten mechanischen Belastung durch Zusatzlast, die hauptsächlich durch Wind und Eis hervorgerufen wird.
2. Mechanische Sicherheit des Gestänges. Hierbei ist auf die im praktischen Betrieb zu erwartenden größten mechanischen Beanspruchungen, die sich in der Hauptsache durch Wind und Eisbelastung auf Leiter- und Erdseile, sowie Masten und Isolatoren und der sich hieraus ergebenden Seilzüge zusammensetzen, Rücksicht zu nehmen.
3. Mechanische und elektrische Festigkeit der Isolatoren.

Die für den Bau von Hochspannungs-Fernleitungen vom VDE erlassenen Vorschriften genügen überall da, wo die Leitungen nur normalen klimatischen Einwirkungen ausgesetzt sind. In Gegenden, in denen die Leitung hohen mechanischen Beanspruchungen durch Wind und Eislast unterliegen, bzw. in denen die Überschlagsfestigkeit der Isolatoren durch Nebel und starke Luftfeuchtigkeit beeinflusst wird, sind über die Vorschriften hinausgehende höhere Sicherheitswerte vorzusehen.

Bei der Wahl der Spannweite und Dimensionierung der Maste ist der Einfluß der Eislasten, hervorgerufen durch Rauhreif, angewehten Schnee usw. zu berücksichtigen. In gebirgigem Gelände kommen Eisbelastungen von 2—8 kg/lfm und mehr vor.

## Maste.

Für den Bau von Hängeleitungen verwendet man in erster Linie Winkeleisengittermaste. Es empfiehlt sich, die Tragmaste ebenfalls, wie die Abspann-, Winkel- und Kreuzungsmaste quadratisch auszubilden, da bei dieser Ausbildung eine größere Sicherheit gegen Verdrehung bei Leiterbruch vorhanden ist, als bei rechteckigem Querschnitt.

Die normalen Tragmaste sind gewöhnlich für die Fundierung mittels Schwellen ausgebildet. Alle übrigen Maste, wie Abspann-, Winkel- und Kreuzungsmaste werden normalerweise für Betonfundierung konstruiert. An Hand zahlreicher Lichtbilder wird der Arbeitsvorgang bei der Montage einer Gittermastleitung gezeigt. In den letzten Jahren verwendet man neben den Gittermasten auch Eisenbetonmaste. Man unterscheidet hierbei zwei Systeme; Stahl-

Schleuderbetonmaste, System „Dyckerhoff & Widmann“, Cossebaude, können nur in der Fabrik hergestellt werden. Sie besitzen runden Querschnitt (Hohlzylinder). Der Bahntransport und die Anfuhr dieser Maste, die ein beträchtliches Gewicht haben (6–7 Tonnen) bei etwa 20–25 m Länge zu den Maststandorten sind mitunter mit großen Schwierigkeiten verbunden. Dafür ist jedoch durch die Anfertigung in der Fabrik größere Sicherheit bezüglich der Qualität gegeben. Ferner die Stampfbetonmaste nach System „Weiß & Freytag“, Wien, und „Porr“ haben doppel-T-förmigen Querschnitt für Tragmaste und quadratischen Querschnitt für Abspannmaste und werden direkt am Maststandort in Formen gestampft und komplett angefertigt. Dieses ist besonders bei Leitungen in gebirgigem Gelände vorteilhaft.

Außer den vorerwähnten Mastarten hat man in den letzten Jahren in Deutschland Versuche mit Holzmastgerüsten als Weitspannmaste, sowie mit Mannesmannröhrenmasten gemacht. Die Versuche mit letzteren sind noch nicht abgeschlossen.

## Anordnung der Leiterseile und Erdseile.

Die hauptsächlichsten zurzeit in Deutschland verwendeten Leiteranordnungen sind:

- a) Tannenbaumform
- b) umgekehrte Tannenbaumform
- c) Sechseck-Anordnung
- d) Badenwerks-Anordnung
- e) Anordnung der Leiterseile in einer Ebene.

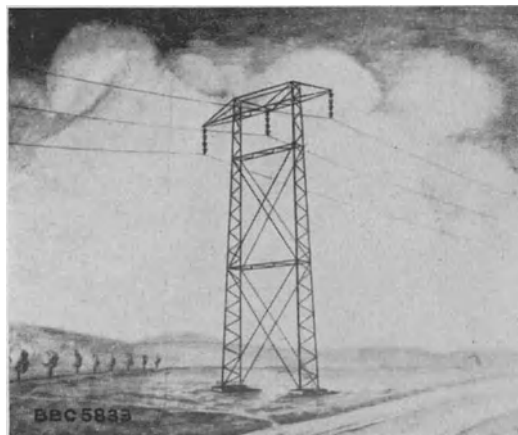


Abb. 1. 110 kV Dreifachleitung mit Anordnung der Leiterseile in einer Ebene.

In den VDE-Vorschriften sind für die Ermittlung der Mindestabstände der Leiterseile und Erdseile für Kupfer- und Aluminiumleitungen Formeln angegeben. Die mit Hilfe dieser Formeln errechneten Phasenabstände genügen jedoch nicht in allen Fällen hinsichtlich des Zusammenschlagens der Leitungen bei Wind- und Eisbelastungen.

Bei Festlegung der Leiterabstände werden in neuerer Zeit besonders das gegenseitige Ausschwingen der Leiterseile und gefährliche Näherungen bei ungleichen Vereisungen übereinanderliegender Seile berücksichtigt.

Die Ausschwingwinkel werden errechnet mit einer Windbelastung von  $125 \text{ kg/m}^2$  und einem Abrundungsfaktor von 0,3 (normal 0,5). Hierbei ergeben sich Ausschwingwinkel, die sich mit den tatsächlich in der Praxis beobachteten Ausschwingwinkeln decken.

Der Ausschwingwinkel ist für die verschiedenen Leitermaterialien und Querschnitte verschieden.

Die Ausschwingwinkel der Aluminium-Leitungen sind infolge des geringen Gewichts derselben größer als bei Kupferleitungen. Hierdurch werden die Phasenabstände bei Kupferleitungen kleiner als bei Aluminiumleitungen. Bei gleichem Leitermaterial und gleichem Querschnitt findet meistens nur ein synchrones Ausschwingen der Leiterseile statt. Bei ungleichen Leiterquerschnitten und Leitermaterialien treten infolge der ungleichen Pendellängen (ungleiche Durchhänge) auch asynchrone Schwingungen auf, die bei dem Entwurf berücksichtigt werden müssen.

Der senkrechte Abstand der Leiterseile muß so groß gewählt werden, daß beim Emporschnellen einer unteren Phase infolge Herabfallen der Eislast keine gefährliche Näherung an das obere Seil stattfinden kann.

Wie vorstehend erwähnt, muß außer dem Ausschwingen und Hochschnellen der Leiterseile auch auf eventuelle Näherungen zweier übereinanderliegender Seile bei ungleicher Eisbelastung derselben Rücksicht genommen werden. Es kann andererseits vorkommen, daß ein Seil in einem Spannungsfeld eine geringe Eislast aufweist, während die benachbarten Spannungsfelder stark mit Eis behangen sind. Es werden dann die Seile in dem weniger belasteten Feld straffer gezogen und die unteren Seile können eventuell in gleiche Höhe oder höhere Lage als das obere Seil gelangen. In dieser Stellung der Seile genügt eine geringe Windbelastung und ein geringes Gegeneinanderschwingen der Seile, um eine Berührung und damit Abschmelzen der Seile herbeizuführen.

In Gebirgsleitungen muß auf diese Gefahr der ungleichen Eisbelastungen besonders Rücksicht genommen werden. Bei der in der Abbildung angegebenen Leiteranordnung (d) der von BBC für die Gebirgsleitung des Badenwerkes entworfenen Mastkonstruktion wurden diese Faktoren berücksichtigt.

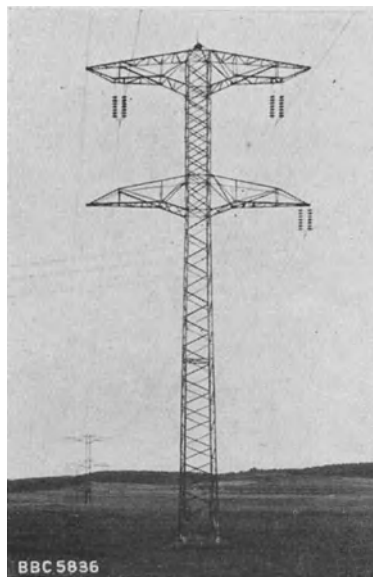


Abb. 2. 110 kV Leitung des Badenwerkes  
Scheibehardt—Kl. Laufenburg  
Tragmast mit Doppelhängeketten.

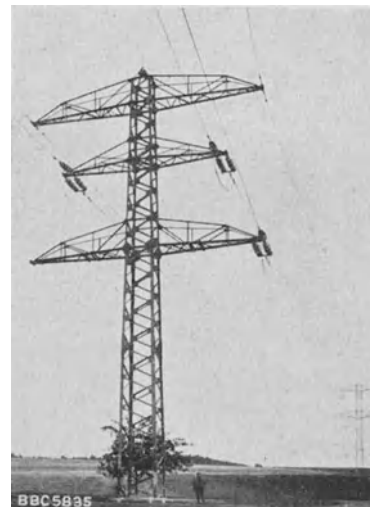


Abb. 3. 110 kV Leitung des Badenwerkes  
Scheibehardt—Kl. Laufenburg  
Abspannmast (Postkreuzung).

Die über den Hochschwarzwald führende 110 kV-Leitung führt durch ein Gebiet, bei dem mit sehr starken Rauhreifbelastungen zu rechnen ist. Für die Dimensionierung der Seile und Maste wurde eine Zusatzlast von 5 kg/lfdm zugrunde gelegt. Als Leitermaterial kommen sechs Bronzeseile von 120 mm<sup>2</sup> Querschnitt und einer Bruchfestigkeit von 48 kg/mm<sup>2</sup> zur Verwendung. Als Erdseile werden zwei Stahlseile von 72 mm<sup>2</sup> Querschnitt und einer Bruchfestigkeit

von  $120 \text{ kg/mm}^2$  verlegt. Die auf der oberen Traverse verlegten Erdseile haben mit die Aufgabe, die bei einseitigem Leiterriß auftretenden Differenzzüge teilweise zu kompensieren. Die Bruchfestigkeit der Erdseile ist deshalb höher gewählt, als die Bruchfestigkeit der Leiterseile.

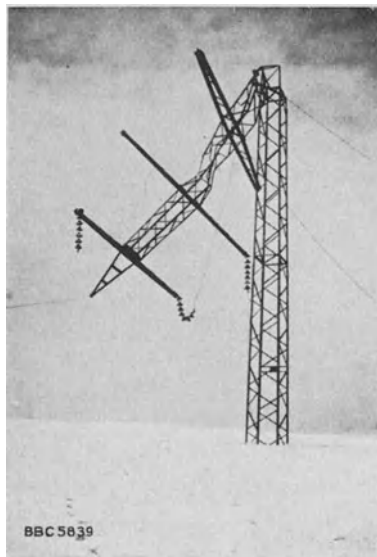


Abb. 4. Mastumbruch auf einer 110 kV Leitung infolge Rauhrefbelastung.

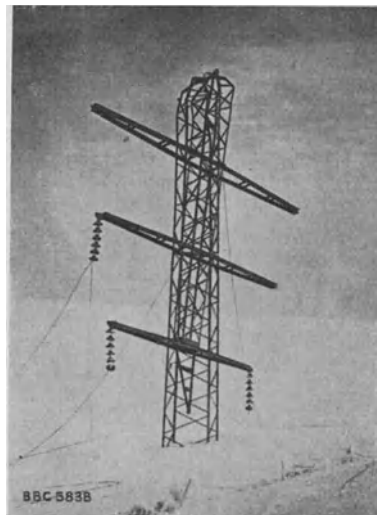


Abb. 5. Mastumbruch auf einer 110 kV Leitung infolge Rauhrefbelastung.

## Fundamente.

Wie bereits erwähnt, erfolgt die Fundierung der Gittermaste mittels Schwellen- oder Betonblockfundamenten. Für die Schwellenfundierung werden hauptsächlich teerölpräparierte Kiefernholzwischwellen verwendet. Bei den Abspann-, Winkel- und Kreuzungsmasten verwendet man in der Hauptsache Betonblockfundamente.

Bei den Masten mit größeren Spreizungen, zum Beispiel bei Talüberspannungs- und Flußkreuzungsmasten werden häufig auch Beton-Hohlfundamente verwendet. Bei diesen Fundamenten ist das Innere, zwecks Ersparnis an Betonmaterial, mit Erdreich gefüllt.

Im Moorgelände ist bei der Wahl der Fundamente größte Vorsicht zu üben. Bei Tragmasten verwendet man am zweckmäßigsten Schwellenfundierung, wobei die Eckstiele und Diagonalen der Winkeleisengittermaste zum Schutz gegen den Einfluß der Moorsäure mit Jute umkleidet werden, die mit heißem Asphaltteer durchtränkt wird. Werden in moorsäurehaltigem Boden Betonfundamente gewählt, so müssen zum Schutz des Betons gegen die zerstörende Einwirkung der Moorsäure Schutzmaßnahmen getroffen werden. Zu diesem Zweck erhält der Beton entweder einen Zusatz von Traß oder das Betonfundament wird zum Schutze gegen die Einwirkung der Moorsäure mit einer Isolierschicht aus Roccarid umgeben.

Die Betonmaste erhalten in der Hauptsache sogenannte Flügelfundamente, bestehend aus Betonschwellen, die entweder durch den Mast hindurchgesteckt, bzw. an den Mast angeschraubt werden. Betonmaste, die größere Leitungszüge auszuhalten haben, erhalten ebenfalls, wie bei den Gittermasten, Betonblockfundamente.

## Leitermaterial.

Als Material für die Leiterseile benutzt man Kupfer, Bronze, Reinaluminium und Stahlaluminium, für die Erdseile hochwertiges Eisen und Stahl. Für Hochspannungs-Fernleitungen kommen die Leiter nur in verseilter Form zur Verlegung. Von der Verlegung von massiven



Drähten ist man schon frühzeitig abgekommen, da massive Drähte durch die dauernden Schwingungen der Seile an den Einspannstellen sehr bald zu Bruch gehen.

Die Querschnitte und die Konstruktion der Leiterseile sind vom VDE genormt.

## Kupferseile.

Kupfer hat bisher als Leitermaterial sehr weite Verbreitung gefunden und wird auch heute noch am meisten verwendet.

Das bei Hängeleitungen verwendete Kupferseil besitzt eine Bruchfestigkeit von 38–40 kg/mm<sup>2</sup> und eine elektrische Leitfähigkeit von 56–57.

Bei der Montage wird das Kupferseil normalerweise mit 14–19 kg/mm<sup>2</sup> gespannt.

Für die Wahl der spezifischen Beanspruchung und Bestimmung des Sicherheitsgrades ist neuerdings nicht mehr die Bruchfestigkeit des betreffenden Materials maßgebend, sondern die Streckgrenze, da über die Streckgrenze hinaus beanspruchtes Material nicht weiter verwendungsfähig ist.

Ein großer Vorteil des Kupfers gegenüber dem Aluminium ist seine hohe Beständigkeit gegen atmosphärische und chemische Einflüsse, sowie der Altmaterialwert.

## Reinaluminium.

In weitem Maße kommt als Leitungsmaterial für Hängeleitungen auch Reinaluminium zur Verwendung, und zwar besonders da, wo die Anlagekosten möglichst niedrig gehalten werden sollen. Das für Hängeleitungen verwendete Aluminiumseil muß mindestens eine Reinheit von 99–99,5 % aufweisen. Die Bruchfestigkeit dieses Seiles beträgt 18–20 kg/mm<sup>2</sup>. Die spezifische Montagebeanspruchung darf 9 kg nicht überschreiten. Die Leitfähigkeit beträgt 33.

Bei Verwendung von Aluminium werden infolge des großen Durchhanges — hervorgerufen durch die geringe Seilbeanspruchung — die Maste um zirka 10 % höher als bei Verlegung von äquivalenten Kupferquerschnitten.

In der Nähe von chemischen Fabriken, Kaliwerken, an der Meeresküste, an Gruben- und Hüttenwerken usw. ist von der Verwendung von Aluminiumseilen abzuraten, da das Aluminiumseil gegenüber Alkali und Chlorverbindungen sehr empfindlich ist.

## Stahlaluminiumseil.

Stahlaluminiumseil kommt hauptsächlich für solche Leitungen in Frage, bei denen mit hohen mechanischen Belastungen zu rechnen ist (Gebirgsleitungen usw.). Die Verwendung von Stahlaluminiumseilen kann jedoch auch hier nur dann empfohlen werden, wenn die Anschaffungskosten nicht höher werden, als bei einem elektrisch äquivalenten Bronzeseil.

Stahlaluminiumseil besteht aus einer mehrdrätigen Stahlseele und einigen Lagen von runden oder profilierten Aluminiumdrähten, von denen die einen links und die andern rechts um die Stahlseele geschlagen werden, um diese gegen Eindringen von Feuchtigkeit zu schützen.

Die spezifische Beanspruchung des gesamten Querschnittes (Gleichbeanspruchung) soll nicht mehr als 11 kg/mm<sup>2</sup> betragen.

Die Beanspruchung der Aluminiumlage muß kleiner sein als 9 kg/mm<sup>2</sup>.

## Bronzeseil.

Bei besonders großen Spannweiten und Gebirgsleitungen, bei denen mit sehr hohen Eislasten zu rechnen ist, verwendet man vielfach Bronzeseil.

Mit Rücksicht auf die Verminderung der elektrischen Leitfähigkeit mit wachsender Bruchfestigkeit, ist es nicht empfehlenswert, über eine Bruchfestigkeit von 70 kg/mm<sup>2</sup> hinauszugehen.

Wie bereits erwähnt, verwendet man neuerdings Bronzelegierungen mit nur  $48 \text{ kg/mm}^2$  Bruchfestigkeit und einer Leitfähigkeit von zirka 85–90 % der Leitfähigkeit des Kupfers.

Bei den Leiterseilen für 220 kV-Leitungen muß außer den üblichen Anforderungen, denen die Seile im allgemeinen genügen müssen, das Auftreten von Koronaverlusten berücksichtigt werden. Um bei derartig hohen Spannungen Koronaverluste zu vermeiden, sind relativ große Seildurchmesser erforderlich, bei denen der gesamte Querschnitt für die Kraftübertragung nicht mehr voll ausgenützt werden kann. Aus dieser Erkenntnis heraus, ist man zur Konstruktion von Hohlseilen geschritten, die einen Durchmesser von zirka 30–40 cm und mehr besitzen.



Abb. 6. Stahl-Aluminium-Hohlseil für 220 kV.

## Erdseile.

Als Material für das Erdseil kommt hochwertiges verzinktes Eisenseil oder Stahlseil in Frage. Einen Schutz gegen direkte Blitzschläge bietet das Erdseil wohl kaum.

Das Erdseil hat mit dem Zweck, die durch atmosphärische Störungen hervorgerufenen Überspannungen in ihrer Wirkung abzuschwächen. In neuerer Zeit wurden über den Schutzwert des Erdseiles von F. W. Peek jr. (Journal of the AJEE. 1924, S. 697), eingehende Versuche angestellt. Peek hat dabei gefunden, daß unter günstigen Bedingungen ein Erdseil die induzierte Blitzspannung auf 48 % derjenigen ohne Blitzseil reduziert. Bei zwei Erdseilen wird die Spannung auf 34 und bei drei Erdseilen auf 25 % reduziert.

Hauptsächlich dient das Erdseil zur Herbeiführung einer einwandfreien Erdung der Maste.

## Verbinder.

Von einer guten Seilverbindung muß verlangt werden, daß sie mindestens eine Haftfestigkeit von 90 %, bezogen auf die Bruchfestigkeit des zu verbindenden Seiles, aufweist.

Bei den im Freileitungsbau zur Verwendung kommenden Verbindern, wie Niet- und Schraubenverbinder, Kerb- und Stoßverbinder, haben sich von gewissen Querschnitten ab die Niet- und Schraubenverbinder in der Praxis am besten bewährt.

## Armaturen.

Zur Befestigung der Leiterseile an den Trag- und Abspannkettten dienen die Trag- und Abspannklemmen. Die Tragklemmen hat man bisher so konstruiert, daß sie die Leiterseile vollkommen festklemmen. Erfahrungen der letzten Zeit haben jedoch gezeigt, daß es notwendig

ist, daß die Tragklemmen bei eintretendem Leiterbruch die Seile freigeben, um dadurch eine Deformation bzw. den Umbruch der Maste zu verhindern.

Neuerdings sind zahlreiche Konstruktionen von sogenannten Auslösehängeklemmen entwickelt worden. Das Bayernwerk hat vor einiger Zeit eingehende Versuche mit den verschiedensten Konstruktionen vorgenommen. Die Versuche werden im Film vorgeführt. In unvereistem Zustande der Leitung funktionieren die Klemmen fast alle einwandfrei, jedoch ist in vereistem Zustande auf Grund der Vereisungsversuche der Firma BBC die Wirksamkeit derselben in Frage gestellt.

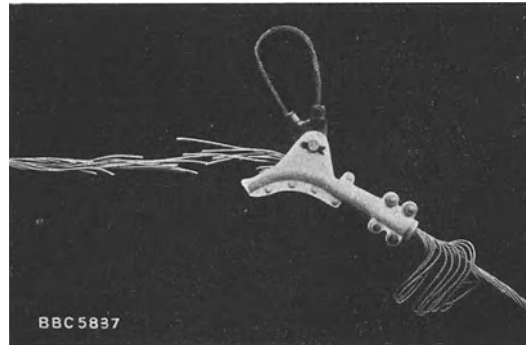


Abb. 7. Konu-Abspannklemme mit Leiterseil  
nach einem Seilbruch.  
(Man beachte die Korbbildung).

## Isolatoren.

Die Hauptanforderungen, die an einen neuzeitlichen Hochspannungs-Hängeisolator gestellt werden, sind:

1. Große mechanische Festigkeit.
2. Hohe elektrische Durchschlagsfestigkeit.
3. Hohe elektrische Überschlagssicherheit.
4. Unempfindlichkeit gegen starke Temperaturschwankung.

Bei der Wahl der Isolatoren für eine Hochspannungs-Fernleitung scheidet von vornherein diejenigen Typen aus, die nicht den genannten Bedingungen in allen Teilen genügen.

Die erste Forderung, die an einen neuzeitlichen Hochspannungs-Isolator gestellt werden muß, ist hohe mechanische und elektrische Festigkeit. Bei dem zurzeit bei dem Bau von Hochspannungs-Fernleitungen zur Verlegung kommenden Leitermaterialien und Querschnitten, sowie bei den hierbei auftretenden Belastungen werden in dieser Beziehung sehr hohe Anforderungen besonders an die Abspannisolatoren gestellt.

Bei einer 110 kV-Leitung, die mit 120 mm<sup>2</sup> Kupfer belegt ist, können z. B. bei erhöhten Eislasten Belastungen von zirka 4200 kg auftreten, die von den Abspannisolatoren aufgenommen werden müssen. Ein Teil der auf dem Markt befindlichen Isolatorentypen ist derartigen Beanspruchungen nicht gewachsen, und zwar mit Rücksicht auf die sogenannte elektrische Minderung. Unter elektrischer Minderung versteht man die Verminderung der elektrischen Durchschlagsfestigkeit der Isolatoren unter mechanischer Belastung.

Bei den Kappenbolzenisolatoren moderner Bauart liegt die elektrische Minderungsgrenze etwa zwischen 5000 und 6000 kg, bei Spezialtypen eventuell noch höher. Der Sicherheitsfaktor beträgt also nur wenig über eins. Man hat also einen schwachen Teil in der Leitung, da die übrigen Leitungselemente mit zwei und mehrfacher Sicherheit vorgesehen sind.

Die Erkenntnis dieser Tatsachen hat zu dem Entwurf und der Herstellung einer Isolatorform, des sogenannten „Motor-Isolators“ geführt. Der Motorisolator ist absolut elektrisch durchschlagsicher und hält die elektrische Beanspruchung bis zum Bruch aus, unterliegt also keinerlei elektrischer Minderung. Im übrigen wird der Motorisolator oben genannten Hauptanforderungen in jeder Weise gerecht. Seinen Namen hat er von der Firma Motor-Columbus, Aktiengesellschaft für elektrische Unternehmungen, Baden (Schweiz). Die Firma BBC Mannheim hat das Patent obiger Firma übernommen und die Konstruktion dieses Isolators noch weiter ausgebaut und verbessert. Von dieser Type sind bis heute im Inland und Ausland insgesamt ca. 240 000 gleich etwa 480 000 Kappenisolatoren geliefert worden. An diesen Belieferungen haben sich in hervorragendem Maße die Porzellanfabriken Rosenthal, Hescho und die Steamag beteiligt.



Bbb. 8. Motorisolator nach der Steinwurfprüfung.  
(2000 Treffer).

# Konstruktion und Betrieb von Höchstspannungskabeln.

Von Dr. Hans Meurer, Köln.

---

Meine Herren! Der Durchmesser von Höchstspannungskabeln ist durch vielerlei Rücksichten beschränkt. Allzu große Kabeldicken würden nicht nur die Länge der Fabrikationsstücke bedeutend herabmindern, sondern auch die Schwierigkeiten ihrer Verlegung außerordentlich steigern. Für heutige Verhältnisse stellen unter dem Bleimantel gemessene Durchmesser von 85 mm für Dreileiterkabel und von 70 mm für Einleiterkabel Höchstmaße dar. Berücksichtigt man die Fortschritte, welche die Isoliertechnik der letzten Jahre für die Hochspannungskabel gebracht hat, so ergeben sich die Höchstspannungen, für welche einerseits Dreileiterkabel und andererseits Einleiterkabel benutzt werden können, für erstere zu etwa 60 bis 66 kV und für letztere zu etwa 120 bis 132 kV. Diese Spannungen sind zu verstehen als verkettete Spannungen in Drehstromnetzen mit ungeerdetem Neutralpunkt. Ist der Neutralpunkt geerdet, so wird die Benutzungsspannung noch etwas höher angenommen werden können. Wir wollen uns dabei aber bewußt bleiben, daß die Kabelanlagen, welche zurzeit für solche Höchstspannungen gebaut werden, Erstlingswerke sind. Man wird über ihren praktischen Betrieb Erfahrungen sammeln müssen, wobei es notwendig ist, die Kabelanlage nicht für sich allein zu betrachten, sondern zu berücksichtigen, unter welchen Betriebsbedingungen sie arbeitet, zum Beispiel ob in Verbindung mit Freileitungen, welche Überspannungen oder Erdschlüsse von mehr oder weniger großer Häufigkeit mit sich bringen. Die Arbeit des technischen Fortschritts kann daher nicht allein von den Kabelwerken durch eifrige Forschungsarbeit im Laboratorium getragen werden, sondern muß ergänzt werden durch das Entgegenkommen der Fernkraftwerke, indem diese die neuen Kabel zur praktischen Erprobung zulassen. Eine solche Zusammenarbeit ist sowohl in Deutschland als auch im Auslande bereits in vollem Zuge.

Betrachten wir zunächst die Entwicklung der Technik der Dreileiterkabel. Vor dem Kriege gegen die mitteleuropäischen Mächte war diese Art von Hochspannungskabeln auf solche normalisierten Typen beschränkt, welche außer der Aderisolation eines jeden Stromleiters noch eine gemeinsame Gürtelisolation besitzen. Dabei bevorzugte man es in Deutschland, Gürtelisolation und Aderisolation gleich stark zu bemessen. Im Auslande, insbesondere in England, unterscheidet man seit langem Dreileiterkabel für Netze mit ungeerdetem und geerdetem Neutralpunkt. Erstere besitzen die gleiche Konstruktion wie in Deutschland, letztere dagegen eine Gürtelisolation geringerer Dicke. Die verkettete Betriebsspannung, für welche solche Kabel hergestellt wurden, beträgt bis zu 35 kV. Diese obere Grenze wurde bereits vor dem Kriege erreicht. Nach dem Kriege sind namentlich seitens einer englischen Firma normale Dreileiterkabel in Netzen mit 50 kV eingebaut worden; jedoch ist hierbei zu bemerken, daß der Neutralpunkt geerdet ist. Zur Beherrschung von Spannungen über 35 kV mit Dreileiterkabeln wurde nach dem Kriege, besonders in Deutschland und Frankreich, ein neuer Kabeltyp ent-

wickelt, welcher eine Verseilung von drei Einleiterkabeln unter einem gemeinsamen Bleimantel darstellt. Höchstädter hatte bereits frühzeitig, im Jahre 1911, erkannt, daß die Beilaufisolation von Dreileiterkabeln unter dem Einfluß tangentialer Spannungen oberhalb einer kritischen Spannung zu einer Steigerung des dielektrischen Verlustfaktors Veranlassung gab. Er deutete diese, stärker als mit dem Quadrat der Spannung steigenden Verluste als Beginn von Gleit-entladungen im Beilauf und zog die Schlußfolgerung, daß man die Oberflächen der drei Aderisolationen mit leitenden Folien bekleiden müsse, um das elektrische Feld von der Beilaufisolation fernzuhalten.

Von deutschen Firmen sind Dreileiterkabel mit solchem „Strahlungsschutz“ für sehr hohe Spannungen hergestellt worden, so von den Siemens Schuckert Werken ein Kabel für 60 kV, 3,8 km lang, welches im Gebiet der Preußischen Kraftwerke „Oberweser“ bei Kassel verlegt ist und von Felten & Guillaume ein Kabel für 55 kV, welches in 28 km Länge im Gebiet schwedischer und dänischer Elektrizitätswerke verlegt ist. Von letzterem zeige ich den Lageplan, aus dem zu ersehen ist, daß das dänische Freileitungsnetz mit dem schwedischen Freileitungsnetz durch Unterwasserkabel, welche im Öresund liegen, verbunden ist. Die folgenden Bilder zeigen Ihnen einen Querschnitt durch das Seekabel, die Konstruktion der Muffen, sowie besondere Einzelheiten der See- und Landkabelverlegung (Fig. 1). Sie sehen auch die 6 Riesenhäspel von je 40 Tonnen Bruttogewicht, von Landkraftwerke Leipzig. Auch diese Kabel, welche eine Strecke von 16 km bilden, sind an Freileitungen mit ungeerdetem Neutralpunkt angeschlossen. Ihre Spannung beträgt zwar nur 33 kV, jedoch ist die Isolation relativ sehr dünn. Die Konstruktion der Leipziger Kabel gleicht derjenigen der schwedisch-dänischen Kabel. Letztere haben  $3 \times 95$  qmm starke Kupferleiter, je 12,0 mm Aderisolation mit Strahlungsschutz, 79,3 mm Durchmesser innerhalb des Bleimantels und 103 mm Außendurchmesser als Landkabel, bzw. 112 mm Außendurchmesser als Seekabel. Erstere haben  $3 \times 70$  qmm starke Kupferleiter, je 8,0 mm Aderisolation mit Strahlungsschutz, 58,3 mm Durchmesser innerhalb des Bleimantels und 76 mm Außendurchmesser. Sowohl in Dänemark als auch in Leipzig-Land sind Spulen zur Löschung des Erdschlußstromes eingebaut.

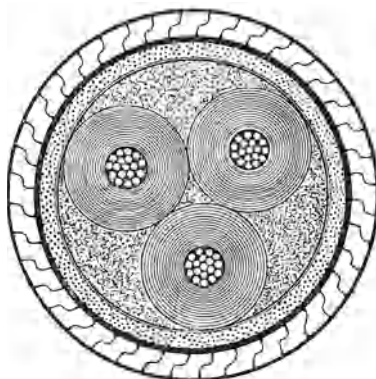


Abb. 1.

denen jeder ein 900 m langes Fabrikationsstück trägt. Die sechs Längen bilden in ihrer Gesamtheit die Seekabelstrecke von 5,4 km, welche also nur 5 Muffenverbindungen besitzt. Technisch wichtig ist der Umstand, daß das Kabel sowohl auf schwedischer als auch auf dänischer Seite an Freileitungen mit ungeerdetem Neutralpunkt angeschlossen ist. Ich zeige Ihnen nunmehr den Lageplan einer Kabelanlage der

Ich zeige Ihnen nunmehr die dielektrische Verlustcharakteristik, d. h. die Abhängigkeit der Verlustkonstante  $\text{tg} \delta$  von der Spannung. In früheren Jahren fand man für Dreileiterkabel normaler Konstruktion Verlustkurven, welche bei gewissen Spannungen einen ausgeprägten Knick besaßen. Von Clark und Shanklin in Amerika wurde diese, für jedes Dreileiterkabel kritische, Spannung im Jahre 1917 Ionisierungsspannung genannt. Proos in Holland zeigte im Jahre 1921, daß es möglich sei, Dreileiterkabel normaler Isolation mit sehr hoch liegenden Ionisierungsspannungen herzustellen. Ferner zeigte sich, daß Einleiterkabel und verseilte Einleiterkabel, z. B. Kabel mit Strahlungsschutz, meist keine scharf ausgeprägten Ionisierungsknicke in ihren Verlustcharakteristiken besaßen. Wie sehr sich diese Verhältnisse in den letzten Jahren geändert haben, zeigen Ihnen die folgenden Verlustcharakteristiken, welche bei Felten & Guillaume als Abnahmemessungen für Kabellieferungen nach Holland aufgenommen wurden (Fig. 2). Man sieht, daß die Verlustcharakteristik nunmehr auch bei Dreileiterkabeln normaler Konstruktion eine fast horizontal verlaufende Kurve ist. Van Staveren hat die Aufnahme der dielektrischen Verlustcharakteristik in Holland als Abnahmemessung eingeführt. Diese Prüfung erlaubt jedoch nur

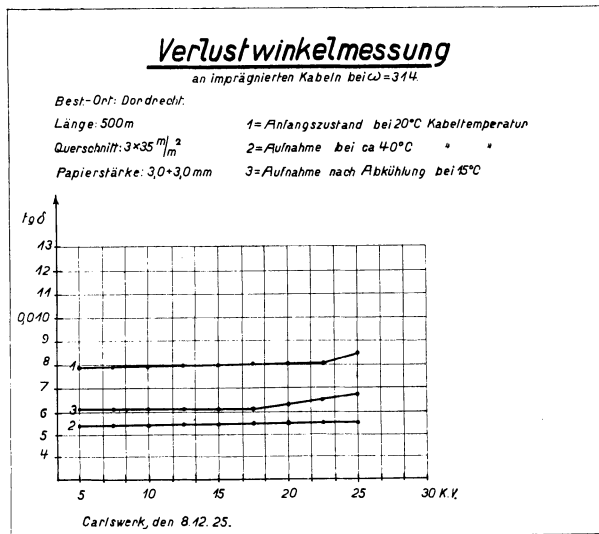


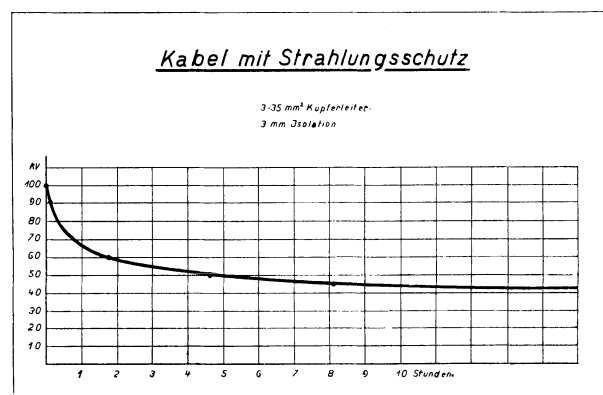
Abb. 2.

das Kabel noch eben unendlich lange Zeit aushält. Diese Grenzspannung darf durch Abnahmeprüfungen nicht überschritten werden, wenn das Kabel unter dem Einfluß der Prüfspannung nicht leiden soll. Aus der Kabelkonstruktion und der Grenzspannung kann man den Grenzgradienten berechnen. Dieser ist abhängig von der Wahl der Kabeltype, der Papiersorte, der Tränkmasse und dem Herstellungsverfahren. Er ist also eine für ein Fabrikat charakteristische Größe. Soleri in Italien hat vorgeschlagen, als Ersatz für die Aufnahme einer vollständigen Durchschlagzeitkurve die zweistündige Prüfung eines abgeschnittenen Stückes eines Kabels als Abnahmemessung einzuführen. Eine vierstündige Dauer dieser Prüfung würde nach meinen Erfahrungen den verlangten Zweck besser erfüllen. Kramer in Deutschland hat Durchschlagzeitkurven unter Drehspannung sowohl an Dreileiterkabeln normaler Konstruktion als auch an Dreileiterkabeln mit Strahlungsschutz aufgenommen und gefunden, daß der Grenzgradient der letzteren 20 % höher ist als der Grenzgradient der ersteren. Allerdings besaßen die von ihm untersuchten Kabel normaler Konstruktion mäßig ansteigende Ionisierungskurven, während die zum Vergleiche dienenden Kabel mit Strahlungsschutz sehr flach verlaufende Ionisierungskurven aufwiesen.

In neuerer Zeit stellen die Firma Pirelli in Italien und die Firma Felten & Guillaume in Deutschland die Isolation von Kabeln für sehr hohe Spannungen in der Weise her, daß das Kabelpapier in konzentrisch um die Kupferleiter verlaufenden Schichten nach verschiedenen Dichtegraden gestaffelt wird. Die unmittelbar an den Kupferleiter angrenzende innerste Schicht erhält das dichteste Papier, die darauf folgende Schicht weniger dichtes Papier, die nächste noch weniger dichtes Papier und so fort (Fig. 4). Emanuelli, der leitende Hochspannungsfachmann der Pirelli-Werke, gibt an, daß er die Staffelung der Papierdichten deshalb vornimmt, um in der innersten Schicht Papier von höchst erreichbarer Durchschlagfestigkeit anzuwenden und die Kabel infolge der weniger dichten äußeren

einen Rückschluß auf die mehr oder weniger vollständig gelungene Tränkung der Kabelisolation. Eine steil ansteigende Verlustcharakteristik deutet auf mangelhafte Tränkung. Zur Bestimmung der Betriebsicherheit eines Kabels ist außer der Ionisierungsmessung eine Spannungsprobe erforderlich. Ein besseres Bild zu deren Beurteilung, als es die zurzeit bestehenden Abnahmespannungsproben geben können, liefert die Durchschlagzeitcharakteristik, d. i. die Kurve der Abhängigkeit der Durchschlagspannung von der Beanspruchungszeit. Als Beispiel zeige ich Ihnen eine der vielen Durchschlagzeitkurven, welche ich im Laboratorium von Felten & Guillaume aufgenommen habe (Fig. 3). Benutzt man die Abszissenachse als Zeitachse, so bedeutet der asymptotisch horizontale Verlauf der Kurve, daß es eine Grenzspannung gibt, welche

Abb. 3.



Papierlagen gut durchtränken zu können. Auf Anregung von Zapf erstrecken sich die Arbeiten bei Felten & Guilleaume auf gleichzeitige Berücksichtigung der Dielektrizitätskonstanten der verschiedenen Papierschichten. Das Kabelpapier nimmt nämlich bei Anwendung gewisser Verdichtungsverfahren nicht nur eine höhere Durchschlagfestigkeit, sondern auch eine höhere Dielektrizitätskonstante an. Erstere Eigenschaft steigert die Durchschlagfestigkeit der innersten an den Kupferleiter angrenzenden Isolierschicht, welche bekanntlich den stärksten, im Kabel vorkommenden, elektrischen Potentialgradienten auszuhalten hat. Letztere Eigenschaft vermindert, wie O'Gorman bereits 1901 dargelegt

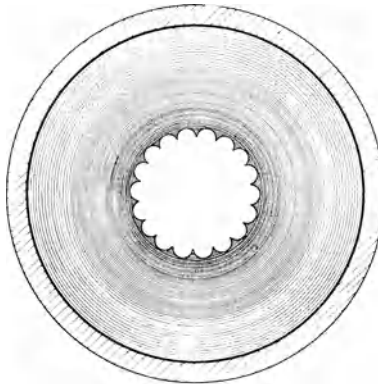


Abb. 4.

besserung der Isolation etwa 25 bis 30 %. Der Kapazitätswachstum der Kabel durch das Vorhandensein der O'Gorman'schen Schichten erhöhter Dielektrizitätskonstanten beträgt kaum 5 %, da die Dicke der innersten Schichten nur gering ist. Die erwähnten Dreileiterkabel für 55 kV in Schweden und Dänemark sind mit dieser Staffelung der Papierdichte hergestellt. Man wird im allgemeinen von 50 kV aufwärts nicht auf die Staffelung der Isolation verzichten. Daß die Tränkung der Kabel mit gestaffelter Isolation genau so einwandfrei erfolgt wie bei ungestaffelter Isolation, beweist der vollständig horizontale Verlauf der Ionisierungskurve eines Einleiterkabels für 50 000 Volt verkettete Drehspannung, welche ich Ihnen jetzt zeige.

Das Gebiet der Spannung von 60 bis 120 kV läßt sich vorläufig nur mit Einleiterkabeln beherrschen, deren besondere Eigenschaften im folgenden dargelegt werden sollen. Einleiterkabel besitzen den Vorteil, daß ihre Fabrikationslängen recht groß gemacht werden können, daß ferner ihre Muffenverbindungen verhältnismäßig einfach sind, so daß sie in dem unerwünschten Falle eines Muffendurchschlages verhältnismäßig rasch wieder hergestellt werden können. Die Trennung der drei Phasen in drei Einleiterkabel bringt schließlich den Vorteil, daß die Stromwärme besser an die Umgebung abgegeben wird als bei Verseilung der drei Kabelphasen. Einleiterkabel vertragen daher eine verhältnismäßig hohe Strombelastung. Die Bleimäntel der Einleiterkabel müssen gut geerdet und unter sich verbunden werden, wenn man nicht proportional mit der Verlegestrecke wachsende Induktionsspannungen in ihnen mit in Kauf nehmen will. Andererseits muß man die bei Verbindung der Bleimäntel in ihnen auftretenden Induktionsströme und die dadurch verursachten Zusatzverluste in Kauf nehmen. Letztere betragen bei Einleiterkabeln für 50 bis 120 kV je nach Konstruktion und Verlegeabstand ca. 13 bis 18 % von den Verlusten, welche in einer Phase von 95 qmm Kupferquerschnitt als Stromverluste entstehen. Man hat bisher davon Abstand genommen, Einleiterkabel mit einer Eisenbewehrung zu versehen, weil das Eisen unter dem Einfluß des magnetischen Wechselfeldes recht beträchtliche Zusatzverluste durch Hysteresis erzeugt. Ich kann Ihnen aber heute mitteilen, daß es uns gelungen ist, durch Verwendung von hartem Stahl eine Runddrahtarmierung für Einleiterkabel zu schaffen, welche fast verlustfrei ist. Bei der weiteren Ausarbeitung sind wir zur Auffindung spezieller Stahlsorten gelangt, mit denen eine wenig kostspielige Runddrahtarmierung von sehr geringen Zusatzverlusten hergestellt werden kann. Sie betragen, verglichen mit den Stromverlusten in einer Phase von 95 qmm Kupferquerschnitt, etwa 11 %, wenn die Stahldrähte einander anstoßend berühren. Werden die Runddrähte in Abständen von ca. 33 % ihrer Dicke gehalten, so betragen die Zusatzverluste nur noch etwa 6 %. Um die Bedeutung dieses Fortschrittes zu verstehen, sei mitgeteilt, daß die betreffenden Zusatzverluste



100 % und mehr betragen, wenn Eisendrähte verwendet werden. Die Frage der Armierung von Einleiterkabeln für Wechselstrom kann somit als gelöst angesehen werden. Die Initiative zur Ausarbeitung dieser Armierung sowie wertvolle Ratschläge verdankt das Carlswerk Lulofs in Amsterdam. Die Auffindung speziell hierfür geeigneter Stahlsorten ist Schürer und dem Hochspannungslaboratorium des Carlswerks gelungen.

Ich komme nun zu einer besonderen Art von Kabeln, welche von der italienischen Firma Pirelli ausgebildet worden ist. Bei dieser Konstruktion besteht die Kupferlitze aus einem Hohlseil, dessen Kupferdrähte über eine Stahldrahtspirale verseilt sind. Die Verwendung solcher Hohlseile in Hochspannungskabeln bedeutet an sich nichts Neues. Sie werden von Pirelli zu dem Zweck benutzt, die Kabel nach der Verlegung und Herstellung der Muffenverbindungen nochmals zu tränken. Diese zweite Tränkung erfolgt unter gleichzeitiger Durchwärmung der Kabelstrecke, indem die Kupferlitze mit Heizstrom beschickt wird. An das Ende der Kabelstrecke wird ein Vakuum angesetzt und ein leichtflüssiges Öl durch den Hohlraum der Kupferlitze angesaugt. Diese, auf der fertig montierten Strecke erfolgende zweite Tränkung der Kabel verfolgt den Zweck, jeden Hohlraum, der sich etwa bei Biegung der Kabel unter dem Bleimantel gebildet hat, mit dem leichtflüssigen Öl auszufüllen. An gewissen Abschnitten der Kabelstrecke, insbesondere an den Endverschlüssen, sind besondere Ausdehnungsgefäße angebracht, welche bei Temperaturschwankungen der Kabel das leichtflüssige Öl aufnehmen oder wieder abgeben können. Die Anbringung besonderer Ölausdehnungsräume in Muffen und Endverschlüssen ist, namentlich im Auslande, bereits früher angewendet worden. Neuartig ist jedoch die Nachtränkung der fertig montierten Kabel mit leichtflüssigem Öl. Da zurzeit in New York von der General Electric Company nach Angaben von Pirelli eine Strecke von 58 km aus Einleiterkabeln für 120 bis 132 kV Betriebsspannung gebaut wird, so wird man dort die praktische Erprobung dieses Kabeltyps verfolgen können.

Die Vorsorge gegen Hohlräume, insbesondere solche unter dem Bleimantel, welche Pirelli zu einer zweiten Tränkung der Kabel und Anbringung der Ölausdehnungsgefäße veranlaßt hat, ist durchaus notwendig bei Höchstspannungskabeln, welche wegen der relativ hohen Potentialgradienten so sorgfältig als irgend möglich konstruiert sein müssen. Es ist deshalb angebracht, auch eine andere Konstruktion in Betracht zu ziehen, welche geeignet erscheint, unter dem Bleimantel entstehende Hohlräume unschädlich zu machen. Wickelt man, wie dies Höchstädter vorgeschlagen hat, eine dünne Metallfolie oder metallisiertes Papier über die äußerste Lage der Papierisolation, also unmittelbar unter den Bleimantel, so wird dieses Metallband stets fest auf der Isolation haften bleiben, auch dann, wenn der Bleimantel infolge von Biegungen oder starker Erwärmung sich ein wenig aufweitet. Die dadurch entstandenen Hohlräume befinden sich alsdann zwischen Metallisierung und Bleimantel; sie sind also, da sie außerhalb des elektrischen Feldes liegen, unschädlich gemacht. Vor kurzem sind von Felten & Guillaume in Neuenahr versuchsweise im Freileitungsnetz des Rheinisch-Westfälischen Elektrizitätswerkes Einleiterkabel für 110 kV verlegt worden. Sie besitzen eine Wicklung von metallisiertem Papier über der äußersten Lage der Papierisolation und in den Verbindungsmuffen und Endverschlüssen besondere Ausdehnungsräume für die Tränken den gewünschten Abständen halten. Die Zusatzverluste in der Armierung sind gegenüber den Kupferverlusten unmerklich gering. Die Bleimantelverluste betragen ca. 15 % der Kupferverluste. Der

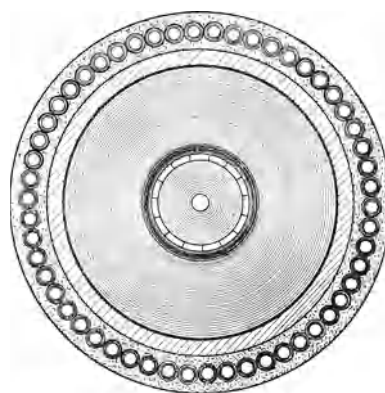


Abb. 5.

Die Länge der Versuchsstrecke beträgt 1 km. Das folgende Bild zeigt einen Querschnitt durch eines der in Neuenahr liegenden Einleiterkabel für 110 kV (Fig. 5). Es ist mit Rundstahldrähten armiert, von denen jeder einzelne mit Papier bewickelt ist, um zur Verringerung des magnetischen Schlusses den nötigen Abstand vom Nachbardraht zu erhalten. Man kann auch ohne Papierbewicklung die Armierungsdrähte in

gesamte Kupferquerschnitt beträgt 95 qmm. Die Kupferlitze ist in folgender Weise aufgebaut. Um einen Zentraldraht ist eine Isolation aus Kabelpapier gewickelt und hierüber eine Verseilungslage von profilierten Flachdrähten gelegt. Die Litze hat also einen künstlich vergrößerten Durchmesser, damit der Potentialgradient in der innersten Schicht möglichst gering ist. Der Zentraldraht ist in den Muffen mit den Flachdrähten leitend verbunden. Die Isolation besteht aus drei konzentrischen Schichten. Die innerste 2,5 mm starke Schicht besteht aus sehr dichtem Papier. Die nächste ebenfalls 2,5 mm starke Schicht aus etwas weniger dichtem Papier und die dritte 15,0 mm starke Schicht aus Kabelpapier gewöhnlicher Dichte. Der Durchmesser des Kabels unter dem Bleimantel beträgt 62,3 mm. Das nächste Bild zeigt den Querschnitt durch ein anderes 110 kV-Einleiterkabel für trägt etwa 250 Ampere, das bedeutet für drei Einleiterkabel eine Tragfähigkeit von 45 000 kVA. 110 kV-Kabel mit ca. 300 qmm Kupferquerschnitt sind für etwa 80 000 kVA geeignet. Die in New York geplante Kabelanlage für 132 kV soll etwa 90 000 kVA tragen können.

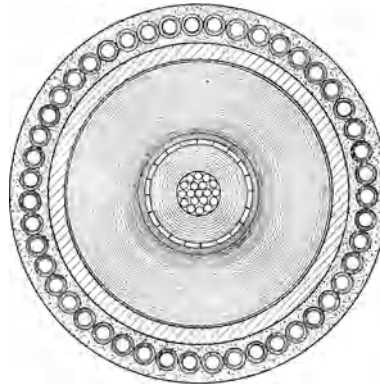


Abb. 6.

Versuchszwecke (Fig. 6). Hier ist an Stelle des Zentraldrahtes der Kupferlitze ein Seil verwendet. Die Isolation besteht wieder aus drei Schichten, und zwar 2,5 mm + 2,5 mm + 12,0 mm. Sein Durchmesser unter Blei ist 56,5 mm. Es wird weder möglich noch zweckmäßig sein, den Kupfergehalt von 110 kV-Kabeln unter 95 qmm zu bemessen. Die Belastungsstromstärke für ein solches Kabel be-

Der baldigen allgemeinen Anwendung von Höchstspannungskabeln steht leider der große Unterschied in den Anlage- und Verzinsungskosten zwischen Freileitung und Kabelanlage entgegen. Die Ausführung mancher Kabelstrecke wird unterbleiben, da eine Freileitung erheblich billiger ist. Wo die Gründe für Störungsfreiheit ausschlaggebend sind, wird man bereits jetzt, dem Beispiel der Stadt New York folgend, an Kabelanlagen denken. Ferner werden die Fernkraftwerke erwägen, Höchstspannungskabel an das Ende ihrer Freileitung zum Schutz der Transformatoren gegen Wanderwellen einzubauen. Wo die Trace einer Freileitung zu Umwegen gezwungen ist, z. B. in dicht bevölkerten Wohn- und Industriegebieten, kommen bereits heute Höchstspannungskabel als Wegabkürzung in Frage. Stadtgebiete können ihre Stromversorgung durch Anschluß an eine entfernt vorübergehende Freileitung mit Hilfe von Höchstspannungskabeln erweitern.

Der Betrieb einer Fernversorgung mit Drehstrom von 50 Perioden durch Kabel über weite Strecken bildet wegen des Auftretens großer Kapazitäten eine neue Aufgabe. Die folgende Tabelle zeigt die Strom- und Spannungsverhältnisse, welche am Anfang und Ende einer 150 km langen Kabelstrecke bei 100 kV Endspannung im Leerlauf sowie bei einer Endbelastung mit 60 000 kW bei verschiedenen  $\cos\varphi$  am Ende eintreten würden. Es bezeichnen

die Buchstaben I die Stromstärke pro Phase in Ampere

E die Phasenspannung in kV

die Indizes a am Anfang der Strecke

e am Ende der Strecke

o im Leerlauf

b mit Vollast (60 000 kW am Ende)

$\cos\varphi$	Ia, o	Ia, b	Ie, o	Ie, b
1,0	550	630	0	345
0,9	550	515	0	385
0,8	550	450	0	435
$\cos\varphi$	Ea, o	Ea, b	Ee, o	Ee, b
1,0	49,5	51	57,9	57,9
0,9	49,5	57	57,9	57,9
0,8	49,5	60	57,9	57,9

Die Betriebskapazität von Höchstspannungskabeln unterscheidet sich nicht von der Betriebskapazität der gebräuchlichen Hochspannungskabel. Sie beträgt etwa 0,20 bis 0,25  $\mu$ F/km. So besitzen beispielsweise die Neuenahrer Kabel für 100 kV eine Betriebskapazität von 0,22  $\mu$ F/km. Mit diesem Werte ergibt sich bei einer Kabelstrecke von 150 km Länge im Anfang derselben ein Ladestrom von 550 Ampere (Ia, 0 der Tabelle). Wie die Tabelle ferner zeigt, sinkt die Stromstärke im Anfang der Strecke mit zunehmender Belastung am Ende der Strecke und beträgt bei einem  $\cos\varphi$  von 0,8 noch 450 Ampere. Vergleichen wir die bei diesem  $\cos\varphi$  vorhandenen Phasenspannungen, so ergibt sich gemäß der Tabelle, daß am Anfang der Strecke bei Leerlauf 49,5 kV, bei Vollast dagegen 60 kV erforderlich sind, um die Phasenspannung am Ende der Strecke konstant auf 57,9 kV zu halten. Bei so schwieriger Spannungsregelung sowie in Anbetracht der außerordentlich hohen kapazitiven Scheinleistung erscheint der Betrieb einer 150 km langen Kabelstrecke ohne besondere Hilfsmittel fast unmöglich. Es wird daher der bereits vielfach in theoretischen Arbeiten erwogene Weg, die Kapazität einer langen Leitung durch den Einbau von Querdrosselspulen zu kompensieren, begangen werden müssen. Die Schaltung der Querdrosseln zeigt das folgende Bild (Fig. 7). Ihre Wirkung besteht darin, daß sie die Leitung mit den Eigenschaften eines rein ohmschen Widerstandes versehen, wenn ihre Anzahl genügend groß ist. Während lange Freileitungen wegen ihrer großen Selbstinduktivität den Nachteil großen Spannungsabfalles besitzen, würde die mit Querdrosseln belastete lange Kabelleitung diesen Nachteil nicht aufweisen. Die Betriebs selbstinduktivität der Höchstspannungskabel beträgt etwa 0,65 m Hr/km.

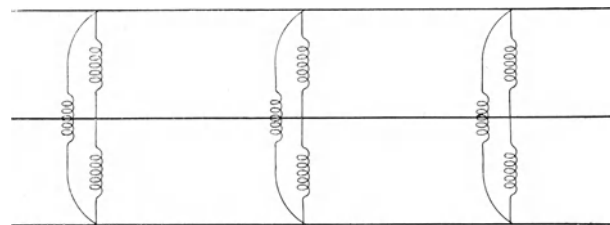


Abb. 7.

Die Frage, ob es für Kabelleitungen, welche aus drei Einleiterkabeln bestehen, vorzuziehen ist, den Neutralpunkt des Drehstromsystems zu erden oder nicht, kann zurzeit noch nicht entschieden werden. Die Erdung des Neutralpunktes bringt wegen der Festlegung der Spannung in jedem der drei Einzelkabel eine große Betriebsicherheit für die Strecke mit sich. Wird jedoch im Falle eines Durchschlages das Abschalten des Kabels nicht rasch genug besorgt, so können sowohl im Kabel als auch in der Zentrale bedeutende Kurzschlußschäden entstehen. Wird der Neutralpunkt nicht geerdet, so haben zwei der Einzelkabel im Falle eines Erdschlusses die volle verkettete Spannung gegen Erde auszuhalten. Durch Einschalten eines vierten, zur Reserve verlegten, Einleiterkabels an Stelle des defekten Kabels kann jedoch der Erdschluß sehr rasch aus dem Netz beseitigt werden. Ob aber ein viertes Einleiterkabel als volle Reserve angesehen werden kann, ist fraglich, solange keine Betriebsweise parallel zu schalten: Durch passende Verbindung der Einlagen wird die innerste Schicht zur äußersten Schicht, die zweitinnerste Schicht zur zweitäußersten Schicht, und so fort, parallel geschaltet. Hierdurch wird der Potentialgradient der inneren Schichten herabgesetzt und derjenige der äußeren Schichten erhöht. Das Einleiterkabel wird dadurch zum Betriebe mit einer höheren Benutzungsspannung geeignet gemacht. Es kann somit eine höhere Belastung von Kilo-Volt-

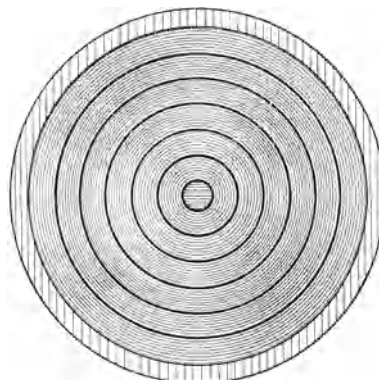


Abb. 8.

Ampere tragen. Die metallischen Einlagen können entweder in Form von metallisiertem Papier oder in Form von Verseilungslagen dünner Kupferdrähte konstruiert werden. Derartige „Kabelkondensatoren“ sollen als Überspannungsschutz sowie zur Phasenschiebung Verwendung finden. Da die Wirkung der Einlagen in gleichem Sinne wie die Wirkung einer Staffelung der Dielektrizitätskonstanten verläuft, so hat Silbermann versucht, bei der Konstruktion eines Einleiterkabels, welches ebenfalls in Neuenahr probeweise verlegt worden ist, beide Wirkungen miteinander zu kombinieren. Der Querschnitt dieses Kabels zeigt ein Kupferseil als Kern, einen ringförmigen Hauptleiter aus dicken Kupferdrähten und eine ringförmige Einlage aus dünnen Kupferdrähten. Der Übergang von Papier großer Dichte in solches normaler Dichte findet zwischen der äußeren Einlage und dem Bleimantel statt (Fig. 9).

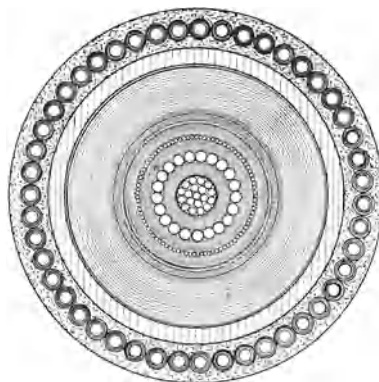


Abb. 9.

# Leistungsübertragung und Spannungsregulierung in Höchstspannungsnetzen.

Von Oberingenieur B u r g e r , Berlin.

---

## I n h a l t :

Einleitung.

A. Auswahl der Stromart.

B. Wahl der Betriebsspannung:

a) Grenzen der technischen Ausführbarkeit.

b) Wirtschaftliche Spannung.

c) Elektrische Grenzen für die Betriebsspannung:

1. Korona-Verluste,

2. Erwärmung der Leitung,

3. Skin-Effekt.

4. Kompensierung der Blindbelastung der Leitungen.

5. Spannungsverhältnisse.

6. Stabilität der Übertragung.

C. Vergleich zwischen Einphasen- und Drehstrom.

D. Beispiel einer Drehstrom-Großkraftübertragung mit Höchstspannung.

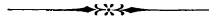
E. Parallelbetrieb.

F. Spannungsregelung durch Zusatz- und Drehtransformatoren.

Schlußwort.



# Erklärung der Buchstabenbezeichnungen für Formeln und Diagramme.



- A = Gegenseitiger Abstand der Seile einer Freileitung in cm  
a, b, c, d = Zahlenkonstanten  
C = Betriebskapazität in Farad-km  
D = Seildurchmesser in mm  
d = Schichtstärke in cm  
E = Betriebsspannung, verkettet in kV  
e = Phasenspannung in kV, bzw. Spannungsverlust  
f = Frequenz in Hertz  
F, G = Zahlenwerte  
H = Betriebsdauer einer Anlage im Jahr in Stunden  
h<sub>s</sub> = Benutzungsdauer des Maximums im Jahr in Stunden  
h<sub>v</sub> = Verlustdauer im Jahr in Stunden  
J, i = Stromstärke in Ampere  
k = Kilowattstundenpreis in Mark/kWh  
K = Jährliche Kosten einer Übertragungsanlage  
 $K = \frac{10^{-3}}{\omega C}$  Kondensanz in Kiloohm-km  
K<sub>L</sub>, K<sub>ST</sub>, K<sub>Tr</sub> Konstanten der Anlagekosten einer Leistung, einer Station, eines Transformators  
L = Streckenlänge in km  
l = Induktivität in Henry/km  
m = eine Konstante  
MW, WVA = Megawatt, Megavoltampere  
N, N<sub>S</sub>, N<sub>B</sub> = Wirk-, Schein-, Blindleistung in kW bzw. kVA  
P = Anlagekosten einer Übertragung in Mark  
r<sub>oop</sub> = Zinssatz in %  
Q = Querschnitt in mm<sup>2</sup>  
r<sub>s</sub> = spezifischer Widerstand in Ohm für 1 km und 1 mm<sup>2</sup>  
s = Induktanz in Ohm/km und S = Induktanz in Kiloohm/km

$u = \frac{v \cdot H}{W}$  eine Verhältniszahl

$v = \frac{k}{p}$

$W =$  Isolationswiderstand in kOhm/km

$V =$  Verlustenergie in der Übertragung insgesamt

$V_T =$  desgl. durch Transformatoren

$V_{K0} =$  Leistungsverlust durch Korona in kW/km

$W_{K0} =$  Koronawiderstand in kOhm/km

$\alpha =$  Winkel zwischen 2 Spannungsvektoren

$\beta =$  Winkel zwischen 2 Stromvektoren

$\gamma =$  Impedanzwinkel,  $\gamma_n$  desgl. des Nebenschlusses

$\delta =$  Winkel zwischen Endspannung und Strom am Anfang

$\zeta = \gamma + \gamma_n$

$\varphi =$  Winkel zwischen Strom und Spannung

$\omega = 2 \pi f =$  Kreisfrequenz

$\mu =$  Permeabilität

$\rho =$  Seilradius in cm

$x =$  eine Konstante.

Die Indices a und e bedeuten Werte am Anfang oder Ende einer Strecke bzw. Werte im Kraftwerk a oder im Kraftwerk e.

Die Indices 1 und 3 bedeuten Einphasen- oder Drehstrom, W, S und B: Wirk-, Schein- oder Blindwerte, L Werte für die Leitung,  $i_c$  Ladestrom,  $i_0 =$  Gleichstromerregestrom.

# Leistungsübertragung und Spannungsregulierung in Höchstspannungsnetzen.

## Einleitung.

Die Entwicklung der Elektrizitätsversorgung Deutschlands (siehe Bild 1) drängt zur Ausführung von Anlagen in einem Ausmaße, wie sie noch vor wenigen Jahren nicht für möglich gehalten worden sind. Je größer die Leistungen und Entfernungen werden, welche zu bewältigen sind, um so höhere Spannungen müssen angewendet werden, um das Problem in wirtschaftlicher Weise zu

lösen. Als Großkraftübertragung würde man heute Anlagen von über 100 MW Leistung und Übertragungen auf mehrere 100 km Entfernung bezeichnen.

Es sollen hier die wichtigsten Gesichtspunkte gegeben werden, welche für die Projektierung und für den Betrieb solcher Anlagen maßgebend sind; Gesichtspunkte, die nicht für spezielle Fälle, sondern allgemein gelten.

Es ist bei den Ausführungen darauf Wert gelegt worden, für die anzustellenden Berechnungen und graphischen Darstellungen einfache Beziehungen zu geben, durch die für die Praxis genügend genaue Ergebnisse gewonnen werden, wobei sich die den physikalischen Gesetzen entsprechenden Be-



Abb. 1.

ziehungen erkennen und der gegenseitige Einfluß verschiedener Größen aufeinander beurteilen lassen.

Die Ausführungen beziehen sich auf den normalen Betrieb bei langsam erfolgenden Belastungsänderungen, wie sie durch die Stromentnahme bedingt sind.

Alle Erscheinungen, welche durch Störungen des Betriebes verursacht werden, seien ausgeschlossen. Dieselben sind häufig von berufenerer Seite behandelt worden.

## A. Auswahl der Stromart.

Setzen wir voraus, daß uns die Aufgabe gestellt wird, eine Großkraftübertragung zu projektieren, so müssen wir zunächst zur Eingrenzung der Untersuchung eine prinzipielle Entscheidung treffen, welche Stromart wir anwenden sollen.

Man kann wohl mit Recht behaupten, daß nach dem augenblicklichen Stande der Technik nur eine Übertragung mit hochgespanntem Wechselstrom, insbesondere Drehstrom normaler Frequenz in Frage kommen kann. Das Gleichstrom-Serien- oder Thury-System ist wohl in



einigen wenigen Anlagen jahrelang in erfolgreichem Betrieb und hat auch wohl gewisse Vorteile, aber der Bau der für Großkraftübertragungen erforderlichen sehr großen Gleichstrom-Hochspannungs-Generatoren und Motoren bietet z. Zt. noch nicht überwundene Schwierigkeiten, und es ist auch vorläufig keine Aussicht vorhanden, daß darin eine Änderung eintreten wird. Das Gleichstromsystem eignet sich im übrigen auch wegen der Serienschaltung nur für unverzweigte Fernübertragungen in einer Richtung, nicht zur Verteilung über große Gebiete.

Die Anwendung des Drehstromes von normaler Frequenz, also 50 Hertz, ermöglicht die Verteilung an die einzelnen Abnehmer unter Verwendung statischer Transformatoren, so daß man wohl bei dieser Stromart und bei der allgemein bei den Verbrauchern eingeführten Frequenz bleiben wird.

## B. Wahl der Betriebsspannung.

Nachdem die grundlegende Annahme gemacht ist, Drehstrom von 50 Hertz zu verwenden, handelt es sich weiterhin darum, festzustellen, welche Übertragungsspannung zu wählen ist. Von ihrer Höhe hängt die übrige weitere Dimensionierung der Anlage ab; sie wirkt entscheidend auf das ganze System. Im Verlauf der zu machenden Überlegungen hat man aber ständig daran zu denken, gewisse Grenzen der zu wählenden Dimensionen einzuhalten, um nicht unzulässige oder unmögliche Verhältnisse zu schaffen, bzw. gewisse zulässige Belastungsgrenzen zu überschreiten.

### a) Grenze der technischen Ausführbarkeit.

Als erste Grenze käme die Ausführbarkeit der Anlage nach dem heutigen Stande der Technik bezüglich der Höhe der Spannung in Betracht, d. h. es ist zu erwägen, bis zu welchen Spannungen und für welche Leistungen überhaupt Schaltapparate und Leitungen gebaut werden können. Bekanntlich sind Apparate, Transformatoren und Freileitungen bis zu 220 kV gebaut worden und befinden sich in normalem Betrieb. Für 380 kV sind Konstruktionen entwickelt worden und könnten geliefert werden. Betriebserfahrungen liegen jedoch noch nicht vor. Bei unterirdischen Drehstromkabeln ist man bis zu 60 kV im praktischen Betrieb gekommen. Kürzere Versuchsstrecken mit 100 kV Drehstromkabeln sind hergestellt, befinden sich aber noch im Versuchsstadium. Da die vorliegenden Betrachtungen sich auf sehr große Übertragungsleistungen und Längen beziehen und die Höchstspannungskabel von anderer Seite schon behandelt worden sind, beschränke ich mich im folgenden nur auf Freileitungen.

### b) Wirtschaftliche Spannung.

Wir kommen jetzt zur Entscheidung über die wichtige Frage: Welche Übertragungsspannung ist für den vorliegenden Fall wirtschaftlich?

Es soll hier untersucht werden, welche Spannung man für eine Großkraftübertragung aus wirtschaftlichen Erwägungen wählen soll, d. h. also, welches die wirtschaftlich günstigste und dabei natürlich technisch mögliche Spannung ist? Es ist schwierig, ohne weiteres eine präzise Antwort zu geben, wenn man nicht genauere Untersuchungen für jeden speziellen Fall anstellt. Eine allgemeine Lösung dieser Frage sei hier versucht, sie soll für die genaueren Berechnungen einen vorläufigen Anhalt geben.

Für eine gegebene Übertragungsleistung und Übertragungsstrecke wird diejenige Spannung die günstigste sein, für welche die jährlich entstehenden Kosten ein Minimum werden. Die jährlichen Kosten entstehen:

1. durch die Verzinsung und Amortisation des aufgewendeten Kapitals und durch die Unterhaltungskosten der Anlage,
2. durch die Kosten für die Energieübertragungsverluste.

Die Übertragung bestehe aus 2 Kopfstationen, am Anfang und Ende mit je 2 Transformatoren und zugehörigen Schaltanlagen und einer diese Stationen verbindender Einfachleitung. Phasenschieberanlagen sind nicht berücksichtigt. Es wird vorausgesetzt, daß solche Anlagen zu Lasten des Stromabnehmers fallen. Bei Doppelleitungen gelten die gleichen Betrachtungen, nur muß man so rechnen, daß jede Leitung die halbe Leistung zu transportieren hat. Dies ist deshalb ohne weiteres zulässig, weil mit großer Annäherung der Preis einer Doppelleitung das Doppelte einer Einfachleitung ist.

Die Anlagekosten hängen von konstanten Werten sowie von mehreren Summanden ab, die Funktionen der Spannung, der Leistung und des Kupferquerschnittes sind.

Das Gesamt-Anlagekapital für eine Übertragung beträgt:

$$\begin{aligned}
 P = & L (K_L + a E + b Q) \\
 & + 2 (K_{ST} + c E + d E^2 + f (N_s)) \\
 & + 4 (K_{Tr} + m E^2 + f_1 (N_s)) \text{ Mark}
 \end{aligned}$$

In dieser Gleichung bedeuten der erste Summand die Kosten der Freileitung, der zweite die Kosten der Station, der dritte die Kosten der Transformatoren.  $f (N_s)$  und  $f^1 (N_s)$  sind Funktionen von  $N_s$ , die nicht näher entwickelt zu werden brauchen, da bei der späteren weiteren Berechnung diese Größen wieder fortfallen.

Wie bereits gesagt ist, muß das Anlagekapital verzinst und amortisiert werden, sowie für Unterhaltung und Erneuerung gesorgt werden. Man kann für diese Zwecke mit einem gewissen Prozentsatz  $p$  vom Anlagekapital rechnen.

Sowohl in dem Klingenberg'schen Buch: „Bau großer Kraftwerke“ als auch in den verschiedenen Veröffentlichungen aus neuerer Zeit von Dr. Windel findet man die für die verschiedenen Fälle einzusetzenden Zinsfüße.

Der zweite Teil der Kosten bezieht sich auf die jährlichen Übertragungsverluste. Wir haben folgende Verluste zu unterscheiden:

- 1) Jährliche Stromwärmeverluste in der Leitung. Sie werden meist dargestellt als Produkt der Stromwärmeleitung bei Vollast mal einer gewissen Stundenzahl  $h_v$ , die vermittelt der Jahresbelastungskurve bestimmt werden kann. Wir wollen sie kurz Verlustdauer nennen.

Diese Darstellungsweise ermöglicht es, eine Beziehung zwischen den Übertragungsverlusten bei Vollast und den Jahresstromwärmeverlusten zu finden.

- 2) Stromwärme- und Eisenverluste in den Transformatoren =  $V_T$ . Wir brauchen sie jedoch nicht weiter zu berechnen, da sie unabhängig von der Spannung und dem Leitungsquerschnitt sind. Sie fallen bei der weiteren Entwicklung der Gleichung wieder heraus.
- 3) Verluste durch Ableitung in der Leitung.

Es ist schwierig, für die Ableitungsverluste einen genauen Wert festzulegen. Es dürfte genügen, mit einem konstanten Isolationswiderstand  $W$  für die Leitung zu rechnen, da ja eine praktische Ausführung der Leitung mit starken Koronaverlusten im normalen Betrieb nicht in Frage kommt. Man hat es heute auch in der Hand, durch Verwendung von Hohlseilen den Durchmesser soweit zu vergrößern, daß keine nennenswerten Koronaverluste auftreten. Die Jahresableitungsverluste werden für die jährliche Betriebsstundenzahl der Anlage  $H$  berechnet.

Der Strompreis  $k$  für die Verlustenergie richtet sich danach, ob es sich um eine Kraftübertragungsanlage handelt, welche dem Elektrizitätswerk selbst gehört, oder ob die Übertragung von einer besonderen Gesellschaft betrieben wird. Im ersteren Falle kann man mit den Selbstkosten rechnen, im anderen Fall muß der mit dem Werk vereinbarte Strompreis in Rechnung gesetzt werden. Es wird bei diesen Überlegungen angenommen, daß Großkraftübertragungen

mit sehr hohen Spannungen betrieben werden müssen und es notwendig ist, sowohl den Leistungsfaktor eins bei den Abnahmestellen einzuhalten, als auch die Blindströme der Leitung zu kompensieren. Die Stromwärmeverluste in der Leitung werden aus der Scheinleistung, die annähernd gleich der Wirkleistung sein wird, berechnet. Die Gesamtverluste sind:

$$V = \frac{N_s^2}{E^2} \cdot r_s \cdot \frac{L}{Q} \cdot h_v + \frac{E^2 \cdot L}{W} \cdot H + V_T \text{ in Kilowattstunden.}$$

Es ergeben sich somit die jährlichen Kosten für die Anlage zu:

$$\mathfrak{K} = p \cdot P + k \cdot V \text{ in Mark.}$$

Es ist nun die Aufgabe, den Querschnitt und die Betriebsspannung zu bestimmen, für welche die Kosten ein Minimum werden. Diese Werte findet man, indem man die obige Gleichung für  $\mathfrak{K}$  einmal nach  $Q$ , das andere Mal nach  $E$  differenziert und die erhaltenen Differentialquotienten = 0 setzt, d. h. also, es müssen sein:

$$\frac{d\mathfrak{K}}{dQ} = 0 \quad \text{und} \quad \frac{d\mathfrak{K}}{dE} = 0.$$

Die Gleichung für die Jahreskosten nach obigen Ausführungen zusammengestellt und nach  $Q$  differenziert, ergibt den wirtschaftlichen Querschnitt

$$Q_{\min.} = \frac{N_s}{E} \cdot \sqrt{\frac{v \cdot r_s \cdot h_v}{b}} \text{ in mm}^2$$

Es folgt daraus die interessante Tatsache, daß der wirtschaftliche Querschnitt nur vom Strom und einigen Konstanten, wie Leitfähigkeit, Verhältnis vom Strompreis zum Zinsfuß (nur vom Verhältnis dieser, nicht von ihren absoluten Höhen), Kupfer- und Eisenpreis und Benutzungsdauer, aber nicht von der Streckenlänge abhängt.

Differenziert man dieselbe Gleichung für  $K$  nach  $E$  und setzt für  $Q$  den Wert  $Q_{\min}$  ein, so ergibt sich eine Gleichung dritten Grades für  $E$

$$E^3 + E^2 \frac{\frac{a}{2} \cdot L + c}{uL + 2d + 4m} = \frac{N_s L \cdot \sqrt{b \cdot r_s \cdot v \cdot h_v}}{uL + 2d + 4m}$$

$$E^3 + E^2 \cdot F = G$$

Eine Auflösung der Gleichung ist nicht empfehlenswert. Es ist besser, man berechnet  $F$  und  $G$  aus den gegebenen Konstanten und probiert durch Einsetzen beliebiger Werte von  $E$  in der Gleichung so lange, bis man den richtigen Wert gefunden hat. Bei einiger Übung geht dies unter Zuhilfenahme des Rechenschiebers sehr schnell.

Tabelle 1.

Spannung kV	Streckenlänge km	Querschnitt mm <sup>2</sup>	Leistung kW
110	100	175	54600
	300	77	24000
	600	53	16400
	1000	43	13300
220	100	615	384000
	300	260	150000
	600	170	105000
	1000	130	83000
380	100	1730	1858000
	300	705	759000
	600	560	484000
	1000	350	373000
500	100	2940	4155000
	300	1190	1680000
	600	750	1062000
	1000	575	813000

$\cos \varphi = 1$ ; Strombelastung  $i = 1,63 \text{ A/mm}^2$

Burger <b>SSW</b> 1925	Großkraftübertragung Wirtschaftliche Werte von Spannung, Querschnitt und Leistung	<b>GL 501</b>
------------------------------	---	---------------

Nunmehr seien für einige Beispiele die wirtschaftlichen Werte, wie sie sich aus obigen Formeln ergeben, errechnet. Sie sind in der Tabelle I zusammengestellt. Es sei das Verhältnis  $v = \frac{k}{p} = 0,2$ , die Verlustdauer  $h_v = 3000$ , entsprechend einer Benutzungsdauer des Maximums von 4—4500 Stunden und die Benutzungsdauer der Anlage von 8000 Stunden angenommen. Es ist vorausgesetzt, daß die Übertragung mit  $\cos \varphi = 1$  möglich ist. Hierüber wollen wir in einem der folgenden

Abschnitte eingehender sprechen. Die Strombelastung ergibt sich in allen durchgerechneten Fällen zu  $1,63 \text{ Amp./mm}^2$ .

Aus der vorhin angeführten Gleichung geht hervor, daß der Einfluß der Leistung überwiegt, und man kann in erster Annäherung sagen, daß die wirtschaftliche Spannung sich mit der 3. Wurzel der Leistung ändert. Der Einfluß der Länge ist nicht so bedeutend, da sie im Nenner und Zähler der Konstanten F und G vorkommt.

Es ist klar, daß man nicht die für einen speziellen Fall durchgerechnete Spannung nehmen wird, sondern, daß man den erhaltenen Wert auf die nächstliegenden allgemein durch den VDE festgelegten oder auf andere naheliegende Größen abrundet. Auch die in benachbarten Landesbezirken angewendeten Spannungen können auf die Wahl Einfluß haben.

### c) Elektrische Grenzen für die Betriebsspannung.

Nachdem man die wirtschaftliche Spannung festgelegt hat, muß man untersuchen, ob man nicht die elektrischen Grenzen bei Festlegung der Spannungen, Querschnitte usw. überschritten hat. Man muß auf eine Reihe von Punkten Rücksicht nehmen, die wir hier erörtern wollen:

#### 1. Koronaverluste.

Koronaverluste treten auf, sobald die elektrische Feldstärke an der Seiloberfläche einen gewissen Wert übersteigt. Wenn dies der Fall ist, nehmen die Verluste mit wachsender Spannung außerordentlich rasch zu. Für die Berechnung der Koronaverluste verwendet man allgemein die Peek'schen Formeln, welche, soweit man bisher feststellen konnte, einigermaßen richtige Werte ergeben. Auch von den SSW. sind eine ganze Reihe eingehender Versuche über Koronaverluste für Seile bis 7 cm Durchmesser gemacht worden, die eine ziemlich gute Übereinstimmung mit den Peek'schen Werten ergeben haben. Die sogenannte „kritische Spannung“, bei welcher die Koronaverluste einsetzen, hängt in der Hauptsache von dem Seildurchmesser und der Anordnung der Seile am Mast ab. Es überwiegt jedoch der erstere Einfluß. Aus dem Bild Nr. 2 der Darstellung der Zunahme der kritischen Spannung mit dem Seildurchmesser und

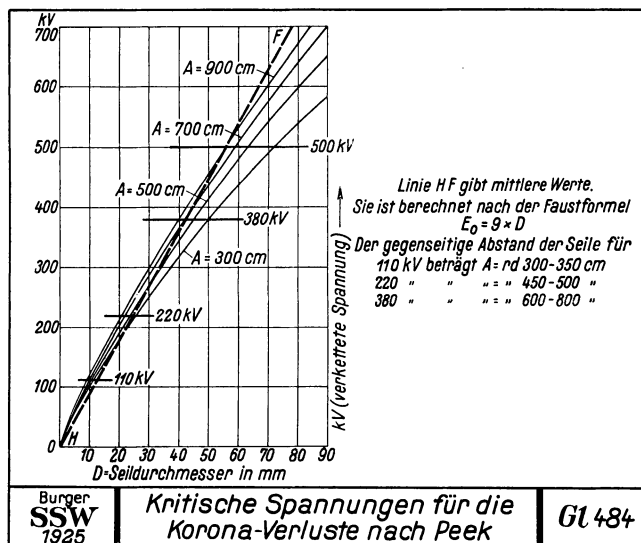


Abb. 2.

mit den gegenseitigen Seilabständen ersieht man sehr gut die für einen bestimmten Seildurchmesser zulässige höchste Betriebsspannung, bei welcher keine Koronaverluste auftreten. Man kann mit großer Annäherung sagen: die kritische Spannung in kV ist =  $9 \times$  dem Seildurchmesser in mm. Also beispielsweise bei einem Seil von 42 mm Durchmesser wäre die zulässige Spannung  $42 \times 9 = 380 \text{ kV}$ . Bei einem Seildurchmesser von 25 qmm wäre die kritische Spannung 225 kV usw. Entsprechend Lufttemperatur und Luftdruck muß man die kritische Spannung in bekannter Weise proportional mit der Luftdichte ändern.

Korona-Ströme wesentlicher Größe müssen für den normalen Betrieb unbedingt vermieden werden, da ihre höheren Harmonischen, abgesehen von den Kosten verursachenden Verlusten, mit für den Betrieb unangenehmen Begleiterscheinungen behaftet sind.

Um höhere Spannungen anwenden zu können, ist es daher nötig, den Durchmesser proportional mit der Spannung zu steigern. Quadratisch damit wächst aber auch der Querschnitt.

Für große Leistungen werden bis zu 220 kV vielfach volle Kupferseile erforderlich sein. Wenn die Spannung unter 220 kV bleibt, kann man sich bei kleineren Leistungen damit helfen, daß man an Stelle von Kupferseilen Stahl-Aluminiumseile verwendet, welche einen wesentlich größeren Durchmesser haben gegenüber Kupferseilen gleichen Widerstandes. Wenn man aber bei noch höheren Spannungen auf sehr große Seildurchmesser kommt, versagt dieses Mittel der Anwendung des Stahl-Aluminiumseiles, und es kann dann aller Voraussicht nach einzig und allein das Kupferhohlseil genommen werden. Mit diesem ist man in der Lage, die Schwierigkeiten der Koronaverluste zu überwinden und sie auch bei sehr hohen Spannungen in mäßigen Grenzen zu halten. 380 kV-Leitungen sind allerdings noch nicht gebaut, und man kann natürlich heute noch nicht wissen, welche Schwierigkeiten im praktischen Betriebe in bezug auf Korona-Verluste auftreten werden.

Eine unangenehme Eigenschaft der Korona-Verluste ist die, daß sie bei schlechtem Wetter stark zunehmen, oder was dasselbe heißt, daß die kritische Spannung sehr stark abnimmt. Peek rechnet mit etwa 20 %; nach den Versuchen von SSW kann es auch mehr sein. Den Durchmesser noch so weit zu erhöhen, daß auch bei schlechtem Wetter keine Verluste zu erwarten sind, würde zu große Kosten verursachen, abgesehen davon, daß man nicht sicher ist, ob die Vergrößerung helfen wird, d. h. ob die Peeksche Formel auch mit immer größer werdendem Durchmesser noch richtig bleibt.

Für schnelles und bequemes Rechnen habe ich die Peeksche Formel so umgestellt, daß sie lautet:

$$V_{Kv} = \frac{(E - E_0)^2}{W_{K0}} \text{ kw/km.}$$

Der Widerstandswert  $W_{K0}$ , der sogenannte Korona-Widerstand, wird in Kiloohm gemessen und kann leicht, wenn man ihn nicht besonders berechnen will, einer Tabelle oder einem Kurvenblatt entnommen werden.

## 2. Die Erwärmung der Leitungen durch den Strom.

Die Erwärmung der Leitung durch den hindurchfließenden Strom spielt ebenfalls eine wichtige Rolle und darf nicht unbeachtet bleiben.

Im allgemeinen bleibt man bei Freileitungen innerhalb erträglicher Grenzen. Schon durch die wirtschaftliche Formel ist gezeigt, daß man, wie die berechneten Beispiele zeigen, Belastungen von nur etwa  $1^{2/3}$  Amp./mm<sup>2</sup> haben wird. Auch bei anderen Grundzahlen wird die Strombelastung wenig abweichen. Da man zur Vermeidung von Koronaverlusten den äußeren Seildurchmesser vergrößert, profitiert man hierdurch auch eine bessere Abkühlung infolge der vergrößerten Oberfläche. Die Wärmeabgabe durch Strahlung und Konvektion kann mit rund 15 Watt/m<sup>2</sup>/1° C. gerechnet werden, d. h. also, ein Hohlseil von 1000 mm<sup>2</sup> Querschnitt und 6 cm Durchmesser ergibt bei einer Belastung von 1700 Amp. eine Erwärmung von rund 18° C. Wind und Wetter beeinflussen die Erwärmung, so daß eine genaue Berechnung der Temperaturzunahme nicht möglich ist.

Ein anderer Punkt, der in bezug auf thermische Überlastung zu beachten ist, ist die Erwärmung im Falle eines Leitungskurzschlusses. Im allgemeinen haben Großkraftübertragungen eine außerordentlich große Impedanz, sowohl durch die Länge der Leitung als auch ganz besonders durch die Induktanz der vorgeschalteten Transformatoren. Bei der Projektierung solcher Anlage müssen zur Vermeidung von Überlastung der Schaltapparate die Kurzschlußströme begrenzt werden. Auch hier wieder wird die Leitung mit Rücksicht auf Beanspruchungen anderer Teile der Anlage vor thermische Überlastung bei Kurzschlüssen geschützt sein.

Besondere Beachtung muß man der etwaigen Stromüberlastung in Bronzeseilen bei Kreuzungen im Zuge der Leitungen widmen. Eine auch nur vorübergehende übermäßige Erwärmung verringert die Bruchfestigkeit der Seile, und zwar dauernd.

Die Berechnung der Erwärmung eines Seiles bei Kurzschluß kann einfach mit der Wärmekapazität des Kupferseiles ohne Wärmeabgabe an die Umgebung bestimmt werden. Hierbei darf man aber nicht nur mit dem Dauerkurzschlußstrom rechnen, sondern muß die Wirkung der ersten Stromwelle des Kurzschlußstromes berücksichtigen. Dieselbe kann unter Umständen eine große Vorerwärmung der Leitung ergeben, die die Gesamterwärmung vergrößert. Rüdberg gibt in seinem neuesten Werk „Kurzschlußströme beim Betrieb von Großkraftwerken“ hierüber sowie überhaupt über die gesamte Frage der Kurzschlußstromberechnungen außerordentliche klare Anleitungen, so daß hier nicht weiter darauf eingegangen werden soll.

### 3. Skin-Effekt.

Der Skineffekt spielte bei unseren bisherigen Kraftübertragungsanlagen im allgemeinen keine große Rolle, höchstens bei Schaltanlagen und Verbindungsleitungen niedriger Spannung in Kraft- und Unterwerken.

Die einfachste Formel zur Bestimmung des Skineffektes rührt von A. Grey her. Dieser sagt: „Der wirksame Widerstand eines runden Leiters ist derselbe wie der einer Oberflächenschicht von soundsoviel cm Wandstärke“. Diese Wandstärke hängt ab von der Kreisfrequenz, der Permeabilität und einer Materialkonstanten. Die Formel lautet:

$$d = \frac{1}{\sqrt{\omega \mu \alpha}} \text{ in cm,}$$

worin  $\alpha = 0,00384$  für Kupfer ist.

Für Kupfer und 50 Hertz ergibt sich daraus  $d = 0,91$  cm. Rundkupfer von etwa  $200 \text{ mm}^2$  hätte demnach noch keine merkliche Widerstandszunahme. — Da man Hohlseil zur Vermeidung von Koronaverlusten verwendet, deren Wandstärke mit Rücksicht auf den wirksamen Querschnitt 9 mm kaum erreichen wird, kommt man nicht in das Gebiet des Skineffektes und hat somit eine weitere Begründung für die Anwendung von Hohlseilen.

Versuche von Middleton und Davis (JAJEE 1921, Seite 757) haben die Greysche Formel bestätigt. Es ergibt sich, daß die Stromeindringungstiefe für 25 Hertz 1,29 cm, für 60 Hertz 0,835 cm beträgt und unabhängig davon ist, ob man Seil oder einen massiven Rundstab hat. Als äußerer Seildurchmesser gilt der mittlere der äußeren Lage. Die Stromeindringung variiert umgekehrt proportional mit der Wurzel aus der Frequenz.

### 4. Kompensierung der Blindleistungen der Leitungen.

Die Blindbelastungen der Leitungen durch ihre Kapazität und Induktivität spielen eine sehr wichtige Rolle bei Großkraftübertragungen. Es ergeben sich unter Umständen so außerordentliche Verhältnisse, daß ein praktischer Betrieb unmöglich gemacht werden kann.

Die Kompensierung der Leitungsblindströme ist daher eine Frage allergrößter Wichtigkeit.

Die durch die Leitungen übertragene elektrische Leistung ist die Ursache der Bildung von zwei Arten von Wechselfeldern in dem die Leitung umgebenden Raum; das eine ist ein elektrisches, welches von der Spannung, das andere ein magnetisches Feld, welches von dem Strome verursacht ist. Die Größe dieser Felder hängt ab einerseits von der Spannung bzw. dem Strome und der Frequenz, andererseits von den Konstanten: Kapazität und Induktivität der Leitung.

Zur Bildung der Felder werden Lade- bzw. Magnetisierungsströme benötigt, welche von den die Übertragung speisenden Generatoren geliefert werden müssen.

Da beide Stromarten  $180^\circ$  Phasenverschiebung miteinander haben, subtrahieren sie sich, und nur die Differenz ist zuzuführen. Um Leitungen nicht unnütz mit diesen Strömen zu belasten, muß man sie so abstimmen, daß die Leitung nach Möglichkeit nur Wirkströme vom Kraftwerk zum Strombezieher zu führen hat.

Dies ist der Fall, wenn die voreilende kapazitive Blindlast gleich der nacheilenden induktiven Blindlast ist, also wenn

$$\frac{E^2}{K} = \frac{N_s^2}{E^2} \cdot S$$

wird. Es ergibt sich aus obiger Beziehung, daß

$$z = \sqrt{S K}$$

sein muß, d. h. wenn diese Beziehung erfüllt ist, ist die Leitung von Blindströmen, welche von ihr selbst herrühren, entlastet. Die magnetische und elektrische Energie pendelt fast verlustlos in dem die Leitungen umgebenden Raum als stehende Welle hin und her. Die Verbraucherimpedanz muß, wie die Formel zeigt, gleich dem geometrischen Mittelwert aus Induktanz und Kondensanz der Leitung sein. Man nennt diesen Wert auch bekanntlich den Wellenwiderstand der Leitung ( $z = \sqrt{\frac{L}{C}}$ )

Als erster hat Percy Thomas auf diese Art der Blindlastkompensierung der Leitung hingewiesen. Bei den meisten Freileitungen ergibt sich, daß

$$\sqrt{S \cdot K} = 0,36 - 0,38 \text{ Kiloohm/km}$$

ist und damit erhält man folgende Werte für eine Einfachleitung und für  $\cos \varphi = 1$ :

für 200 MW . . . . .	268 kV
für 400 MW . . . . .	380 kV
für 800 MW . . . . .	536 kV.

Bemerkenswert ist es, daß die Streckenlänge keine Rolle spielt. — Man darf aber dem Einfluß der Blindbelastung durch die angeschlossenen Transformatoren nicht vernachlässigen; sie ändern das Bild je nach der Streckenlänge mehr oder weniger ab.

Kompensierung der Blindlasten ist, wie wir weiterhin sehen werden, unbedingt erforderlich, weil man sonst außerordentlich hohe Spannungsverluste in der Leitung erhält. Die Kompensierung der kapazitiven Blindlast durch die induktive ist natürlich nur für einen bestimmten Belastungsfall möglich. Während die kapazitive Last wegen der geringen Änderungen der Spannung ungefähr konstant bleibt, variiert die induktive Blindlast sehr stark, entsprechend dem Quadrat des die Leitung durchfließenden Stromes.

Es ist anzunehmen, daß Höchstspannungsanlagen für große Entfernungen hauptsächlich mit konstanten Last fahren werden. Es wird also möglich sein, die Spannung annähernd so zu wählen, daß die Leitung für die mittlere Belastung kompensiert ist. Thomas hat Vorschläge mit einer besonderen Leitungsanordnung gemacht, die aber praktisch wohl keine Bedeutung erlangen wird. Da auf alle Fälle eine Regelung von Nulllast auf Vollast möglich sein muß, hat man für eine genügende Blindlastregulierung zu sorgen. Rüdenberg und Osanna haben auf die Verwendung von Drosselpulen hingewiesen, die auch bei Großkraftfernübertragungen angewendet werden müssen, um einen praktischen Betrieb tatsächlich durchführen zu können. Als Ergänzung zur feineren Regulierung und Erzeugung voreilender Blindströme kämen noch Synchron- bzw. Asynchronphasenschieber hinzu. Da die Blindstromregelung eng verknüpft mit der Spannungsregelung ist, so wollen wir jetzt auf die Spannungsänderungen einer Übertragung bei Änderung der Belastung eingehen und hierbei zeigen, wie Blindleistungsmaschinen die Spannung beeinflussen.

## 5. Spannungsverhältnisse.

Es sei hier nur auf die graphische Behandlung des Problems eingegangen. Wir müssen jedoch, der leichteren Verständlichkeit halber, kurz die üblichen Diagramme entwickeln.

Setzen wir eine Leitung nur mit Ohmschem und induktivem Widerstand voraus, so ergibt sich das übliche Spannungsdiagramm. Bild 3a. Siehe auch meinen Aufsatz ETZ August 1925. Wenn man den Einfluß der Phasenlage des Stromes untersuchen will, tut man gut, den Strom in Wirk- und Blindstrom zu unterteilen. Bild 3b. Denken wir uns nun, daß der konstante Stromvektor und gleichförmig damit das Spannungsverlustdreieck sich herumdreht. Die Spitze des Dreiecks ergibt den geometrischen Ort der zuzuführenden Spannung. Einige charakteristische Punkte sind bei der Drehung zu bemerken. (Bild 3c):

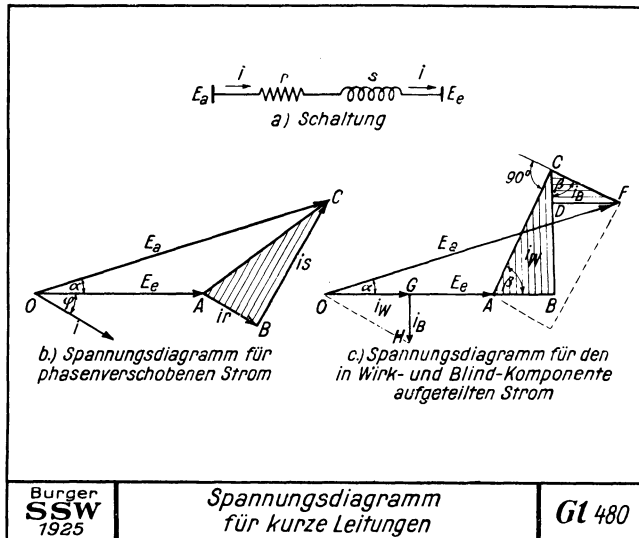


Abb. 3.

Bei Drehung des Dreiecks um  $180^\circ$  gegen die Anfangslage ist der Strom wieder reiner Wirkstrom, jedoch für umgekehrte Stromlieferung. Bei weiterem Drehen ergeben sich wieder die Berührungspunkte mit dem Kreis konstanter Spannung. Je kleiner die Induktanz der übertragenen Leitung ist, um so geringer ist der Spannungsunterschied bei Änderung der Stromphase. Um so schlechter kann man aber auch die Spannung regulieren.

Bei kleiner Induktanz muß der Strom für Erzielung von  $E_a = E_e$  bedeutend mehr voreilen als bei großer Induktanz.

Ehe wir weitergehen, sei kurz angegeben, welche Änderungen durch die Induktanz einer Leitung verursacht werden. Bild 4. Der Ohmsche Widerstand sei zur Vereinfachung = 0 gesetzt. Man sieht sofort, daß durch Zufügen des senkrecht auf der Stromrichtung liegenden Spannungsverlustes  $i \cdot s$  an die abzugebende Spannung  $E_e$  die zuzuführende Spannung  $E_a$  erhöht werden muß. Der tatsächlich fließende Strom ändert sich nicht, jedoch tritt eine Änderung in den Werten der Wirk- und Blindstromkomponenten ein. Unter Berücksichtigung, daß keine Wirkverluste angenommen sind, ergeben sich folgende Beziehungen:

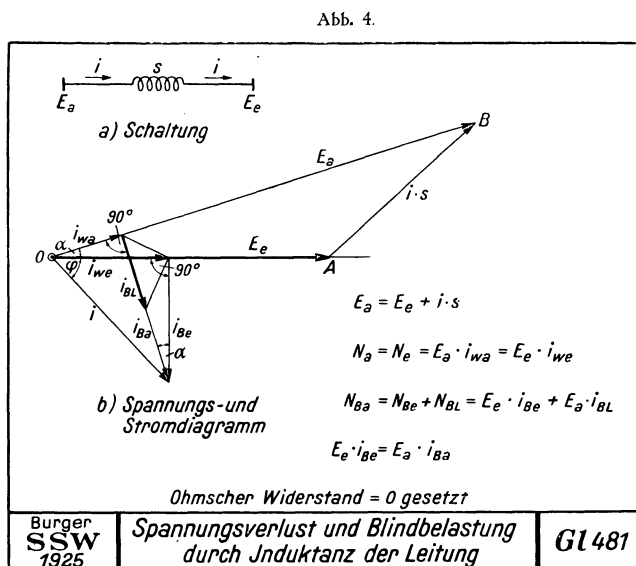


Abb. 4.

Die Spitze des Dreiecks ergibt den geometrischen Ort der zuzuführenden Spannung. Einige charakteristische Punkte sind bei der Drehung zu bemerken. (Bild 3c):

Anfangs- und Endspannung sind gleich, wenn ein mit der Endspannung  $E_e$  geschlagener Kreisbogen von der Dreiecksspitze berührt wird. Der Strom ist hierbei ein wenig voreilend. Wenn die Induktanz der Leitung kleiner ist, entsprechend dem kleinen Dreieck, so wird der Kreis erst bei noch größerer Stromvoreilung berührt. Wenn der Strom nun senkrecht auf der Spannung steht, ist die Wirkleistung = 0. Drehen wir weiter, so erfolgt die Stromlieferung in umgekehrter Richtung.

Unter Berücksichtigung, daß keine Wirkverluste angenommen sind, ergeben sich folgende Beziehungen:

$$E_a = E_e + i s$$

$$N_a = N_e = E_a \cdot i_{wa} = E_e \cdot i_{we}$$

$$N_{Ba} = N_{Be} + N_{BL} = E_e \cdot i_{Be} + E_a \cdot i_{BL}$$

Der Wirkstrom wird kleiner, und zwar umgekehrt proportional der Spannung. Der Blindstrom setzt sich aus 2 Summanden zusammen, dem Blindstrom des Verbrauchers  $i_{Ba}$  und dem Blindstrom der Leitung  $i_{BL}$ .





solchen Berechnung zeigt Bild 8 und Tabelle II. Da ein dauernder Vollastbetrieb nicht zu erwarten sein wird, muß man die Übertragung mit Phasenschiebern ausrüsten, wie es ein weiteres unten gegebenes Beispiel zeigt, durch welche gleichzeitig die Stabilität der Übertragung verbessert wird.

### 6. Stabilität der Übertragung.

Über die Stabilität einer Fernleitung, welche 2 Großkraftwerke verbindet, will ich hier keine näheren Ausführungen machen, da dieses umfangreiche Gebiet eingehend von anderer Seite, Stone, Fortescue, van Staveren und Peters bearbeitet worden ist. Letzterer hat hierüber auf der Danziger Tagung berichtet. Ich verweise daher auf die diesbezüglichen Veröffentlichungen.

Es geht aus diesen Arbeiten hervor, daß man den Phasenwinkel  $\alpha$  zwischen den Spannungsvektoren zweier verbundener Kraftwerke in gewissen Grenzen halten muß, die nicht überschritten werden dürfen, um einen stabilen Betrieb zu ermöglichen. Durch Vergrößerung des Impedanzwinkels, durch Unterteilung der Strecke und Aufstellung von Phasenschiebern am Ende jeder Teilstrecke ist es möglich, die Übertragung weiter zu vergrößern.

Um einen ungefähren Überblick über den einfachsten Fall der statischen Stabilität zu gewinnen, diene ein Übertragungsdiagramm, Bild 9, welches nicht nur die Konstanten der Leitung und Transformatoren, sondern auch die Reaktanz des Generators enthält. Der Generator I habe eine Belastung, welche dem Belastungspunkt G entspricht, d. h. eine Belastung  $AF = 60\%$  der Vollast unter dem Phasenwinkel:  $\varphi$ . Die Gleichstromerregung beträgt  $MN = i_0$ . Ein zweiter Generator liefere mit gleicher Phasenverschiebung die Last F K. Beide Maschinen arbeiten mit anderen am Ende der Verbindungsleitung parallel. Der obenerwähnte zweite Generator falle plötzlich aus, so daß im ersten Moment — ehe die Regulatoren wirken — der Generator I die ganze Last übernehmen muß. Dies kann er ohne Änderung der Erregung nur tun, wenn die Maschinen des anderen Kraftwerkes am Ende der Leitung nicht nur die Blindlast KP, sondern auch die der Strecke HK entsprechende Blindlast, insgesamt also H Q, übernehmen. Wenn sie dies nicht können, fällt der Betrieb auseinander. Wäre die Last noch ein bißchen größer gewesen, so würde es überhaupt unmöglich sein, die Leistung abzugeben. Der Punkt H ist der Berührungspunkt des mit der induzierten Spannung  $E_a$  geschlagenen Kreises mit der Tangente H K. Einer Zunahme der Last entspreche eine über H K liegende Parallele, welche den Kreis nicht mehr berührt.

### E. Parallelbetrieb.

Die entwickelten Betriebsdiagramme eignen sich, wie wir soeben gesehen haben, auch sehr gut zur Beurteilung der Spannungsverhältnisse beim Parallelbetrieb zweier Kraftwerke. Es sei dies an einem Diagramm gezeigt. Bild 10. Bei Stromlieferung des Werkes A an Werk E gilt der obere Teil der Netzeinteilung, der untere für die in umgekehrter Richtung erfolgende Stromlieferung. Wir wollen beispielsweise konstante aber verschiedene Spannung in beiden Werken voraussetzen. Mittels der beiden Kreisbögen, welche mit den betreffenden in den Kraftwerken A und E einzuhaltenden Spannungen gezogen sind, kann man die Belastungen bestimmen, die ohne weiteres erzielt werden können. Dabei müssen aber die Blindlasten ganz bestimmte Werte annehmen. Kann der Strom mit dieser Blindlast nicht abgenommen werden — man muß sich den Blindstromverbraucher ebenso als einen Konsumenten vorstellen wie den Wirkstromverbraucher — so müssen Phasenschieber für die Lieferung des fehlenden Blindstromes, sei es vorteilender, sei es nachteilender, herangezogen werden. Sind die Spannungsunterschiede groß und die Induktivität der Leitung klein, so ist es vorteilhafter, die Regelung durch Zusatztransformatoren zu bewirken. Es genügt ein stufenweises Regeln, da die Feinregulierung zwischen den einzelnen Spannungsstufen durch Änderung der Erregung der Generatoren, d. h.

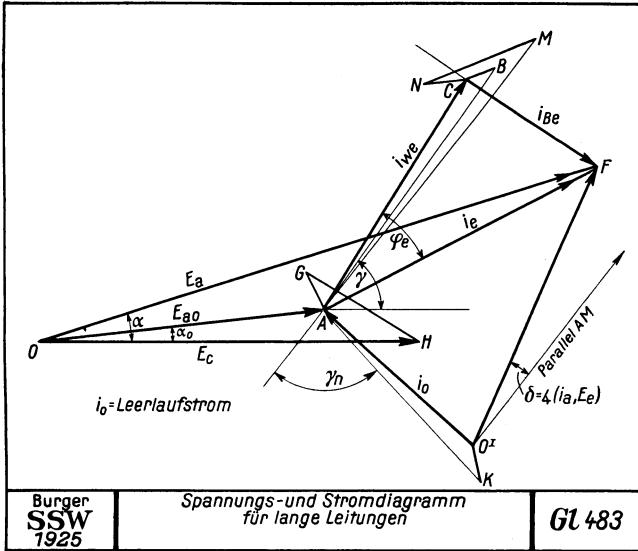


Abb. 7.

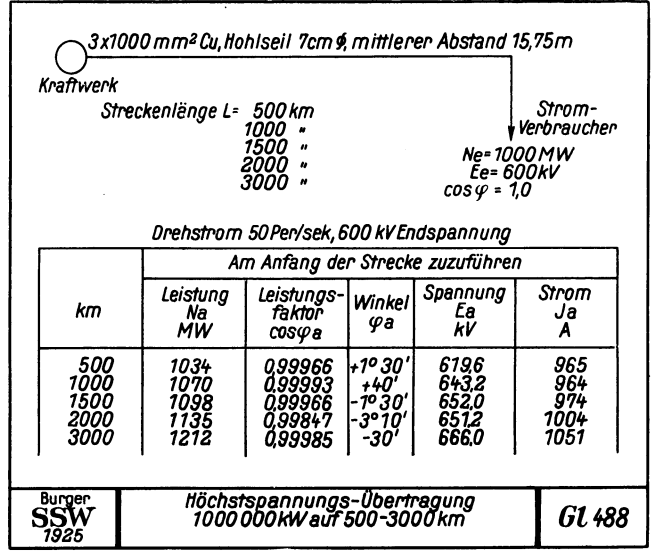


Tabelle 2.

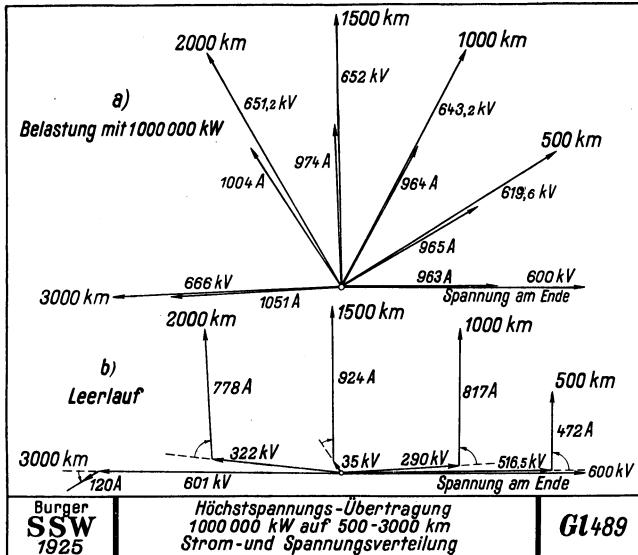


Abb. 8.

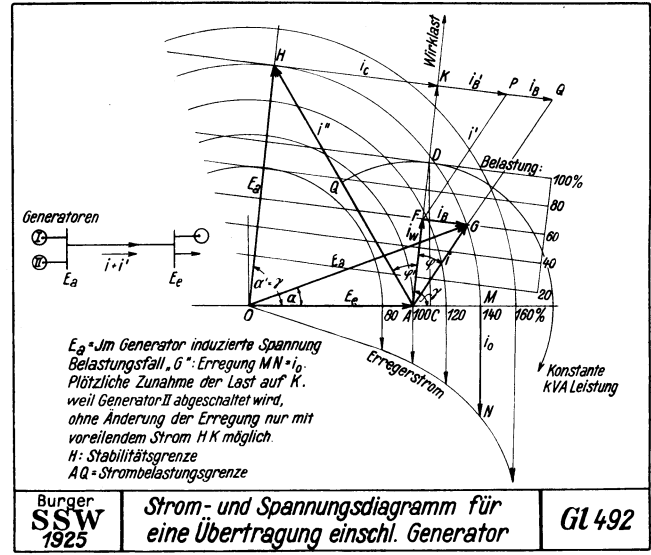


Abb. 9.

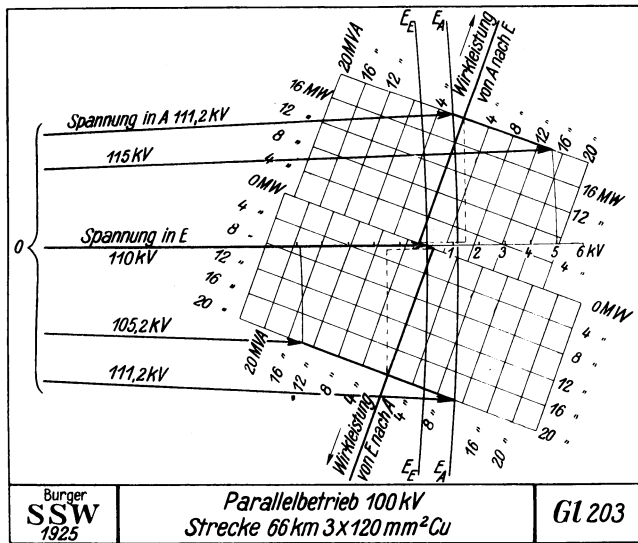
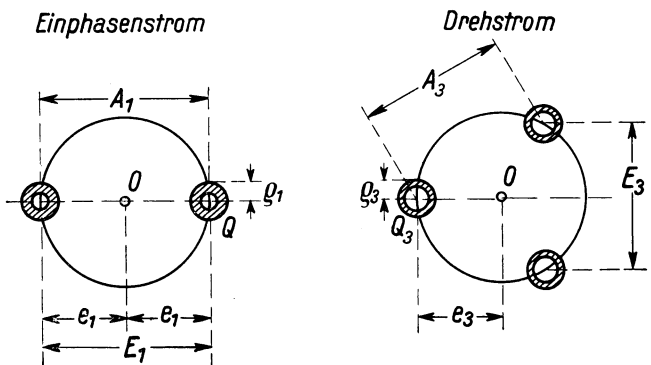


Abb. 10.



also durch Änderung der Blindlastanteile der beiden Kraftwerke erfolgen kann, oder eventuell auch durch Phasenschieber von in diesem Falle bescheidener Größe.

Trägt man sich eine Kurve in das Betriebsdiagramm ein, welche die im Betriebe vorkommenden Wirk- und Blindbelastungen darstellt, so kann man an Hand des Diagramms feststellen, welches Leerlaufsübersetzungsverhältnis die zwischengeschalteten Transformatoren haben müssen, um der mittleren Belastung zu entsprechen und in welchen Grenzen eine Spannungsregelung erfolgen muß.

## C. Vergleiche zwischen Einphasen- und Drehstrom.

Es sei folgende kurze Betrachtung eingeschoben:

Wir sind heute durch das Drehstromsystem und dessen außerordentlich hervorragende Eigenschaften so verwöhnt, daß wir kaum daran denken, irgendein anderes Wechselstromsystem zu verwenden.

Es soll aber doch an dieser Stelle auf den Einphasenstrom hingewiesen werden. Zunächst seien einmal die Unterschiede zwischen Drehstrom und Einphasenstrom in bezug auf ihre Leistungsfähigkeit untersucht.

Um eine wirkliche Vergleichsbasis zu haben, ob Ein- oder Mehrphasenstrom für Übertragung günstiger ist, muß man von der wirklich maßgebenden Spannung ausgehen, d. h. von der sogenannten Phasenspannung bzw. Spannung gegen den neutralen Punkt. Diese ist maßgebend für Isolation, Ladeströme, Koronaverluste usw. Einphasenstrom ist nach dieser Betrachtungsweise als symmetrischer Zweiphasenstrom aufzufassen mit  $180^\circ$  Phasenwinkel, dessen Mittelpunkt das Potential Null hat. Man vergleiche nur für eine kurze Strecke, d. h. also unter Vernachlässigung der Kapazitätserscheinungen den Leistungsverlust für ein gewisses Kupfergewicht pro Streckenlängen-Einheit. Wenn wir die in beiden Fällen gleiche Phasenspannung „O“ nennen, ebenso den aus dem angenommenen Kupfergewicht sich ergebenden Querschnitt der Drehstromleitung in  $\text{mm}^2$  mit  $Q$ , der Einphasenleitung mit  $1,5 Q$ , die Streckenlänge in km mit  $L$ , den spezifischen Widerstand in  $\text{Ohm/km/mm}^2$  mit  $r_s$ , die zu übertragende Scheinleistung mit  $N_s$ , so ergibt sich der Verlust für beide Fälle als vollkommen gleich groß. Ebenso würde dies für jedes beliebige symmetrische Mehrphasensystem gelten. Bild 11.

Es sei  $A_1 = A_3$  und  $\varrho_1 = \varrho_3$  und  $Q_1 = 1,5 Q_3$ , dann ist bei gleicher Phasenspannung  $e = e_1 = e_3$  die verkettete Spannung

$$E_1 = \frac{2}{\sqrt{3}} E_3 = 1,15 E_3$$

Die Werte für Induktanz und Kondensanz ergeben sich in beiden Fällen gleich groß.

Die Wirkverluste sind

$$\text{für Einphasenstrom } V_1 = \frac{(N_s)^2}{e} \cdot \frac{r_s}{3 Q}$$

$$\text{Drehstrom } V_3 = \frac{(N_s)^2}{e} \cdot \frac{r_s}{3 Q}$$

sie sind also gleich groß.

Damit eine Kompensierung der Blindleistungen eintritt, muß sein:

$$\text{bei Einphasenstrom } e_1 = \sqrt{1/2} \cdot \sqrt[4]{SK} \cdot N_s \text{ bzw. es bedeutet dies: } E_1 = 0,86 \sqrt{N_s}$$

$$\text{bei Drehstrom } e_3 = \sqrt{1/3} \cdot \sqrt[4]{SK} \cdot N_s \text{ bzw. es bedeutet dies: } E_3 = 0,61 \sqrt{N_s}$$

Bei gleicher Leistung  $N_s$  muß demnach die Betriebsspannung bei Einphasenstrom 41 % höher sein als bei Drehstrom.

Wir sind heute in der Lage, in verhältnismäßig einfacher Weise Einphasenstrom in Drehstrom umzuwandeln bzw. umgekehrt. Man kann auch daran denken, eine Großkraftübertragung, die zunächst nur schwach belastet ist, einphasig zu betreiben. Es werden beispielsweise am Gestänge der Freileitung nur 2 Leitungen verlegt, in den Unterstationen wird alles für Drehstrom eingerichtet. Die notwendigen Phasenschieber und Drosseln können später für den Drehstrombetrieb weiter verwendet werden. Das Gestänge kann für im ganzen 4 Leitungen vorgesehen sein, 2 Leitungen kommen zunächst im Betrieb, später wird mit der dritten Leitung auf Drehstrom geschaltet und damit die Leistung um 50% erhöht. Die vierte Leitung kann als Reserve bestehen bleiben, bzw. wenn man es vorteilhafter findet, nicht mit Drehstrom zu arbeiten und wieder auf Einphasenstrom übergehen will, erhält man mit der vierten Leitung die doppelte Leistung gegenüber dem anfänglichen Betrieb mit 2 Leitungen.

## D. Beispiel einer Drehstrom-Großkraft-Übertragung mit Höchstspannung

Wir haben ein Beispiel einer Höchstspannungskraftübertragung, welches hier erläutert sei, ausgearbeitet. Ein Kraftwerk beliefert 5 Stationen, von denen jede 100 Megawatt hochspannungsseitig maximal verbraucht. Die Abstände unter den einzelnen Stationen betragen je 250 km. Die Transformatoren in den Umspannwerken erhalten dritte Wicklungen, an welche Phasenschieber und Drosselspulen angeschlossen sind.

Der Betrieb wird nun so ausgeführt, daß über die ganze Hochspannungsleitung hin eine konstante Spannung von 400 kV gehalten wird. Dies ist ohne weiteres möglich, wenn man den Strom mit einer bestimmten Phasenverschiebung entnimmt. Die hierzu erforderlichen Blindleistungen werden von den in jedem Umspannwerk aufzustellenden Phasenschiebern geliefert. Am besten würden sich hierzu die neuerdings von uns entwickelten Asynchron-Blindleistungsmaschinen eignen, welche eine sehr gute Regulierung ermöglichen. Wenn die Höchstspannungsleitung einen großen Teil der Zeit sehr schwach belastet laufen muß, empfiehlt es sich, außer den Asynchron-Phasenschiebern auch Drosselspulen aufzustellen. Dieselben sind verhältnismäßig billig, insbesondere, wenn man sie für Niederspannung baut. Sie haben geringere Wattverluste als rotierende Maschinen und werden ebenfalls an die Tertiärwicklung der Transformatoren angeschlossen. Eine Regulierung mit ihnen ist nur in groben Stufen möglich. Man verteilt die Blindleistung auf eine Anzahl Drosselspulen und schaltet dieselben je nach Bedarf ein und aus. Für die Feinregulierung ist dann auf alle Fälle noch ein rotierender Phasenschieber erforderlich. Ob man für Lieferung voreilender Blindströme Kondensatoren verwenden kann, muß erst die Zukunft lehren. Bild 12 und 13. Die sekundärseitig abgenommene Energie wird mittelst im Betrieb umschaltbarer Zusatztransformatoren geregelt.

## F. Spannungsregelung durch Zusatz- bzw. Drehtransformatoren.

Um den Spannungsverlust in den Transformatoren der Umspannwerke für den Anschluß an ein Großkraftwerk klein zu halten, ist es erforderlich, den Strom mit dem Leistungsfaktor = 1 zu entnehmen. Im allgemeinen wird die Sekundärspannung der Umspannwerke 100 oder 50 bzw. 60 kV betragen. Es sind dies die heute in Deutschland allgemein üblichen Verteilungsspannungen. Auch bei diesen Spannungen ist es notwendig, mit dem Leistungsfaktor = 1 zu arbeiten, um die sonst unmäßigen Spannungsverluste zu vermeiden, weniger in den Leitungen

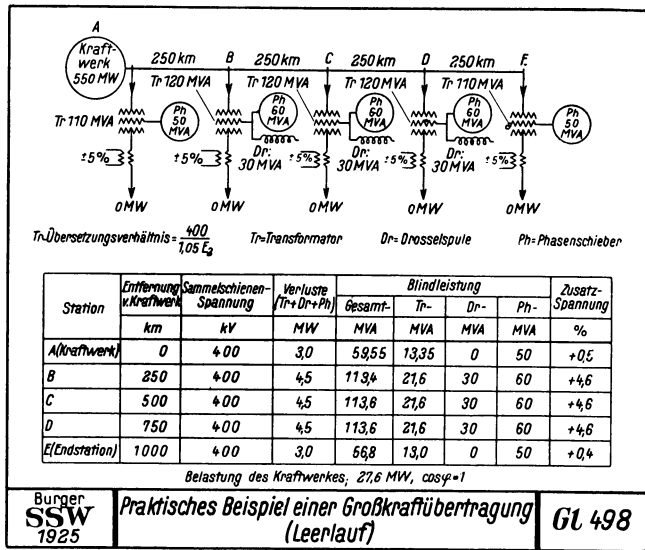


Abb. 12.

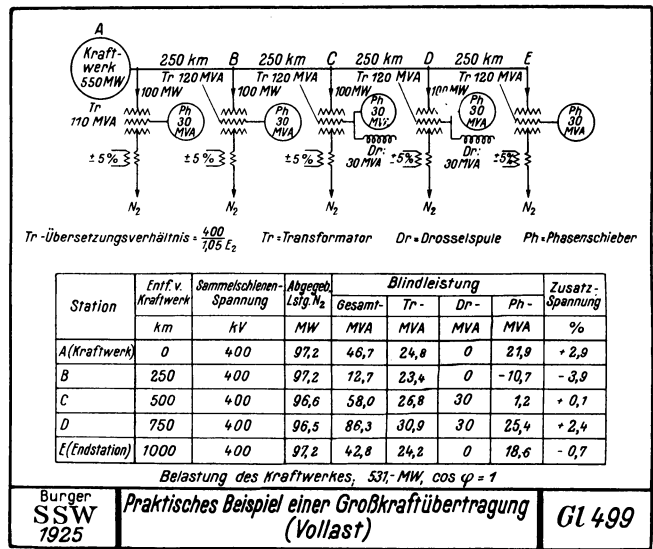


Abb. 13.

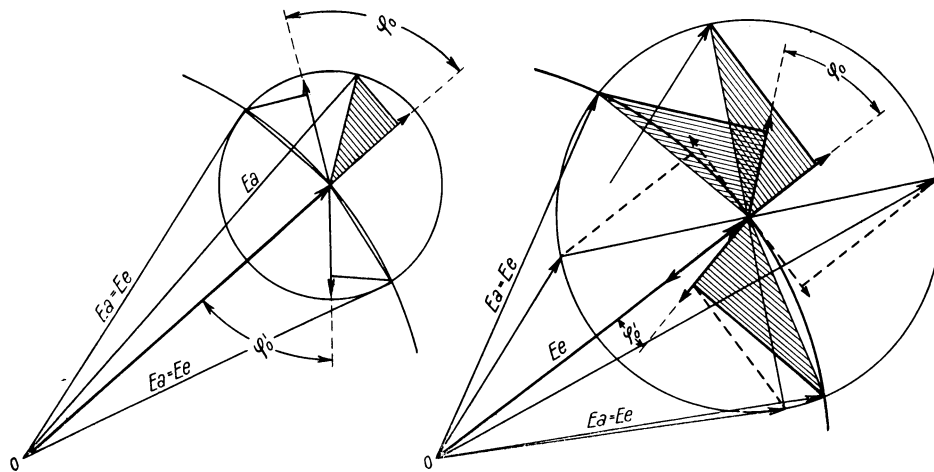


Abb. 14.

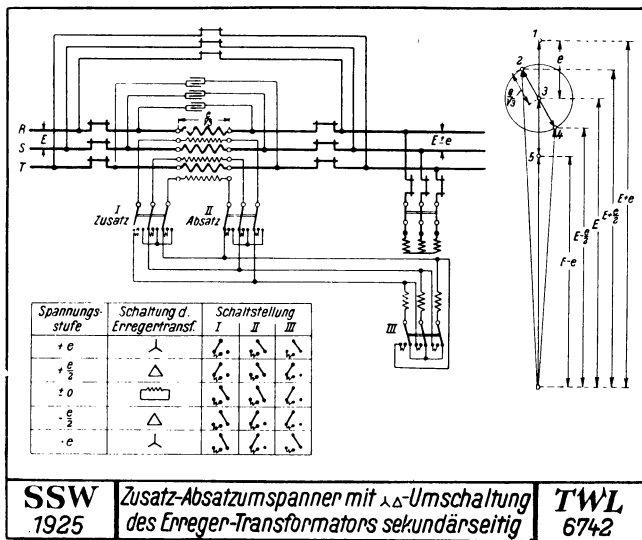


Abb. 15.

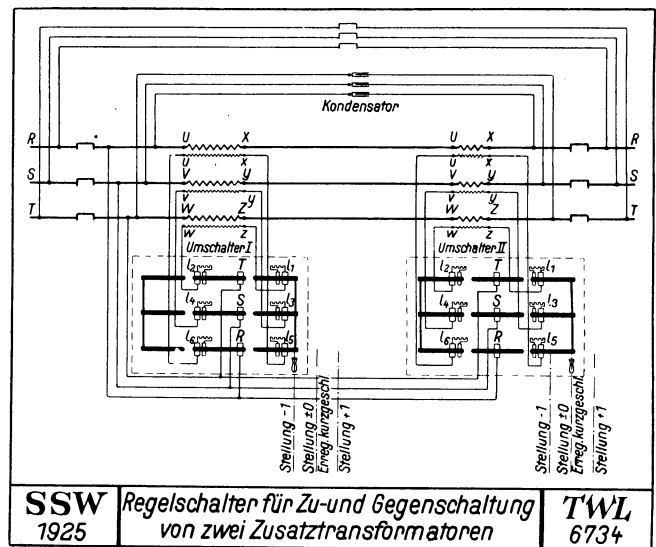
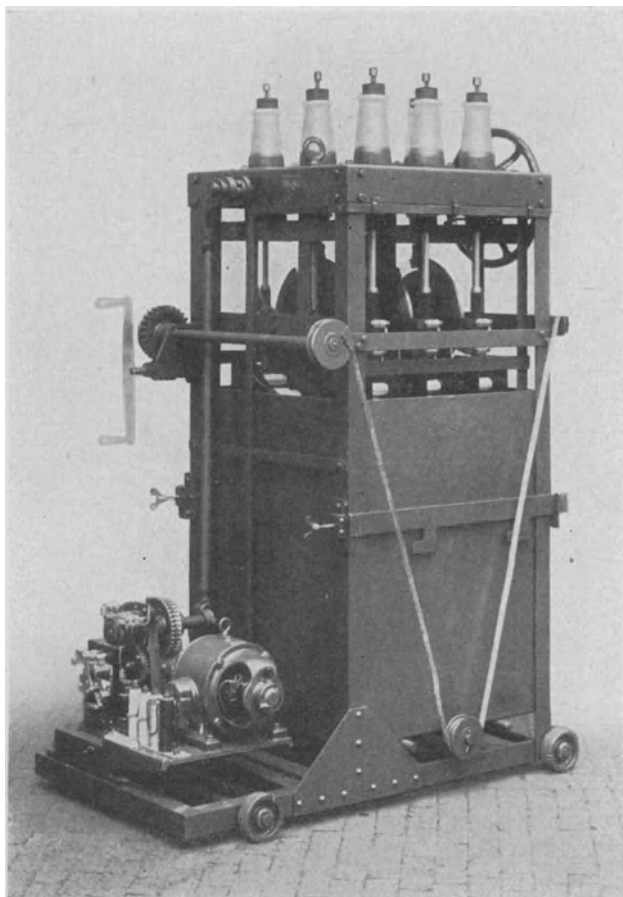


Abb. 16.

als in den Transformatoren der Umspannwerke, welche von den Verteilungsspannungen auf die Niederspannungs- und Überlandnetzspannungen heruntertransformieren mit ihren hohen Kurzschlußspannungen. Es bleibt ein gewisser Unterschied zwischen der Spannung bei Vollast und bei Leerlauf in den Großkraft-Umspannwerken, welcher am besten mittels Zusatztransformatoren geregelt wird. Die vorhandenen Phasenschieber benutzt man dagegen nur dafür, die Höchstspannung konstant zu halten. Drehtransformatoren würden infolge der sehr großen Durchgangsleistungen viel zu teuer werden und es empfiehlt sich daher, Zusatztransformatoren zu verwenden, welche eine ungefähre Einstellung der erforderlichen Sekundärspannung gestatten. Die Siemens-Schuckertwerke haben derartige Apparate in verschiedener Art entwickelt. Sie sollen weiter unten beschrieben werden. Die Dreiwicklungstransformatoren der Umspannwerke werden nach Möglichkeit so ausgeführt, daß der Spannungsabfall im Transformator zwischen der Primär- und Sekundärwicklung nicht sehr stark von der Änderung der Belastung der Tertiärwicklung beeinflußt wird. Man ist also in der Lage, die Phasenschieber ausschließlich für die Spannungsregulierung der Höchstspannungsleitung zu benutzen, ohne daß beim Regulieren derselben irgendwie die Sekundärwicklung leidet. Eine Feinregulierung der Sekundärspannung, also der 100- bzw. 60 kV-Leitungen, sollte nun nicht weiter erfolgen, bevor man beim Verbraucher angelangt ist, d. h. also bei den strombeziehenden Städten, Industrieanschlüssen usw. Dort kann jeder einzelne Abnehmer selbst dafür sorgen, die für seinen Betrieb geeignetste Spannung einzustellen. Von den Siemens-Schuckertwerken, insbesondere von Herrn Sessinghaus, sind eine Anzahl Schaltungen entwickelt und auch zur praktischen Anwendung gebracht worden, welche sich

Abb. 17.



je nach ihrer Art für gröbere oder feinere Regulierung der Spannung eignen. Es handelt sich in der Hauptsache um Schaltungen, bei welchen der Hauptstromkreis nicht unterbrochen wird, sondern sämtliche Schaltungen auf der Erregerseite des Zusatztransformators stattfinden. Man vermeidet dadurch Stromunterbrechungen und Umschaltungen des Hauptstromkreises und erleichtert die Ausbildung der erforderlichen Apparate, weil man verhältnismäßig nur geringe Leistungen und geringe Ströme zu schalten hat. Für eine 5stufige Regulierung eignet sich die Sessinghaus-Schaltung. Bei dieser wird die Erregung des Zusatztransformators entweder in Stern oder in Dreieck geschaltet und durch Umschalten der Erregung außerdem ein Zu- und Abschalten von Spannung erzielt. Einschließlich der Mittelstellung, in welcher die Erregerwicklung kurzgeschlossen ist, erhält man 5 Stufen. Für große Leistungen werden hierzu Ölschalter mit Schutzwiderständen verwendet. Für kleinere Leistungen, für welche die Erregung für Niederspannung gewickelt wird, werden Schaltwalzen verwendet.

Eine 9stufige Schaltung wird erzielt, wenn man 2 Zusatztransformatoren und für die Erregung bei großen Leistungen 2 Öl-

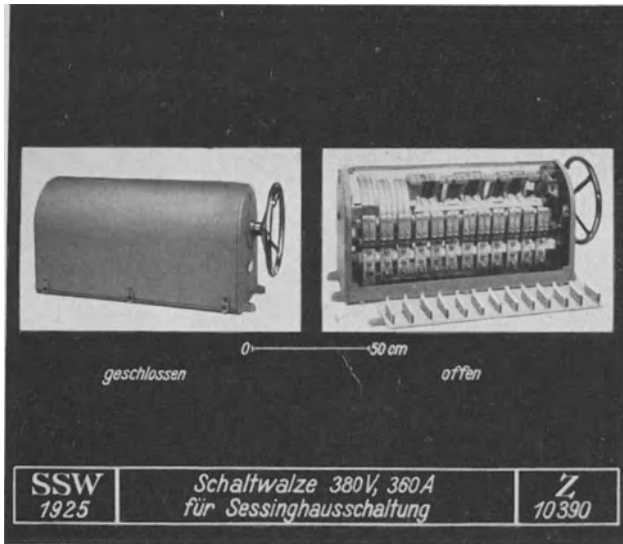


Abb. 18.

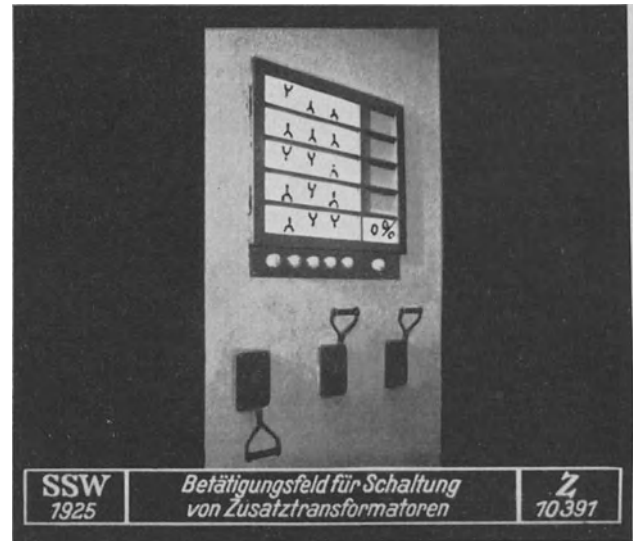


Abb. 19.

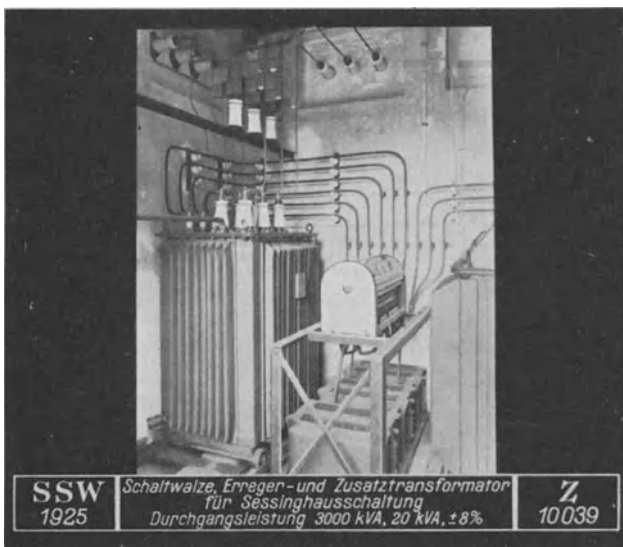


Abb. 20.

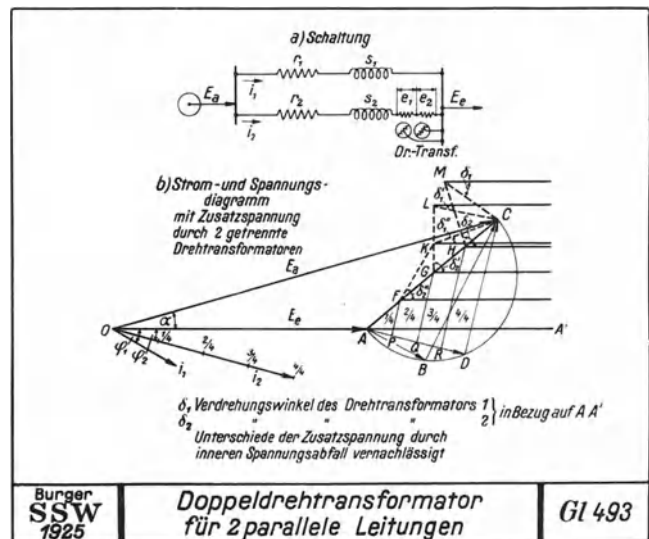


Abb. 21.

umschalter (entstanden aus dem Zederboomschen Anlaß-Schutzschalter) bzw. bei kleinen Leistungen eine Schaltwalze nach Reichenbach verwendet.

Eine Anzahl Ausführungsbeispiele sind in den Bildern 14 bis 20 dargestellt.

Drehtransformatoren bewirken eine feinstufige Regulierung und gestatten eine automatische Einstellung der Spannung. Bei großen Leistungen verwendet man Doppel-Drehtransformatoren, welche in Serie und dadurch so geschaltet sind, daß sie bei Betätigung des gemeinsamen Antriebs keine Phasenverschiebung des Spannungsvektors ergeben. Drehtransformatoren lassen sich nun auch gut dazu verwenden, um bei parallelen Leitungen die Belastung auf beide Stromzweige beliebig einstellen zu können. Man muß in diesem Falle nicht nur Spannung zu- oder



absetzen, sondern auch den Spannungsvektor verdrehen. Dies erreicht man damit, daß man die beiden Transformatoren unabhängig voneinander dreht, d. h. also, jeder Drehtransformator bekommt seine eigene Handrad- bzw. seine eigene Fernsteuerung. Siehe Bild 21. Man ersieht aus dem Diagramm deutlich, wie die beiden Hälften des Doppeldrehtransformators einzustellen sind, um die gewünschte genaue Phasenlage des Spannungsvektors zu erzielen.

Bei Bearbeitung dieses Aufsatzes bin ich tatkräftig von Herrn Dipl.-Ing. Mestermann unterstützt worden, dem ich hierfür meinen Dank ausspreche.

---

## Schlußwort.

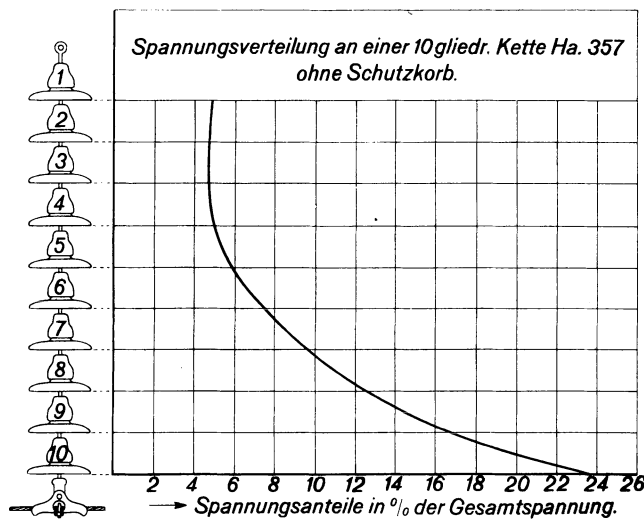
Die Anwendung höchster Spannungen für Großkraftübertragungen ist, wie aus obigen Ausführungen hervorgeht, wirtschaftlich und technisch berechtigt. Wir müssen es dem Unternehmungsgeist des Rhein.-Westfäl. Elektrizitätswerkes danken, wenn Deutschland bald wieder durch Errichtung einer bedeutenden Hochspannungs-Großkraftübertragung die Führung in der Welt im Fortschritt der Elektrotechnik übernimmt. Burger.



# Freileitungsisolatoren für 220 kV Betriebsspannung.

Von L. Binder, Dresden.

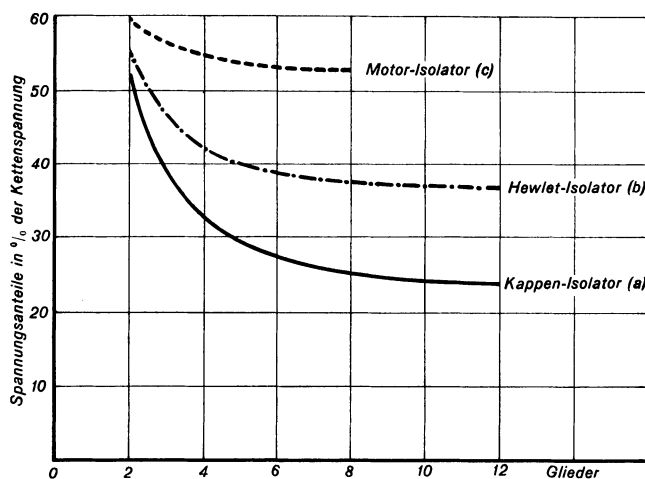
Für 110 kV-Leitungen haben die Isolatorenketten gewöhnlich sechs Glieder der bekannten Tellertype von 280 mm Durchmesser und etwa 185 mm Baulänge. Geht man auf 220 kV Betriebsspannung über, so ist unter Beibehaltung der gleichen Isolatorentype die Gliederzahl mindestens zu verdoppeln, man kommt also auf Ketten von zwölf und mehr Gliedern. Bekanntlich ist bei soviel gliedrigen Ketten die Spannungsverteilung sehr ungleichmäßig. Wie Abb. 1 zeigt, entfallen z. B. bei einer zehngliedrigen Kette auf das am Mast liegende Glied etwa 5%, dagegen auf das Glied unmittelbar an der Leitung etwa 24% der der ganzen Kette aufgedrückten Spannung.



bringt also keine nennenswerte Entlastung des am höchsten beanspruchten Gliedes mehr. Noch ungünstiger liegen in dieser Hinsicht die Verhältnisse für Schlingenisolatoren (Schaulinie b) und Motorisolatoren (Schaulinie c), weil diese Typen kleinere Eigenkapazität haben.

Solange man von der Überschlagnsgrenze genügend weit entfernt ist, ist die Spannungsverteilung an den Ketten durch die Kapazitätsverhältnisse gegeben, es kommt hauptsächlich auf die Eigenkapazität eines Gliedes im Vergleich zur Kapazität der metallenen Verbindungsteile nach Erde an. Je stärker die Eigenkapazität überwiegt, desto mehr nähert sich die Kette in ihrem Verhalten dem einer Reihenschaltung von gleich großen Kapazitäten, an der gleichmäßige Verteilung der Spannung sich einstellen würde.

Wegen des flachen Verlaufs der Schaulinien in Abb. 2 könnte man zu der Anschauung kommen, daß es überhaupt nicht möglich sei, Isolatorenketten für 220 kV Betriebsspannung aus den bisher verwendeten Typen aufzu-



bauen und daß neue Modelle von wesentlich größeren Abmessungen (vielleicht doppelt so groß) nötig wären, wobei man dann wieder auf die für 110 kV üblichen Gliedzahlen zurückkäme. Es hat sich aber gezeigt, daß zu mindestens 220 kV noch in der herkömmlichen Weise beherrscht werden können.

Zunächst ist zu bemerken, daß die Überschlagnspannung von Ketten abhängig von der Gliederzahl anders verläuft, als es Abb. 2 erwarten ließe. Wird an einer Kette die Spannung gesteigert, sodaß schließlich am stärksten beanspruchten Glied die Spannung bis nahe an die Überschlagsgrenze getrieben ist, so stellt sich an diesem Gliede starkes Sprühen ein. Erhöht man die Spannung der Kette noch weiter, so kommt es aber nicht gleich zum Überschlag an diesem Glied, sondern das Sprühen breitet sich auf die nächstliegenden Glieder aus. Die nunmehr vorhandenen Wirkströme wirken stark im Sinne eines Ausgleichs in der Spannungsverteilung, so daß der Überschlag tatsächlich erst auftritt, wenn nahezu an allen Gliedern die Grenzspannung erreicht ist. So erklärt es sich, daß, wie in Abb. 3

dargestellt, die Überschlagnspannung fast geradlinig mit der Gliederzahl ansteigt. Die Gerade geht nicht durch den Nullpunkt, weil bei Isolierung mit nur einem Glied der Überschlagweg größer ist, als er bei einer mehrgliedrigen Kette auf eins der Glieder entfällt. Ähnlich wie bei Überschlagsversuchen an Kugeln kommt man auch hier auf verschiedene Werte, wenn einmal beide Pole des Transformators isoliert sind (Linie a), oder wenn ein Pol geerdet ist (Linie b). Aus diesen Schaulinien ergibt sich, daß es ohne weiteres möglich ist, die für 220 kV-Betrieb nötigen Überschlagnspannungen\* zu erreichen, und daß man in dieser Hinsicht annähernd mit 13 Gliedern, bestimmt aber mit 14 Gliedern die gleiche Sicherheit hat, wie bei 110 kV mit 6 Gliedern. Auch für Überschlag unter Regen, wobei die Spannungswerte auf 75 % bis 85 % derjenigen für trockenen Zustand zurückgehen, haben die Überschlagnspannungen fast geradlinigen Verlauf, so daß die genannten Verhältniszahlen 6:13 bzw. 6:14 noch Gültigkeit behalten. Hinsichtlich der Spannungsverteilung ist Regen sogar günstig; wie die Messungen von Ryan (s. Abschnitt über amerik. Ausführungen) gezeigt haben, gehen die Unterschiede in den Gliedspannungen stark zurück.

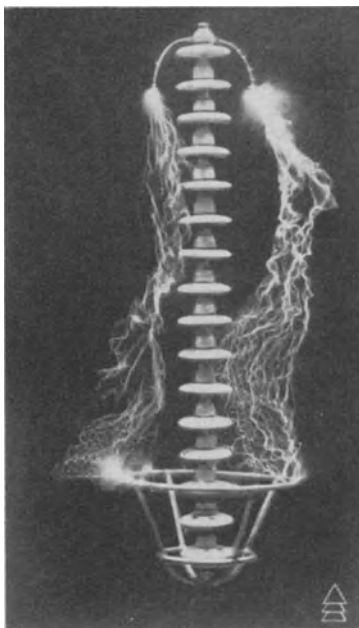


Abb. 4.

\* Über die in Frage kommenden Werte siehe: A. Rachel, Höchstspannungsfragen und Nullpunktserdung, Vortrag auf der Jahresversammlung des VDE in Danzig, ETZ 1926, S. 335.

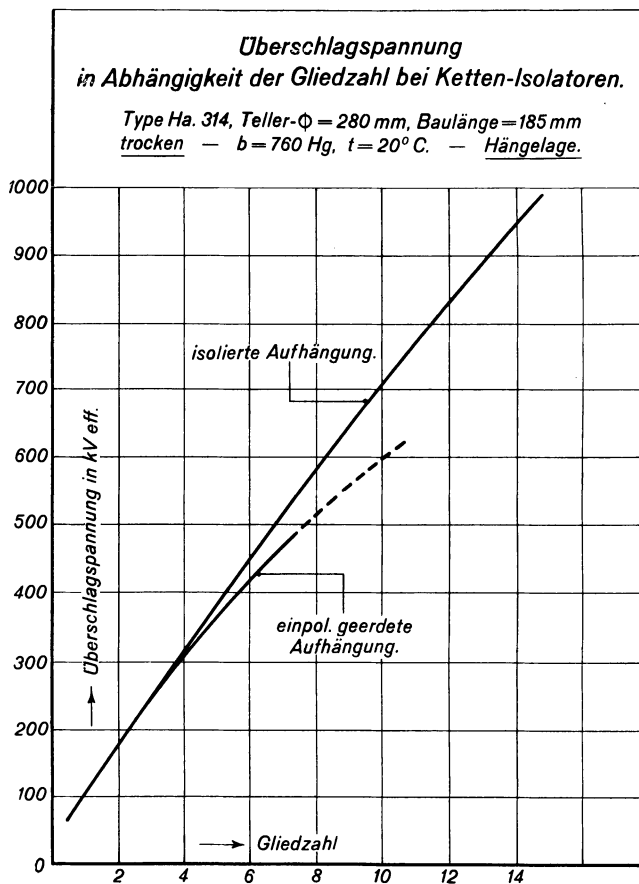


Abb. 3.

Bei so langen Ketten liegt in erhöhtem Maße die Gefahr vor, daß sich die Überschlagnlichtbogen an die Isolatoren-

ketten oder die Leitung ansetzen. Wie Versuche ergeben haben, gelingt es aber durch Anbringung von Funkenhörnern oder noch besser durch Schutzringe und Schutzkörbe der Gefahr Herr zu werden. Abb. 4 zeigt den Überschlag an einer sechszehngliedrigen Kette (etwa 2 m Bogenlänge) mit Schutzkorb und Funkenhörnern im Versuchsfeld. Bei den hohen Strömen, wie sie bei einem Überschlag im Betrieb sich einstellen, ist es natürlich nicht zu vermeiden, daß die gewaltige Flamme (s. Abb. 5) auch die Isolatoren etwas bestreicht. Ein solcher Schutzkorb hat gleichzeitig einen sehr günstigen Einfluß auf die statische Spannungsverteilung der Kette. So wurden z. B. für die in Abb. 1 gezeichnete zehngliedrige Kette folgende Spannungsanteile gemessen:

Glied	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1 (am Mast),
Anteil	12	12	12	11	10	9	8	8	8	9%,

d. h. die Beanspruchung des untersten Gliedes ist von 24% auf die Hälfte zurückgegangen. Wie weiter durch Versuche festgestellt wurde, könnte durch Vergrößerung des Korbes fast vollkommener Ausgleich erzielt werden. Man kann sich aber bereits mit einer Zurücksetzung auf 12% zufrieden geben; für 220 kV Betriebsspannung und den ungünstigen Fall, einpoliger Erdschluß des losen Netzes vorausgesetzt, hat das unterste Glied  $220 \times 0,12 = 26,5$  kV zu tragen, d. i.  $\frac{1}{3}$  der Trockenüberschlagsspannung und etwa  $\frac{1}{5}$  der Durchschlagsspannung. Diese Beanspruchung kann daher unbedenklich zugelassen werden.

Es können also mit diesem einfachen und auch praktisch brauchbaren Mittel die beiden Ziele

1. den Lichtbogen von den Ketten und der Leitung abzuhalten,
2. die Spannungsverteilung genügend zu verbessern,

erreicht werden.

## Amerikanische Ausführungen und Betriebserfahrungen.

Die beiden bis jetzt gebauten 220 kV-Anlagen befinden sich im Westen Amerikas, in Californien. Die Southern California Edison Co. nützt die Gebirgswasserkräfte des Big Creek aus und überträgt sie mittels 430 km langen Leitung nach dem Verbrauchsschwerpunkt Los Angeles. Auch die Kraftwerke der Pacific Gas and Electric Co. liegen hoch im Gebirge am Pit River, sie versorgen das etwa 350 km entfernt liegende San Francisco mit der weiteren Umgebung. Der Verfasser hat die beiden Anlagen im vergangenen Jahre besucht, sowohl die hervorragenden technischen Einrichtungen wie auch die landschaftlichen Schönheiten lohnen die weite Reise (5000 km von New York) nach der Westküste. Es ist geplant, die genannten Anlagen miteinander zu verbinden, wodurch das 220 kV-System sich auf über 1000 km erstrecken wird.

Bevor man an den Entwurf der Leitungen ging, wurden eingehende Laboratoriumsversuche über brauchbare Isolatorenketten angestellt, und zwar von Professor Ryan und H. Henline von der Stanford Universität und F. W. Peek (s. Journ. of the Am. Inst. of El. Eng., Juli 1920, auch ETZ 1920, S. 1038). Es verdient hervorgehoben zu werden, daß man von vornherein davon ausging, nur die in Nordamerika allgemein in Gebrauch befindlichen Kappenisolatoren der normalen Bauart mit 10 Zoll Tellerdurchmesser zu verwenden. Diese seien in langjähriger Zusammenarbeit zwischen den Keramikern und Elektrikern zu einer hohen Entwicklungsstufe gebracht worden und für die großen Hauptadern der Energieversorgung müßten Faktoren der Unsicherheit, die in Neukonstruktionen immer liegen, möglichst ausgeschlossen werden. Es wurden daher verschiedene Kombinationen aus normalen Isolatoren hinsichtlich der Spannungsverteilung untersucht. Gegenüber der einfachen Kette zeigen Doppelketten ein wesentlich günstigeres Verhalten wegen der Verminderung der Kapazität nach Erde; man hat auch Ketten untersucht, die im oberen Teil eine einfache Reihenschaltung bildeten, nach unten zu aber zwei und mehr Glieder in Parallelschaltung enthielten. Am stärksten wirksam erwiesen sich aber doch Schildringe und da diese ohnehin nötig sind zur Fernhaltung Überschlaglichtbogen, so wurden

schließlich ganz einfache Ketten für die Ausführung vorgesehen, da diese natürlich auch am billigsten sind.

In Abb. 5 sind die Hängeketten der Big Creek-Linie dargestellt. Sie enthalten nur 11 Glieder von 10 Zoll Durchmesser, da man an der früher mit 150 kV betriebenen Linie möglichst

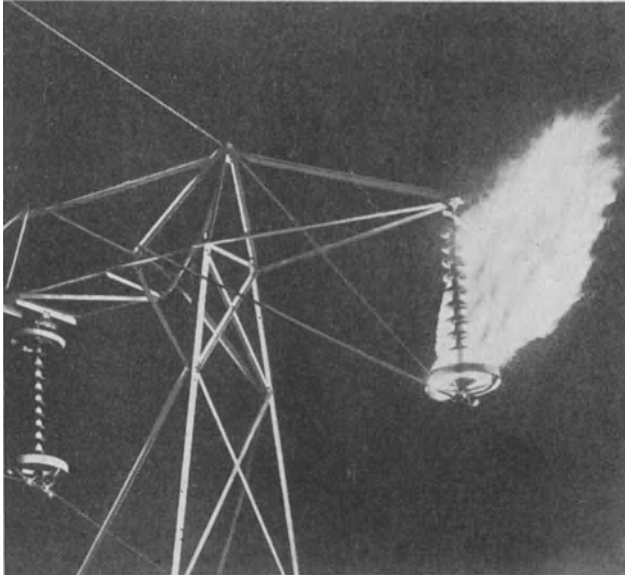


Abb. 5.

wenig ändern wollte; in dem neu gebauten Streckenteil nach Laguna Bell sind 13 Glieder vorgesehen. Der Schutzring hat einen Durchmesser von 28 Zoll, am oberen Kettenende sind Funkenhörner von 27 Zoll Gabelweite angebracht. Für die Abspannmasten werden Doppelketten mit 13 bzw. 15 Gliedern und entsprechenden ovalen Schutzringen verwendet.

Die Pacific Gas and El. Co. hat zum Teil einfache Ketten nach Abb. 6 mit 14 Gliedern; für schwierigere Verhältnisse werden Ketten nach Abb. 7 verwendet, die aus 9 normalen 10 Zoll-Gliedern und folgend aus je einem 14 Zoll-Glied, einem 10 Zoll-Glied und nochmals einem 14 Zoll-Glied und einem 10 Zoll-Glied bestehen, im ganzen also 14 Glieder enthalten. Den Abschluß bildet hier ein metallener Teller von 16 Zoll Durchmesser, der hinsichtlich der Spannungsverteilung die gleiche Wir-

kung hat wie ein Schutzring, aber wohl einfacher und dauerhafter ist. Die Abspannketten enthalten 15 Glieder.

In den Freiluftstationen werden neben den Ketten auch hohe Stützisolatoren verwendet. Eine vorbildliche Konstruktion hat die South. Cal. Ed. Co. geschaffen. Wie aus Abb. 8 ersichtlich, hat man je drei Säulen zu einem festen Bock zusammengefügt; um ein Ausbiegen und Knicken unmöglich zu machen, wurden die einzelnen Säulen noch durch Querverbindungen versteift.



Abb. 6

Als man im Mai 1923 auf der Big Creek Linie von 150 kV Betriebsspannung auf 220 kV übergang, trat eine ganz beträchtliche Zunahme der Überschläge an den Ketten ein, von durchschnittlich 16 im Jahr kam man auf 56, wovon auf den August allein 14 entfallen. Es wurden alle möglichen Erscheinungen als Ursachen dieser häufigen Überschläge näher studiert, ohne daß man zu einem befriedigenden Ergebnis kam. Es blieb nur die Erklärung, daß wohl durch das Zusammenwirken vieler an sich nicht

schwerwiegenden Einflüsse die Überschläge zustande kamen, bis eines Tages eine etwas überraschende Lösung des Rätsels sich fand. Einer der Leitungswärter, unbekannt mit den Mysterien der elektrischen Resonanz und der Hochfrequenzvorgänge bemerkte, wie an einem Mast ein großer Vogel aufflog, in der Nähe einer Isolatorenkette halbflüssige Exkremete fallen

ließ und hierdurch einen Überschlag einleitete. Als man daraufhin an den nach dieser Vogeltheorie am meisten gefährdeten Hängeketten Vorrichtungen zur Abwehr der Vögel anbrachte, trat überraschenderweise eine Zunahme der Überschläge ein. Die Vögel, vertrieben von ihren lieb gewordenen Plätzen, setzten sich auf die an den mittleren Ketten auch oben angebrachten Schutzringe und als diese entfernt wurden, auf die Abspannketten, bei denen man wegen der wagerechten Lage einen Schutz gegen solche Einflüsse nicht für nötig gehalten hatte. Es bedeutete daher einen jahrelangen Kampf mit den Vögeln, bis eine Abwehr im vollen Umfang gelungen war. Wie auch durch Laboratoriumsversuche mit Salzwasser nachgewiesen werden konnte, ist es nicht nötig, daß die Exkrememente die unter Spannung stehenden Teile direkt treffen, selbst in größerer Entfernung niederfallend, können sie einen Lichtbogen einleiten. Bei ungünstiger Windrichtung ist die Gefahr auch vorhanden, wenn der Vogel weitab sitzt, es war daher notwendig, die Abwehr auf einen verhältnismäßig weiten Bereich um die Ketten auszuweiten. Schließlich fand man auch, daß starke Ablagerungen von Exkrementen oder salzhaltigen Stoffen auf den Isolatoren zusammen mit Nebel und Tau, zum Überschlag bei niedriger Spannung führen können. Wenn diese Bedingungen auch selten erfüllt sind, so hat man doch eine Reinigung der Isolatoren in gewissen Zeitabständen vorgesehen. Außerdem wurde in die Ketten ein 12. Glied eingefügt. Durch alle diese Maßnahmen erreichte man schließlich, daß die Zahl der Überschläge auf ein durchaus erträgliches Maß zurückging.

An dieser Linie wurden nun auch eingehende Untersuchungen darüber angestellt, welche anderen Erscheinungen die Überschläge verursachen könnten. (Bericht von I. Wood, Journ. of the AIEE 1925, November.)

Ein Zusammenhang mit Gewittern war nicht nachweisbar. Sodann wurde vermutet, daß die an den Ketten oben angebrachten Funkenhörner eine unzulässige Ionisierung des Raumes um die Isolatoren zur Folge hätten. Eine Anzahl Hörner erhielten daher 10 cm Kugeln aufgesteckt, ohne daß dadurch die Schlagweite vermindert wurde; aber gerade an solchen Ketten erfolgten die nächsten drei Überschläge. Von besonderem Interesse sind die mit dem Klydonographen der Westinghouse Co. angestellten Messungen über Höhe und Steilheit der im System auftretenden Überspannungswellen. Es wurde die Wirkung von allen möglichen Schaltoperationen untersucht (Ölschalter, Trennschalter, kurze Leitung, lange Leitung usw.); die Zahl der Versuche war so groß, daß man einen sicheren Überblick gewinnen konnte. Die gemessenen höchsten Spannungen betragen das 1,1- bis 2,4fache der Betriebsspannung, in einem Fall wurde

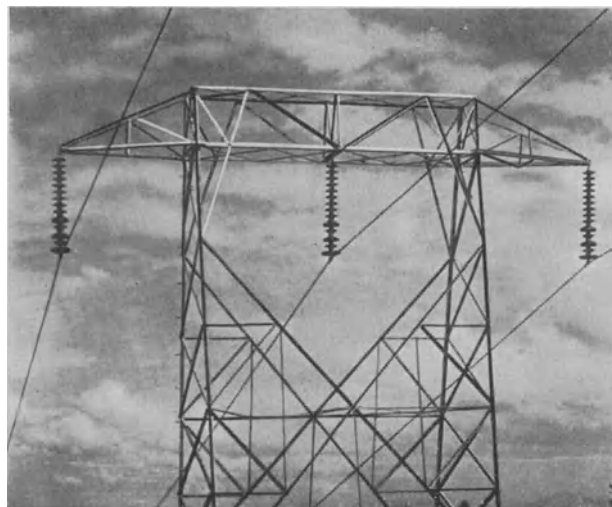


Abb. 7.

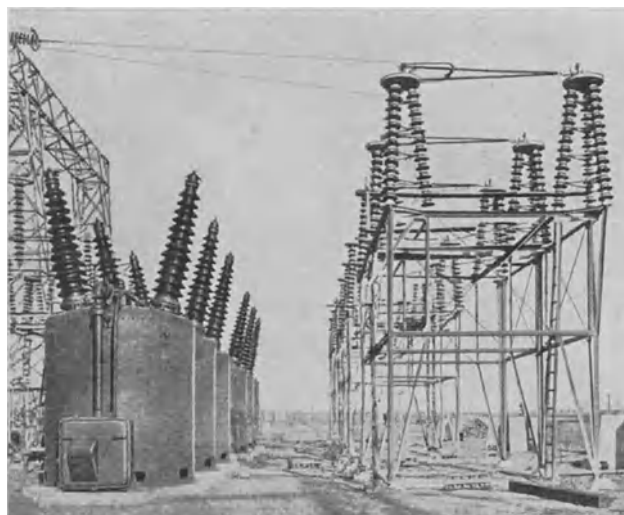


Abb. 8.

ein Anwachsen bis auf das 3,2fache festgestellt. Dabei war es ohne erkennbaren Einfluß, ob nur Anlagenteile von geringem Umfang oder die ganze Leitung geschaltet wurde. Die Steilheit der auftretenden Wellen war im ungünstigen Fall zu  $38 \times 10^6$  kV-Sekunde bestimmt worden; aus den Durchschnittswerten errechnet sich eine Stirnlänge in der Größenordnung von 6 km, ein Wert, der nach den Messungen der T. H. Dresden an der 100 kV-Leitung Silberstraße-Lausen als viel zu günstig anzusehen ist.

Weiterhin wurde auch noch untersucht, ob etwa höhere Harmonische in den Spannungswellen oder im Reststrom nach der Erde vorhanden sei, die zu Resonanzüberspannungen Veranlassung geben könnten; es zeigte sich nichts Verdächtiges. Auch die Vermutung, daß an den langen Ketten Hochfrequenzschwingungen eingeleitet werden könnten, wenn infolge schlechten Kontakts oder Durchschlag eines Gliedes Spannungstöße hervorgerufen würden, erwies sich nach den Versuchen von Peek als unhaltbar. Die Suche nach ungewöhnlichen oder verwickelten Erscheinungen verlief daher, wie der Bericht sagt, gänzlich unbefriedigend, sehr zur Freude derjenigen Leute, die Hochspannung für Kraftübertragung benötigen.

Es muß aber hier eine wichtige Bemerkung angeschlossen werden. Die amerikanischen Höchstspannungsnetze haben geerdeten Nullpunkt; dadurch erklärt es sich, daß die Vorgänge so harmlos verlaufen. Wir haben aber allen Grund, mißtrauisch zu sein, wenn wir nicht auch auf diese Maßnahme zukommen. Die Amerikaner halten bei ihrem Vorgehen nicht etwa gewohnheitsmäßig am Hergebrachten fest, sondern haben mit Eifer auch unsere Systeme und Anordnungen studiert und in ihren großen Netzen Vergleichsversuche angestellt. Nach dem neuesten Bericht (s. Journ. AIEE 1925, Nov., S. 1233) kommt für Netze hoher Spannung nur die direkte Erdung in Frage.

Bei einem Überschlag steigt in der Big Creek Anlage der Strom in ungünstigen Fällen bis auf 800 A an. Um weitgehende Zerstörungen (an Isolatoren und Metallteilen) hintanzuhalten und auch um rasch wieder in Betrieb zu kommen, muß der Lichtbogen schnellstens gelöscht werden. Zu diesem Zwecke hat man die Strecke in Abschnitte unterteilt, in denen die beiden Leitungssysteme durch Differentialschutz überwacht werden. Dieser Schutz ist bereits seit August 1923 eingebaut und hat sich sehr gut bewährt, im Falle eines Überschlages entsteht im gesunden Teil nur ein geringer Spannungsabfall auf 2–5 Sek. Wie sich gezeigt hat, werden unter diesen Umständen Isolatoren nur selten unbrauchbar, so daß die abgetrennte Leitungstrecke meistens unmittelbar wieder in Betrieb genommen werden kann.

---

## Mechanische Beanspruchungen der Isolatoren.

Die zur Vermeidung von Coronaverlusten erforderlichen dicken Seile bedingen natürlich auch Isolatoren von hoher mechanischer Festigkeit. Auf der Big Creek-Linie sind Stahl-Aluminiumseile von  $1\frac{1}{8}$  Zoll Durchmesser verwendet; in den normalen Feldern liegt die Spannweite zwischen 200 und 380 m, sie erreicht im Höchstfall 880 m; dabei betragen die Seilzüge 3,6–5,4 Tonnen. Die Pac. Gas a. El. Co. hat Vollseile aus Aluminium und auch aus Kupfer von etwa 1 Zoll Durchmesser vorgesehen. Die normalen Felder haben Spannweiten von 180–240 m, höchstens kommen 520 m vor; die Seile sind mit 1,5–2,5 Tonnen gespannt. Da die normale Isolatorentype für diese Züge nicht ausreicht, wurden unter Beibehaltung des Tellerdurchmessers von 10 Zoll neue Modelle für besonders hohe Zugfestigkeit entwickelt, man ist bis 9 Tonnen Bruchfestigkeit gekommen. Da an den Abspannmasten, an denen die Isolatoren am höchsten beansprucht werden, Doppelketten verwendet sind, entfällt auf jede Kette  $5,4 : 2 = 2,7$  Tonnen, das sind 30 % der Bruchlast. Für große Tal- und Flußkreuzungen sind bis zu 8 Ketten unter Zwischenschaltung von Federn parallel geschaltet.

Bei den Zerreiversuchen an solchen Isolatoren hat man gefunden, daß die Bruchlast mit zunehmender Beanspruchungszeit nicht unerheblich zurückgeht. Die gewöhnlich festgestellte Kurzzeit-Bruchlast darf daher nicht voll bewertet werden. Für den Abnahmeversuch in der Fabrik sollen nicht mehr wie 50 % dieser Last vorgeschrieben werden, als Nutzlast kommen etwa 25 % in Frage. Das geschilderte Verhalten legt es nahe anzunehmen, daß bei solchen Isolatoren erhöhter Zugkraft wegen des größeren Zementvolumens das Gefüge nicht ganz gleichmäßig ist oder daß sich andere Erscheinungen in besonderem Grade bemerkbar machen. Schwierigkeiten im Betrieb haben sich bisher nicht gezeigt, im Zusammenhang mit dem Kittproblem verdienen aber die Erscheinungen besondere Beachtung. Die Amerikaner sind sehr offen in der Mitteilung über Schäden in ihren Anlagen, es finden sich daher in der Literatur zahlreiche Hinweise, wonach es auch in Amerika an Schwierigkeiten durchaus nicht gefehlt hat.

Als Ursachen für das Versagen werden angeführt: Ausdehnung des Zements oder der dicht eingepaten Metallteile, vom Brand herrührende innere Spannungen oder auch sprödes Porzellan und schließlich poröses Porzellan. Durch sorgfältige Auswahl der Rohstoffe für das Porzellan und geeigneten Zements und auch besondere Maßnahmen beim Kitten sollen die Schwierigkeiten nun überwunden sein. Es ist kennzeichnend für den amerikanischen Ingenieurgeist, daß man mit außerordentlicher Zähigkeit an den alten Modellen festgehalten hat (eine Ausnahme macht der Jeffery-Dewitt-Isolator), diese aber durch geeignete Fabrikation allmählich von den Fehlermöglichkeiten befreit hat.

In Deutschland hat der Erfindergeist in anderer Richtung sich ausgewirkt. Da man bei gekitteten Isolatoren erst nach einer Reihe von Jahren übersehen kann, ob eine Maßnahme Erfolg hat, ist man dazu übergegangen, kittlose Isolatoren zu bauen. Der Kugelpfisolator, der Kegelpfisolator und der V-Isolator sind die typischen Vertreter. Durch passende Formgebung des Klppels und der zugehörigen Tragteile sowie des Porzellanscherbens hat man erreicht, daß die Krftebertragung auf die Kappe im wesentlichen durch Druckbeanspruchung des Porzellans geschieht. Wichtig ist es dabei zu vermeiden, daß das Porzellan durch schlechtes Aufliegen des Klppels bzw. der Tragteile eine zu hohe örtliche Beanspruchung erfährt; an solchen Stellen nimmt der mechanische Zusammenbruch seinen Anfang, insbesondere unter gleichzeitiger elektrischer Beanspruchung. Diese Minderung<sup>1</sup>, also der Rückgang der Bruchlast, wenn dem Isolator bei Belastungsversuch gleichzeitig elektrische Spannung aufgedrückt wird, hängt daher innig

zusammen mit der Güte der Druckübertragung bzw. dem Zustand des Porzellans im Druckaufnahmehereich.

Das Porzellan an sich ist bei uns so gut, daß es ganz erheblichen gleichmäßigen Beanspruchungen gewachsen ist. Wie aus den Veröffentlichungen der

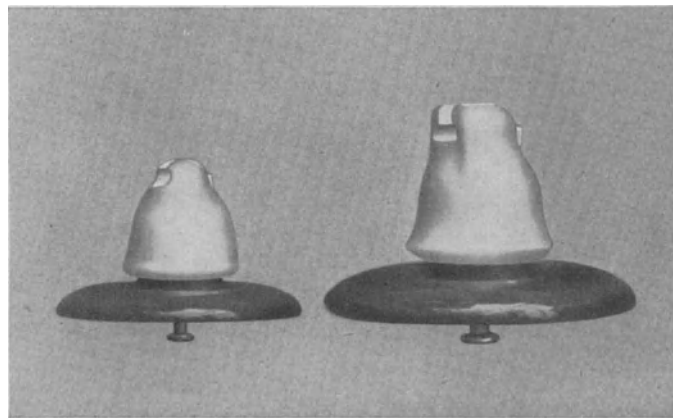


Abb. 9.

der Vollbruch zwischen 18200 und 21000 kg, während die Minderungsgrenze bei Belastungen zwischen 16000 und 21000 kg, also nur wenig tiefer, lag. Isolatoren für den gleichen Zweck sind auch

Porzellanfabriken hervorgeht, sind für die im Bau befindliche 220kV-Leitung des Rheinisch-Westfälischen Elektrizitätswerks besondere Modelle hoher Zugfestigkeit entwickelt worden. So erfolgte bei dem in Abb. 9 dargestellten Riesenisolator der Hermsdorf-Schomburg-Isolatoren G. m. b. H.<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Vergl. drber die sehr interessanten Untersuchungen von W. Weicker, Minderung von Kettenisolatoren durch gleichzeitige mechanische und elektrische Beanspruchung mit Wechselstrom und Spannungsstoß ETZ 1926, S. 177.

<sup>2</sup> Regerbis, Mittlg. d. Hermsdorf-Schomburg G. m. b. H. 1925, Heft 21/22, S. 50.



von der AEG hergestellt\* ; sie haben bei dem gleichen Tellerdurchmesser von 350 mm eine mechanische Bruchlast von 20 Tonnen und an der Minderungsgrenze eine Bruchlast von 11 Tonnen. Wie bekannt hat man bei uns auch Isolatoren entwickelt, bei denen innere Spannungen überhaupt nicht auftreten können, es sind dies der Motorisolator und der Verbundisolator. Bei diesen wird der Isolierkörper nur von außen durch zwei Kappen gefaßt und auf Zug beansprucht. Durch Verwendung geeigneter Masse ist es gelungen, Porzellan von hoher Zugfestigkeit herzustellen, so daß mit mäßigen Abmessungen ganz erhebliche Kräfte übertragen werden können.

Nach den günstigen Ergebnissen mit den kittlosen Isolatoren muß man sagen, daß sich die deutsche Porzellanindustrie durch das Beschreiten neuer Wege einen Vorsprung errungen hat, insbesondere im Hinblick darauf, daß die bisher entwickelten Modelle längst nicht die Grenzleistungen (zulässige elektrische Spannung und mechanische Festigkeit) darstellen und daß der Bau von Großtypen für die Isolierung von Leitungen höchster Spannung keine Schwierigkeiten bieten wird. Wir können daher mit voller Zuversicht der Entwicklung unserer Leitungen für 220 kV und höhere Spannungen entgegensehen.

Schließlich sei noch auf eine Erscheinung hingewiesen, die auch für das Verhalten der Isolatoren von Bedeutung sein kann. An den genannten amerikanischen Leitungen hat man häufig starke Vibrationen der Leitungsseile bemerkt; es handelt sich um Schwingungen in Lotebenen der Leiter, wobei die Seile in senkrechter Richtung bis zu 15 cm auf und nieder schwingen. Die Periodenzahl wurde zu 13 bis 30 Per/sek festgestellt, auch hat man stehende Wellen von 3,5 bis 5,0 m häufig beobachtet. In einem Falle konnte man einen Seilbruch auf diese Vibrationen zurückführen, man fand auch ein Seil, welches bereits halb durchgebrochen war und auch an vielen Stellen Erddrähte, die den beginnenden Bruch erkennen ließen. Selbstverständlich werden auch die Isolatorenketten durch solche mechanische Schwingungen stark beansprucht und es ist sehr wohl möglich, daß hierauf das verhältnismäßig häufige Versagen des elektrisch schwach beanspruchten obersten Gliedes zurückzuführen ist.

Es wurden eingehende Untersuchungen darüber angestellt, welches die Ursachen der Schwingungen sein könnten, ohne daß man aber zur Klarheit gelangt wäre. Auf Wind sind sie nicht zurückzuführen, sondern viel eher auf die senkrechten Luftströmungen, die auch in ruhiger Atmosphäre beachtliche Geschwindigkeiten erreichen können. Nach Meinung des Verfassers handelt es sich um Vorgänge, ähnlich wie sie sich zeigen, wenn man ein Seil oder einen Draht quer durch einen Wasserlauf spannt.

---

\* Buckow, AEG-Mitlg. 1926, Heft 1.

# Diskussionsreden.

Oberingenieur Schien, R. W. E., Essen:

In den heute hier gehaltenen Vorträgen ist der Name des R. W. E. mehrmals im Zusammenhang mit Projekten für eine Betriebsspannung von 220 kV erwähnt worden, daß ich in der jetzt anschließenden Diskussion das Wort ergreifen möchte, und zwar als ich es wohl tun muß, um einige unrichtige Ausführungen richtigzustellen.

Es ist Ihnen bekannt, daß das R. W. E. bereits vor etwa vier Jahren als erstes Elektrizitätswerk in Deutschland die Errichtung eines Teilstückes einer 220 kV-Leitung durchgeführt hat, zwar handelte es sich um eine Leitung von etwa 30 km Länge, die zunächst als Versuchsleitung betrachtet wurde und sechs Leiterseile aus Stahl-Aluminium trägt. Sie ist seit ungefähr drei Jahren zunächst mit einer Spannung von 110 kV in Betrieb und besitzt Abspann- und Hängketten aus Hewlett-Isolatoren. Im Bilde bringe ich Ihnen einen Tragmast dieser Leitung, auf dem Sie sechs Leiterseile und die sechs Tragketten sehen. Die an den Tragketten angebrachten Schutzkörbe, welche bereits Herr Prof. Binder während seines Vortrages besser und größer auf einem seiner Bilder zeigte, haben in erster Linie den Zweck, die Spannungsverteilung über die Kette in günstigem Sinne zu beeinflussen. Heute zählt bekanntlich der Hewlett-Isolator zu den Isolatoren, die man verlassen hat, und zwar mit Recht. Damals hielt man ihn indes, unruhig gemacht durch die unangenehmen Erscheinungen an mit ungeeignetem Kitt zusammengebauten Kappen-Isolatoren, für besser. Infolge seiner geringen Überschlagswerte ergab sich für eine Betriebsspannung von 220 kV eine ziemlich große Gliedzahl, so daß die Spannungsstauung, welche in der Hauptsache abhängig ist von der Eigen- und Erdkapazität der Einzelglieder, auf die der Leitung zunächst liegenden Elemente ziemlich erheblich wurde; sie betrug etwa 28 % der Kettenspannung. Durch Anbringung des Schutzkorbes hat man, wie der Name sagt, diese übermäßig beanspruchten Einzelglieder zu schützen versucht. In der Tat konnte der höchste Spannungsanteil, der auf ein Glied entfiel, auf etwa 17 % der Kettenspannung zurückgedrängt werden. Natürlich beeinflußt die Form dieser Körbe die Überschlagsspannung der Kette wieder-

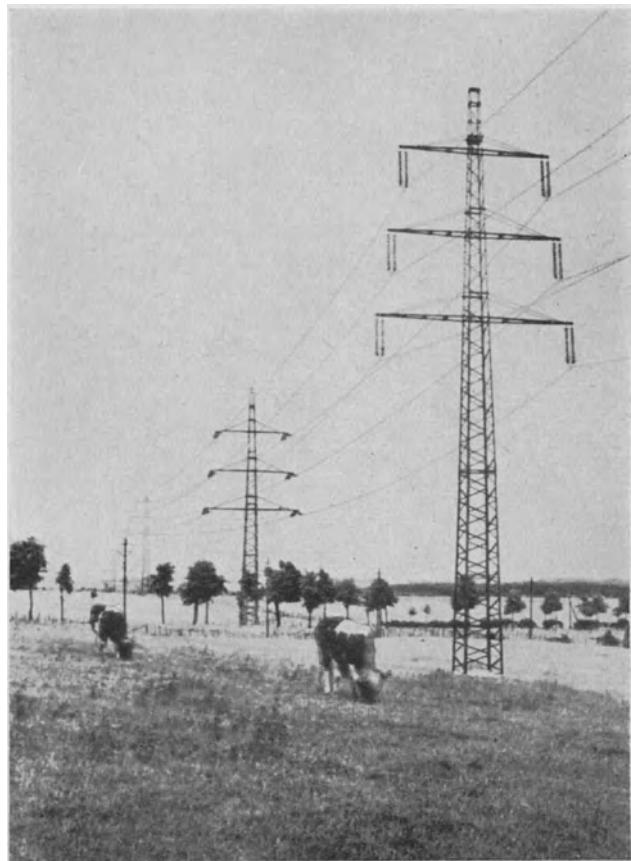


Abb. 1.

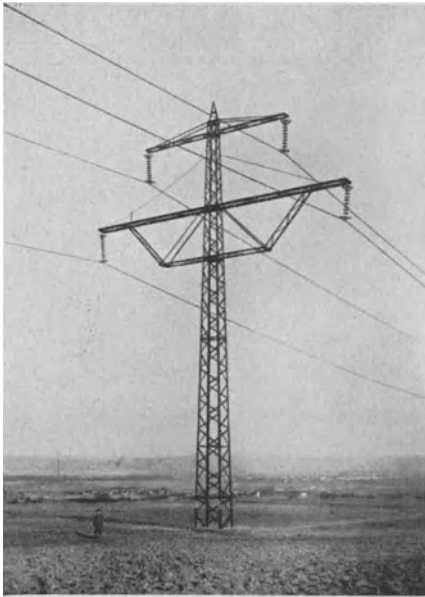


Abb. 2.

näherung der Leiterseile gegeneinander erfolgt. Es ist hier ein bestimmter Minimalabstand, der oberhalb der Überschlagsentfernung liegt, gewählt worden.

Eine moderne 220 kV-Leitung wird man heute nach anderen Gesichtspunkten isolieren. Als Isolationsmittel kommen erst vor kurzer Zeit auf Betreiben des R. W. E. entwickelte Groß-Isolatoren in Anwendung. Derartige Isolatoren sind in der Lage, mechanische Beanspruchungen von etwa 20 t auszuhalten und besitzen eine bemerkenswerte elektrische Durchschlagfestigkeit. Es ist gelungen, die sogenannte elektrische Minderungsgrenze, d. h. also die mechanische Belastung des Isolators, bei welcher ein elektrischer Durchschlag bei Einwirken der Prüfspannung desselben erfolgt, ziemlich erheblich heraufzusetzen. So kann heute von den Porzellanfirmen garantiert werden, daß ein Kappen-Isolator von 20 t Bruchlast nicht unterhalb von 18 t Belastung elektrisch durchschlägt. Natürlich kann man diesen Isolator für eine jeweils gewünschte elektrisch mechanische Doppelbeanspruchung bauen lassen. Diese Groß-Isolatoren zu 10gliedrigen Ketten zusammengebaut weisen die respektable Trockenüberschlagsspannung von etwa 800 kV auf. Diese Überschlagsspannung sinkt bei Beregnung durch Wasser mit einer Leitfähigkeit von 100 Mikrosiemens an auf etwas unter 600 kV herab. Infolge des günstigen Verhältnisses von Eigenkapazität zu Erdkapazität dieser Glieder ist auch die Spannungsverteilung über eine Kette von 10 Gliedern günstig. Eine Korrektur dieser Spannungsverteilung, die man übrigens heute nicht mehr für nötig hält, sofern bei Betriebsspannung bzw. in einer angemessenen Höhe über derselben die Kette ruhig ist, d. h. nicht glimmt oder gar sprüht, kann daher unterbleiben.

Auf dem nächsten Bild zeige ich Ihnen einen anderen neuartigen Isolator, und zwar den Stab- oder Verbund-Isolator, der als Organ für die Aufnahme des mechanischen Zuges einen Stab besitzt. Dieser Stab ist aus Hartholz aus dem vollen gedreht und vollkommen entlaugt, also von allen leitenden Bestandteilen befreit. Das übrig bleibende Gefüge wird unter Vakuum einem Imprägnierverfahren unterworfen und restlos mit einem paraffinartigen Isoliermittel durchtränkt. Das Verfahren ist so durchgebildet, daß tatsächlich die Höchstmenge an Isoliermittel aufgenommen wird, wie durch nachträgliche Wägung festzustellen ist. Lediglich als Wetzschutz, um ihn dauerhaft zu machen, besitzt dieser Isolator einen Überwurf aus Porzellan, der

an die beiden Metallfassungen, mit denen die Stabenden gefaßt sind, anschließt. Außerdem ist der Isolator mit zwei fest angebauten massiven Lichtbogenschutzringen versehen, welche den Zweck haben, den Lichtbogen vom Isolator fernzuhalten. In der Tat gelingt dies vollkommen, also auch bei Beregnung, was bekanntlich bei Ketten aus Einzelementen unter Regen nicht möglich ist. Auf dem Bilde sehen Sie z. B. einen Überschlagslichtbogen zwischen den Lichtbogenringen, der bei etwa 600 kV hier auftrat. Die Regen-Überschlagsspannung, und das ist bemerkenswert, sinkt hier nur ganz unerheblich der Trocken-Überschlagsspannung gegenüber ab. Isolatoren dieser Bauart sind in 100 kV-Leitungen bereits erprobt und haben sich während einer Betriebszeit von etwa  $\frac{5}{4}$  Jahren als völlig brauchbar und zuverlässig bis jetzt erwiesen.

Ich möchte noch einige Worte über die Leiterseile für Leitungen, welche mit höchsten Betriebsspannungen arbeiten sollen, sagen. Sie wissen, daß durch das Leistungsmoment, d. h. das Produkt der Transportentfernung und der Transportleistung, die Höhe der Übertragungsspannung bestimmt wird. Durch das Anwachsen beider Größen wurde der Leitungsbau gezwungen, nach und nach zu höheren Übertragungsspannungen zu schreiten. Es ist nun keinesfalls richtig zu sagen, daß jede beliebige Entfernung und jede beliebige Transportleistung überbrückt bzw. bewegt werden kann, wenn man nur eine möglichst hohe Übertragungsspannung wählt, sondern es gilt bei den Spannungen, wie wir sie heute benutzen wollen, also 220 kV oder darüber hinaus, ein ernstes Hindernis zu überwinden, nämlich die begrenzte Isolierfähigkeit der Luft. Die Durchschlagsfestigkeit der Luft ist bekanntlich abhängig von Form und Entfernung der Elektroden, außerdem von ihrem Zustand. Um die Feldstärke an der Oberfläche der Leitung unterhalb der Durchbruchfeldstärke zu halten, stehen dem Hochspannungstechniker zwei Mittel zur Verfügung, nämlich die Vergrößerung des Leiterabstandes oder die Vergrößerung des Leiterdurchmessers. Ich will hier nicht näher begründen, daß die Vergrößerung des Leiterdurchmessers das wirksamere und wirtschaftlichere Mittel ist. Es ist Ihnen bekannt, daß man für die Berechnung der Anfangsfeldstärke bzw. der Verlustgröße die Formel nach Peek verwendet hat, die sich auf umfangreiche experimentelle Feststellungen gründet. Man kann sagen, daß bis zu einer Betriebsspannung von 220 kV die Werte ausreichend genau sind, wie durch Versuche, die in der letzten Zeit vorgenommen wurden, bewiesen wird.

Wenn man indes vorausschauend sich mit dieser Frage beschäftigt und untersucht, ob gar Übertragungsspannungen höher als 220 kV ernsthaft in Betracht kommen können, so ergeben sich sehr interessante Feststellungen. Die Grenze, bis zu welcher nach meiner Auffassung heute Übertragungsspannungen für Leitungen hinausgeschoben werden könnten, liegt etwa bei 400 kV. Es ist nämlich zu berücksichtigen, daß bei Leitungen mit derart hohen Spannungen der Leistungsverlust durch Coronawirkung ganz außerordentliche Werte erreichen kann, vor allen Dingen dann, wenn die meteorologischen und klimatischen Verhältnisse ungünstig sind. Die Vergrößerung des Leiterdurchmessers nützt dann nichts mehr; sie wirkt sich im ungünstigen Sinne auf die Rentabilität aus. An dieser Stelle will ich auf diese Angelegenheit nicht weiter eingehen. Ich möchte darauf hinweisen, daß bei einer Betriebsspannung von 220 kV ein Leiterdurchmesser von rund 25 mm als ausreichend betrachtet werden kann. Für größere Übertragungsspannungen, 350—400 kV, müßte man Durchmesser wählen von 40—50 mm, je nachdem wie man die gesamten über ein Jahr auftretenden Coronaverluste, mit denen man rechnen muß im Hinblick auf die Erreichung des wirtschaftlichen Optimums, einzuschränken gezwungen ist. Daß man Leiterseile mit derart abnormen Durchmessern nicht als Volleiter, also massiv bauen wird, ist wohl verständlich.

Ich erwähne hier, daß das R. W. E. als erstes Unternehmen in Deutschland sich der Ausbildung von Hohlleitern zugewandt hat und sehr umfangreiche Versuche mit verschiedenen Firmen in enger Zusammenarbeit durchführte. Es sind heute Hohlseil-Konstruktionen vor-

handen, deren Brauchbarkeit zwar noch nicht restlos erwiesen ist, sich aber bestimmt erweisen lassen wird. Ich zeige Ihnen hier im Bild drei verschiedene Konstruktionen in der zeitlichen Reihenfolge, wie sie entstanden sind. Zunächst ein Hohlseil der Firma Felten & Guillaume, Carlswerk A.-G. Diese Firma benutzt als Tragorgan zur Stützung des Deckgewölbes, also der eigentlichen Leiterdrähte, eine einfache Schraube aus Runddraht; in diesem Falle aus Bronze. Sie wird endlos, d. h. bis auf die Fabrikationslänge der Leiterseile in einer Spezialmaschine gewickelt. An den Stoßstellen wird sie durch Ineinanderschrauben und Verlötung aneinander gefügt. Das Seil besitzt zwei Decklagen, die entgegengesetzt geschlagen sind. Es ist unbedingt erforderlich, zwei Leiterlagen zu verwenden, um die Seile drallfrei zu gestalten. Einlagige Hohlseile besitzen nämlich nennenswerte Torsionsspannungen, die recht unangenehm sich auswirken können.

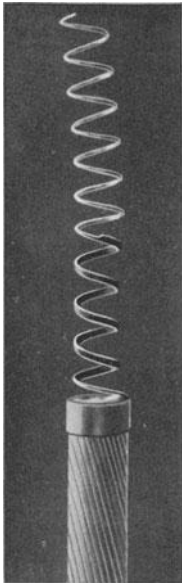


Abb. 3.

Im folgenden Bild zeige ich Ihnen eine Konstruktion der A. E. G. Hier besteht die Stützkonstruktion aus einer Flachbandschraube, welche hochkant um ein normales Kernseil geschlagen ist. Die Leiter bzw. die Deckdrähte stützen sich dann auf diese Schraube. Das Seil zeichnet sich dadurch aus, daß



Abb. 4.

es eine sehr erhebliche radiale Festigkeit, also Widerstandsfähigkeit gegen Zusammenbruch, besitzt. Bei entsprechender Bemessung der Tragkonstruktion könnte man fast jede gewünschte radiale Widerstandsfähigkeit erzielen. Man wird natürlich nicht über ein notwendiges Maß hinausgehen, um das sogenannte Totgewicht oder Konstruktionsgewicht eines derartigen Seiles nicht übermäßig hoch zu treiben.

Die dritte Konstruktion eines Hohlseiles, die Sie auf dem folgenden Bilde sehen, ist ein Erzeugnis der Siemens-Schuckert-Werke. Das Stützorgan für den Seilaufbau ist hier ein verdrehtes Band rechteckförmigen Querschnittes. Das Band ist um die Mittelachse seines Querschnittes verdreht. Außerdem sehen Sie noch, daß das aus verhältnismäßig dünnem Blech bestehende Band zur Erzielung eines größeren Widerstandsmomentes gewellt ist. Auch dieses Seil besitzt zwei Decklagen. Bemerkenswert sind die besonderen Profile der unteren Decklage, welche einen T-förmigen Querschnitt aufweisen.

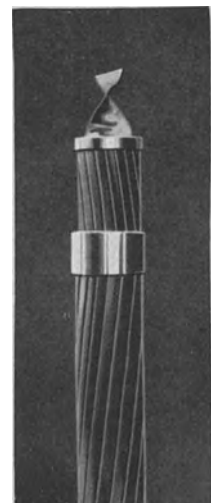


Abb. 5.

Alle drei Konstruktionen vergleichend, möchte ich sagen, daß sämtliche drei Konstruktionen ausreichend fest sind, um die Pressung, welche die Verbindler auf sie ausüben, zu übernehmen. Ich möchte aber hervorheben, daß die Versuche über die Brauchbarkeit oder aber die Vorzüge der einen oder anderen Konstruktion noch nicht abgeschlossen sind. Man darf indes hoffen, daß mit allen drei Konstruktionen befriedigende Ergebnisse in dieser Hinsicht erzielt werden können. Es wird für Sie gewiß interessant sein, zu erfahren, daß bereits zwei Versuchsleitungen des R. W. E. mit Hohlseilen belegt sind und betrieben werden. Die Erfahrungen, die bei der Verlegung gemacht worden sind, waren außerordentlich interessant und haben sehr befruchtend auf die weitere Ausbildung und Vervollkommnung eingewirkt. Natürlich erfordert die Montage dieser neuen bisher nicht verwendeten Seile eine gewisse Sorgfalt und Vorbereitung. Man kann selbstverständlich ein Hohlseil nicht über den gleichen Rollendurchmesser beim Ausziehen bewegen wie z. B. ein Vollseil. Es müssen besondere Vorrichtungen geschaffen werden, um den Ablauf- und Zulaufwinkel des Seiles beim Aufbringen auf die Masten nicht unnütz klein zu gestalten.

Von Bedeutung ist schließlich, daß der Querschnitt eines Hohlseiles nicht allein nach den elektrischen Größen bestimmt werden darf, sondern daß auch die mechanische Festigkeit, die das Seil mindestens besitzen muß, eine große Rolle spielt. Nach meiner Auffassung sollte man bei einem Seil mit einem Leiterdurchmesser von 25 mm niemals unter 180—200 qmm hinuntergehen, schon allein um dem Seilkonstrukteur nicht zu große Schwierigkeiten zu bereiten. Als Material kommt nach meiner Auffassung nur Kupfer in Frage. Naheliegend ist natürlich, eine Bi-Metall-Kombination zu wählen, z. B. Stahl-Aluminium. Hier wachsen indes die Wechselstromverluste um ein beträchtliches Maß an, so daß unter Umständen die wirtschaftliche Verwendung dieser Kombination sehr in Frage gestellt wird. Zweckmäßig wird man Bronze oder Kupfer zu wählen haben. Die Verwendung von Reinaluminium bietet keinen besonderen wirtschaftlichen Vorteil, da die Anlagekosten nur um einen ganz geringen Prozentsatz herabgedrückt werden können, so daß bei dieser geringen Ersparnis wohl mit Recht behauptet werden kann, daß die Gesamtaufwendungen für Anlage und Betriebskosten kaum geringer sein werden.

Ich möchte Ihnen weiterhin verschiedene Bilder über die Armaturen für Hohlseile vorführen. Sie sehen einen Verbinder für ein Hohlseil ohne Kernseil. Es handelt sich um eine Konstruktion, die aus den bereits bekannten Stahl-Aluminium-Armaturen abgeleitet worden ist. Über einen in das Seil eingeführten Dorn werden die Konen gelegt, welche durch die in der Mitte durch eine Muffe zusammengeschraubten Überwürfe angepreßt werden. Etwas besonderes Neues ist diese Konstruktion nicht. Dasselbe gilt für die Abspannklemme, die ich Ihnen im folgenden Bilde vorführe. Es ist wohl ersichtlich, daß besondere Schwierigkeiten für die Ausbildung von Armaturen für Seile, die eine Drahtschraube oder ein verdrehtes Band als Stützorgan besitzen, nicht bestehen. Etwas anders liegen aber die Verhältnisse bei Seilen mit Kernseil. Hier ist die Verbindung und Abspannung mit ganz besonderer Sorgfalt unter Rücksichtnahme auf die Dehnungszahlen der beiden parallel geschalteten zugaufnehmenden Organe herzustellen, weil im anderen Falle die Überbeanspruchung eines Teiles eintreten würde und infolge Zubruchgehens dieses die Gesamtbruchlast des Seiles wesentlich herabgesetzt wird.

Im folgenden Bild zeige ich Ihnen eine Abspannklemme, die an eine Isolatorenkette aus Groß-Isolatoren anmontiert ist. Auf diesem Bild können Sie die Ausbildung der Lichtbogenringe erkennen. Dieser Lichtbogenring hat, wie ich schon betont habe, nur den Zweck, die Feldverteilung so zu gestalten, daß ein Sprühen oder Spritzen an kleinen Kanten der Armaturen verhindert wird. Er soll weiter erreichen, daß der Überschlagslichtbogen nach Möglichkeit von den Isolatoren ferngehalten wird.

Eine Leitungsabspannung vermittels Doppel-Abspannkette zeige ich Ihnen hier im nächsten Bild. Der Schutzring hat eine ovale Form und umschließt beide Ketten. Die Angriffspunkte der Zugbeanspruchung sind durch zweckmäßige Ausgestaltung eines aus Stahlrohren bestehenden Verbandes auf beide Ketten gleichmäßig übertragen. Schließlich führe ich Ihnen noch eine Tragkette und eine Doppel-Tragkette vor, über die ich wohl weiter kein Wort zu verlieren brauche. Sie sehen, daß auch die Tragklemme nur in ihren Proportionen vergrößert ist und daß sie mit Rücksicht auf die hohe Spannung möglichst ohne Kanten und Unebenheiten ausgestaltet ist.

Ich muß zum Schluß kommen, da meine Redezeit abgelaufen ist. Herr Oberingenieur Weickert hat am Schlusse seines Vortrages gesagt, daß die elektrische Industrie für die kommenden Aufgaben gerüstet sei. Ich hoffe, Ihnen gezeigt zu haben, daß dies in der Tat zutrifft und daß die Vorarbeiten der deutschen Elektrotechnik bereits soweit gediehen sind, daß sie in der Lage ist, auch dem Auslande gegenüber, das sich infolge der Verhältnisse bereits früher und intensiver mit diesen Fragen beschäftigen konnte, mit Erfolg bestehen zu können.

Direktor Dr. Safert, Sachsenwerk A.-G., Berlin:

Der interessante Vortrag des Herrn Weickert hat u. a. den Gedanken gebracht, daß die Schaltanlagen im Laufe der Entwicklung immer niedriger gebaut worden sind. Während man anfangs sehr viele Etagen übereinander anordnete, kam man allmählich davon ab, verminderte die Zahl der Etagen und entwickelte die Anlagen, wo es die Platzverhältnisse einigermaßen erlaubten, in möglichst wenigen Stockwerken mehr in die Breite als in die Höhe. Herr Weickert hat Bilder gezeigt, die über dem Erdgeschoß nur noch eine einzige Etage aufweisen.

Inzwischen ist die Entwicklung nach dieser Richtung noch weitergegangen, und es sind Anlagen errichtet worden, in denen sämtliche Apparate zu ebener Erde aufgestellt sind, so daß keinerlei Etagenbau mehr vorhanden ist. Die erste Firma, die diesen Weg beschritten hat, war das Rheinisch-Westfälische Elektrizitätswerk, dessen Anlagen in Siegburg und München-Gladbach vielen der anwesenden Herren bekannt sein werden. Es handelt sich um überdachte Anlagen für eine Spannung von 100 000 Volt, die auf eine Mittelspannung herabgesetzt wird. Die Apparate, Leitungen und Sammelschienen sind fast ausnahmslos zu ebener Erde so angeordnet, daß der Grundriß mit dem Schaltungsschema übereinstimmt.

Die Aktiengesellschaft Sächsische Werke hat den gleichen Weg eingeschlagen, indem sie erstmalig eine Freiluftstation vollständig zu ebener Erde angeordnet hat. Ich bin in der Lage, Ihnen diese von meiner Firma ausgeführte Anlage (Lausen b. Leipzig) in einigen Bildern vorzuführen (Abb. 1 und 2). Wie daraus ersichtlich, sind alle Apparate auf Betonsockeln montiert. Auf der linken Seite der Bilder sieht man, wie die von den Abspannmasten kommenden Leitungsseile an den Betonsockeln abgespannt und zu den Trennschaltern geführt sind. Die Sammelschienen werden von einfachen Gerüsten getragen. Die zu einem Stromkreis gehörigen Apparate sind jeweils durch einen besonderen Zaun abgeschlossen; zwischen je zwei Feldern ist ein Gang freigelassen, der im Betrieb begehbar ist und gestattet, jedes einzelne Feld wenigstens von einer Seite aus zu beobachten. Abb. 2 zeigt einen breiten Bedienungsgang mit Hand-



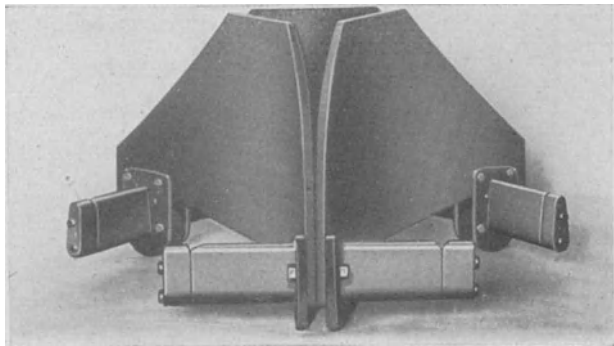
Abb. 1.



Abb. 2.

rädern zur Betätigung der Trennschalter. Die Freiluftanlage enthält vorläufig Trennschalter, Sammelschienen und Meßwandler; Ölschalter und Transformator stehen unter Dach, weil vorhandene Ausführungen verwendet werden sollten, die fürs Freie nicht geeignet waren. Die Erweiterung wird dagegen ausschließlich mit Freiluftmaterial erfolgen.

Die Anlage ist im Sommer 1924 errichtet worden und dürfte darnach die erste Freiluftanlage sein, die in Deutschland für 100 000 Volt gebaut worden ist. Die Übersichtlichkeit, die



3.

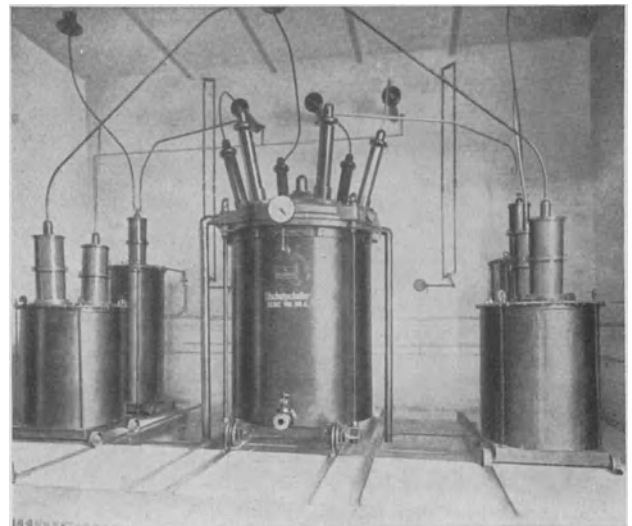


Abb. 6.



Abb. 4.

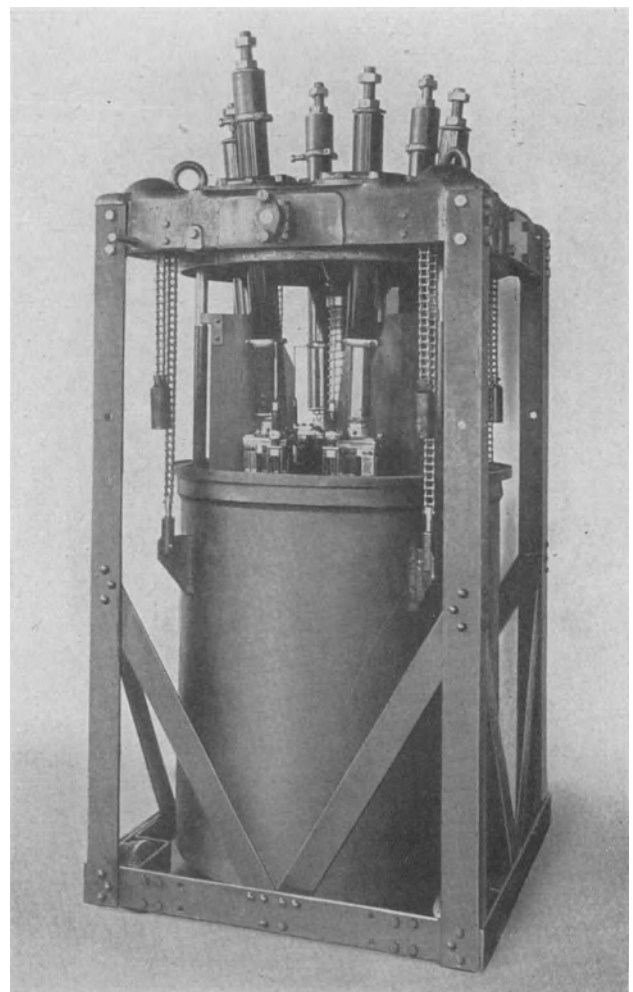


Abb. 7.

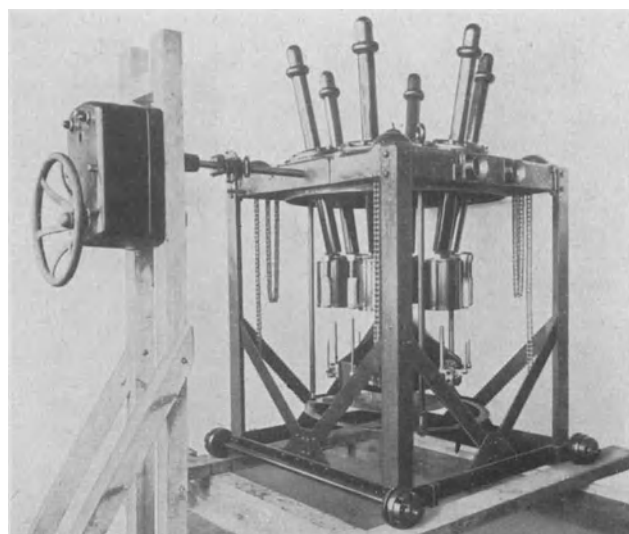


Abb. 5.



Zugänglichkeit aller einzelnen Teile, vor allem die geringen Baukosten selbst bei verhältnismäßig hohen Bodenpreisen sind derart große Vorteile, daß diese Bauweise wahrscheinlich Schule machen wird. Auch in ästhetischer Hinsicht ist sie den hoch gebauten Freiluftanlagen überlegen, zumal das Gewirre von Gittermasten und Gitterträgern oft einen entsetzlich unruhigen Eindruck macht.

Die Aktiengesellschaft Sächsische Werke hat gemeinsam mit meiner Firma auch in einem anderen Fall, bei der Projektierung der 100 000 Volt Anlage für das neue Großkraftwerk Böhlen, die ebene Bauweise mit anderen Möglichkeiten eingehend verglichen. Die verschiedensten Projekte, darunter alle möglichen sonstigen Ausführungsarten mit mehr oder wenigen Stockwerken wurden zum Vergleich herangezogen. Auch in diesem Falle hat sich ergeben, daß die Anordnung sämtlicher Apparate zu ebener Erde aus verschiedenen Gründen, hauptsächlich aber mit Rücksicht auf die Preisfrage die vorteilhafteste war. Mit Rücksicht auf die Gefahren des Braunkohlenstaubes wird jedoch die Anlage überdacht ausgeführt. Im übrigen bleibt kaum ein prinzipieller Unterschied gegenüber der erwähnten Freiluftanlage Lausen bestehen. Besonders bemerkenswert ist, daß auch bei der überdachten Anlage alle Stützer ausnahmslos vertikal angeordnet sind. Von Herrn Baurat Rachel, in dessen Hand die Projektierung beider Anlagen gelegen hat, wird demnächst ein Aufsatz erscheinen, der sich ausführlicher über all diese Fragen äußern wird.

Meine Herren! Ich möchte noch ein paar Worte über das Thema des Ölschalters hinzufügen, das auch Herr Weickert in seinem Vortrag gestreift hat. Das Eigentümliche an den interessanten Ausführungen des Herrn Weickert ist, daß er die Mehrfachunterbrechung des Lichtbogens empfohlen hat. Die besondere Wirkung der Mehrfachunterbrechung bei den von Herrn Weickert vorggeführten Ölschaltern hat verschiedene Gründe: im wesentlichen beruht sie darauf, daß statt zweier Lichtbogen vier oder sechs oder eine noch größere Anzahl gleichzeitig gezogen werden. Dadurch erhöht sich in gleicher Weise die Geschwindigkeit, mit der die gesamte Lichtbogenlänge bei konstanter Traversengeschwindigkeit vergrößert wird. Will man dieselbe Wirkung mit nur zwei Unterbrechungsstellen erreichen, so muß man die Traversengeschwindigkeit verdoppeln bzw. verdreifachen. Bei vielen Konstruktionen, die sich auf dem Markt befinden, ist aber dieser Weg aus verschiedenen Gründen nicht gangbar. Die Traversen sind zu schwer, so daß zu ihrer Beschleunigung auf hohe Geschwindigkeit übermäßig starke Ausschaltfedern erforderlich sind, die wiederum zu große Kräfte fürs Einschalten notwendig machen. Aber wenn man selbst diese Schwierigkeiten überwinden könnte, so würde sich bei vielen Schaltern ergeben, daß bei wesentlich gesteigerter Schaltgeschwindigkeit die ganze Traverse durch wiederholtes Ausschalten einfach zerschlagen wird, weil ihre mechanische Festigkeit dieser Strapazierung nicht gewachsen ist. Wir haben uns trotzdem nicht abhalten lassen, den Weg einer direkten Erhöhung der Schaltgeschwindigkeit zu beschreiten; zu diesem Zweck war es notwendig einen Schalter zu schaffen, dessen bewegte Teile bei einem Minimum an Gewicht ein Maximum an mechanischer Festigkeit aufweisen. Mit besonderem Erfolge ist das bei dem runden Einkesselschalter gelungen, den ich mit einigen Bildern vorführen möchte.

Abb. 3 zeigt die Konstruktion der Traverse eines einfachen Schalters für mittlere Spannung. Das eigenartige ist, daß die Trennmesser nicht in der üblichen Weise parallel zueinander, sondern in einer Art von Dreieckschaltung angeordnet sind. Die dazugehörigen festen Kontakte, sowie die Durchführungen im Ölschalterdeckel bilden ein regelmäßiges Sechseck (Abb. 4). Dieser Schaltertyp ist sowohl für sehr hohe Spannungen (Abb. 5 und 6), wie auch für sehr hohe Leistungen (Abb. 7) ausgebildet worden. Mit welchem Erfolge die Festigkeit der Traverse gesteigert worden ist, kann mit einem einfachen Experiment gezeigt werden. Wir stellen den Betätigungsschalter dauernd auf „ein“ und gleichzeitig das Ausschaltrelais dauernd auf „aus“, so daß der Schalter eine beliebige Anzahl von Minuten fortgesetzt ein- und ausgeschaltet wird. Es dürfte wenige Schalter geben, die ebenso wie die hier gezeigten Typen eine solche Behand-

lung lange Zeit vertragen. Bei den meisten werden wohl die Traversen schon nach wenigen Minuten in die Brüche gehen, es sei denn, daß die Schaltgeschwindigkeit wesentlich geringer ist.

Vor der Vielfachunterbrechung, die von Herrn Weickert empfohlen wird, hat die direkte Steigerung der Schaltgeschwindigkeit den Vorteil, daß die Konstruktion des Schalters viel einfacher ausfällt. Ein weiterer Vorteil ist, daß dieser Weg, die Schaltgeschwindigkeit direkt zu steigern, sowohl für Hochvoltschalter wie für Hochleistungsschalter in gleicher Weise gangbar ist. Die Vielfachunterbrechung ist dagegen bei Hochleistungsschaltern für große Stromstärken nicht anwendbar, weil die Erwärmung von zwei Kontakten für mehrere tausend Ampère schon Schwierigkeiten genug macht und die Kontaktzahl auf keinen Fall weiter gesteigert werden darf. Wenn man berücksichtigt, daß die Bewältigung der Schaltleistung beim Hochleistungsschalter ein weit schwierigeres Problem ist, wie beim Schalter für hohe Spannungen, und wenn beim Hochleistungsschalter zwei Kontakte genügen und genügen müssen, so ist klar, daß man beim Hochvoltschalter erst recht damit auskommt. Ist doch die Länge eines Lichtbogens, gleichgültig ob er in Luft oder in Öl gezogen wird, in erster Linie eine Funktion der Leistung und nicht der Spannung, so daß ohnedies die Hochvoltschalter mit ihren riesigen Abmessungen vor den Hochleistungsschaltern bevorzugt sind.

Die runden Ölschalter, die ich mit einigen Bildern gezeigt habe, sind zwar erst vor wenigen Jahren entwickelt, aber schon in sehr vielen Exemplaren ausgeführt worden. Meine Firma hat zurzeit 1800 Stück in Auftrag, und ihre Anwendung ist in fortgesetzter Steigerung begriffen. Das Einzige, was ich an der Sache zu monieren habe, ist, daß der Schalter hier im Revier viel zu wenig bekannt ist und viel zu wenig bestellt wird.

---

Chefelektriker **Biermanns**, A. E. G., Berlin:

Meine Herren! Ich möchte in Anbetracht der vorgeschrittenen Zeit nur kurz auf die Ölschalterfrage eingehen und bei dieser Gelegenheit nochmals den Löschkammerschalter streifen.

Der Vortragende erwähnte Kurzschlußversuche, die in Amerika an 100 kV-Ölschaltern mit Vielfach-Unterbrechung ausgeführt worden sind. Die bei diesen Schaltern erzielten Abschaltleistungen besitzen eine recht respektable Höhe und die Versuche haben damit bewiesen, daß wir heute im Besitz von Höchstspannungsschaltern sind, die den bei den heutigen Zentralen-Leistungen zu erwartenden Kurzschlußbeanspruchungen mit Sicherheit gewachsen sind.

Nun liegen bei der Beherrschung des Schaltvorganges die Schwierigkeiten nicht bei den Höchstspannungsschaltern von 60—100 kV und mehr, sondern bei den mittleren Spannungen von 6—30 kV. Dies kommt daher, daß bei einer gegebenen Abschaltleistung bei diesen Spannungen sehr hohe Stromstärken auftreten, so daß gewaltige Energiemengen im Unterbrechungslichtbogen in Wärme umgesetzt werden. Dies um so mehr, als bei den meisten Schalterkonstruktionen sich eine entsprechende Verkürzung der Lichtbogendauer nicht erzielen läßt.

In dem angegebenen Spannungsbereich haben sich nun gerade die Löschkammerschalter ausgezeichnet bewährt, und dies ist kein Zufall, sondern gerade auf die besondere Eigenart der Löschkammer zurückzuführen, bei der bekanntlich die Unterbrechung in einer engen, kräftig dimensionierten und fast allseitig geschlossenen Kammer erfolgt. Durch den dadurch bedingten starken Druckanstieg und die im weiteren Gefolge auftretenden heftigen Ölbewegungen wird der Unterbrechungslichtbogen vorzeitig erstickt. Diese Wirkung der Löschkammer wird unterstützt durch die Verwendung sogenannter Schnellkontakte, die gegenüber der Traverse frei beweglich sind und bei dem in der Löschkammer herrschenden hohen Druck eine außerordentlich hohe Ausschaltgeschwindigkeit annehmen. Der Druckausgleich nach dem Ölschaltergefäß erfolgt nur allmählich, so daß das Ölschaltergefäß nur wenig auf Druck beansprucht wird.

Bei Abschaltversuchen mit Abschaltleistungen von mehreren 100 000 kVA, bei denen der Druck in der Löschkammer etwa 40 Atm. erreichte, trat im Ölschalergefäß ein Überdruck von höchstens 0,5 Atm. auf. Ein weiterer Vorteil der Löschkammer ist, daß der Lichtbogen, da er in einem geschlossenen Gefäß brennt, nicht durch elektrodynamische Kraftwirkungen nach den Kesselwandungen hin sich ausbreiten kann, was bei anderen Schaltern beim Abschalten schwerer Kurzschlüsse öfter zu beobachten ist. Endlich entströmen die heißen Verbrennungsgase der Löschkammer nach unten, werden dabei gut mit dem Öl durcheinandergewirbelt und erreichen endlich die Öloberfläche in abgekühltem Zustande, so daß eine Explosion im Luftraum über der Öloberfläche sehr erschwert wird.

Mit Löschkammerschaltern sind auch schon sehr hohe Abschaltleistungen erzielt worden, und ich möchte in diesem Zusammenhang auf Kurzschlußversuche hinweisen, die in den Anlagen der Niagarafälle bei 13 kV-Betriebsspannung mit Ölschaltern nach dem Löschkammerprinzip angestellt wurden. Bei diesen Versuchen wurden Abschaltleistungen bis 1,5 Millionen kVA erzielt.

Daß die Vielfach-Unterbrechung nicht überall und insbesondere nicht bei Schaltern hoher Stromstärken anwendbar ist, erwähnte bereits Herr Dr. Safert.

Da nach den vorhergehenden Entwicklungen der Ölschalterkessel nur wenig durch Überdruck beansprucht wird, hat die A. E. G. bei ihren Ölschaltern das Prinzip des druckfesten Schalters von vornherein abgelehnt. Im Gegenteil, wir bauen die Schalter absichtlich mit nicht zu starkem Ölgefäß, um die Folgewirkung einer Ölschalterzerstörung in ihrem Ausmaß möglichst einzuschränken. Der Betriebsleiter muß verlangen können, daß beim Auftreten eines Ölschalterdefektes die Begleiterscheinungen in keinem Falle über die Ölschalterzelle hinausgreifen.

Ölschalterzerstörungen sind auch bei Ölschaltern mit genügender Abschaltleistung theoretisch möglich bei Auftreten von Stehlichtbogen im Schalterinnern, hervorgerufen durch Überschläge oder Isolationsdefekte. Zerstörungen des Schalergefäßes durch derartige Vorgänge sind bei A. E. G.-Schaltern bisher noch nicht eingetreten, weil durch genügend große Auspufföffnungen die entstehenden Zersetzungsgase ohne Gefahr abgeführt werden können.

Gerade in diesem Zusammenhange möchte ich darauf hinweisen, daß die 100 kV-Schalter im Schalthaus Pasing, von denen der Herr Vortragende sprach, nicht als druckfeste Schalter ausgeführt sind; dazu lag nach den bisherigen Betriebserfahrungen keine Veranlassung vor. Bei vielen Hundert in den letzten 10 Jahren in Betrieb gekommenen 100 kV-Schaltern ist nicht ein einziger ernsterer Defekt eingetreten. Auf eine Einbetonierung der Schalter nach der versenkten Bauweise konnte infolgedessen trotz der Anwendung der Hallen-Bauweise verzichtet werden.

---

Oberingenieur Siems, A. E. G., Berlin:

Meine Herren! Was den Aufbau von Schaltanlagen anbetrifft, so herrscht heute leider die Tendenz vor, um jeden Preis etwas Neues machen zu wollen. Ich hatte bereits auf der Danziger Tagung und auch anderswo Gelegenheit, verschiedene von Herrn Weickert betreffs Aufbau von Schaltanlagen geäußerte Gesichtspunkte kritisch zu beleuchten. Es ist leider nicht die Zeit vorhanden, um auf Einzelheiten eingehen zu können, aber eins möchte ich doch einmal klipp und klar zum Ausdruck bringen.

Als vor Jahren die A. E. G., abgesehen von den zweistöckigen Schalthäusern und der versetzten Ölschalteranordnung, die geschlossene Innenstation einführte, bei der die Ölschalter und alle ölführenden Apparate in rauch- und feuersicheren Kammern sitzen, die unmittelbar ins Freie münden, da lächelte man hier und da über diese Vorsicht. Man konnte sich zu jener Zeit diesen Standpunkt noch leisten, zu einer Zeit, da man behauptete, sich ohne weiteres im Betrieb auf einen druckfesten Ölschalter heraufsetzen zu können. Hierzu möchte ich nicht

unerwähnt lassen, daß auch ein in Fundamente versenkt eingebauter Ölschalter nichts anderes als eine druckfeste Konstruktion darstellt.

Nach den Ölschaltevvorkommnissen in Trattendorf, die Ihnen ja alle bekannt sein dürften, waren es zuerst die Elektrowerke, die ihre Anlage nach dem Kammersystem umbauten. Es sitzen jetzt alle Ölschalter dort in einzelnen, durch Türen abgeschlossenen Kammern, die in einem Gang ins Freie münden. Veranlaßt durch die weiteren Vorkommnisse in Pankow und Hermsdorf, auf die ich wohl auch nicht näher einzugehen brauche, hat sich die Deutsche Reichsbahn entschlossen, für Unter- und Mittelspannungsanlagen in Zukunft ausschließlich das Kammersystem zu wählen. Auch andere namhafte Elektrizitätswerke, darunter mit die größten in Deutschland, betrachten das Kammersystem für Schaltanlagen als das Bewährteste.

In Amerika ist man von den Hallenbauten nahezu ganz abgegangen. Nun ist an und für sich gegen den Hallenbau nichts einzuwenden, wenn man die Halle rauch- und feuersicher in zwei Gebäudehälften teilt, von denen jede für sich im Gefahrfälle den Betrieb weiterführen kann. Die größten Bahnnumspannwerke in Europa, Pasing und Landshut, sind von der A. E. G. auf Wunsch der Reichsbahn 100 kV seitig nach der Hallenbauweise ausgeführt worden. Hierbei stehen die 100 000 Volt-Schalter frei im Raum und sind nicht versenkt eingebaut. Die Versenkung der Ölschalter hätte die Sicherheit der Anlage nicht erhöht, sie hätte lediglich eine wesentliche Verteuerung bedeutet. Während ein druckfester Schalter, sobald der innen auftretende Druck größer wird als der Ölkessel abgedrückt ist, wie eine Bombe auseinanderfliegt, scheidet ein solcher Defekt beim Hochleistungs-Löschkammerschalter der A. E. G. aus.

Wenn man in den Hallenbauten nur sehr schwache Eisengerüstkonstruktionen verwendet und schwankende, mit Streckmetall abgedeckte Laufstege, die sich beim Begehen durchbiegen, ein Schwindelgefühl hinterlassen und das Gefühl erzeugen, als liefe man auf einem Pudding (Heiterkeit), dann sollte man sich die teuren Gebäudehüllen sparen, denn dann ist eben die Freiluftstation am Platze. Bei der Erläuterung von Schaltanlagendispositionen wird heute gerne mit Schlagwörtern operiert, hierzu gehört das Wort: „Übersichtlichkeit.“ Man baut die Ölschalter versenkt ein, um die Isolatoren sehen zu können und spricht von Übersichtlichkeit. Man baut zu gleicher Zeit Freiluftstationen, setzt die Ölschalter auf hohe Sockel, baut die Trennschalter fälschlicherweise in schwindelnder Höhe ein und spricht wieder von Übersichtlichkeit. Den wichtigsten Teil, z. B. das Innere des Ölschalters, bekommt man im Betrieb auch nicht zu sehen. Auch die Übersichtlichkeit der Sammelschienenräume ist bedeutungslos. Ein Überschlag am Isolator tut einem nicht gerade den Gefallen dann zu erfolgen, wenn man den Raum betritt. Bei größeren Anlagen laufen Gerüstkonstruktionen und Drahtgeflechtverkleidungen, Isolatoren und Apparate im Augenpunkt zu einem einzigen Wirrwarr zusammen. Von einer Übersicht kann keine Rede sein.

Ob man eine Anlage nach dem Kammersystem, der Hallenbauweise oder als Freiluftstation bauen soll, hängt von verschiedenen Umständen ab und muß von Fall zu Fall beurteilt werden.

Solange man die Gewißheit hat, daß bei auftretenden Defekten nicht nur der Ölkasten auseinanderfliegen kann, sondern auch nachweisbar der Ölschalterdeckel zerrissen werden kann und die Durchführungen selbst aus dem Deckel herausfliegen, sollte man Dispositionen, die diesen Umständen nicht ausreichend Beachtung schenken, nur sehr skeptisch gegenüberstehen.

---

Direktor Bendmann, Emag A.-G., Frankfurt a. M.:

Meine Herren! Was ich ausführen wollte, hat mein Vorredner, Herr Siems, zum Teil vorweg genommen. Man muß doch vor allen Dingen berücksichtigen, daß bei unseren Schaltanlagen nicht wenig Betriebsstörungen vorgekommen sind. Solange wir leider damit rechnen müssen, daß unsere Apparate nicht so vollkommen sind, daß sie nicht zu Störungen Veran-

lassung geben, müssen wir unbedingt unsere Schaltanlagen so bauen, daß das Störungsfeld möglichst lokalisiert wird, müssen dafür sorgen, daß nicht die ganze Schaltanlage durch die Störung stillgelegt wird.

Ich glaube, ich trete keiner Firma zu nahe, wenn ich sage, daß auch Firmen mit gutem Namen sich in der Beteiligung an Ölschalter-Explosionen, Stromwandler-Störungen, durchaus keine Bescheidenheit auferlegen. (Heiterkeit.)

Herr Weickert geht wohl davon aus, indem er den Hallenbau propagiert, daß er sagt: Wir haben betriebssichere Apparate und Ölschalter; sie explodieren nicht. Wenn ich das von den Apparaten voraussetzen kann, daß keine Störungen mehr vorkommen, dann genügt letzten Endes jede Bauweise; jede Schaltanlage ist dann betriebssicher. Denn wenn ich die Durchführungen, Stromwandler, Ölschalter und was sonst vorkommt, als störungsfrei ansprechen kann, dann kann mir an der Anlage nichts passieren.

Doch wir müssen, wenn wir die zweckmäßige Form einer Schaltanlage beurteilen wollen, uns immer vor Augen halten und voraussetzen, daß Störungen an Apparaten vorkommen, im Ölschalter selbst und an den Stromwandlern usw. Die meist beobachteten Fälle der Schalter-Explosionen sind die, daß die Schalter nicht infolge der Schaltleistung an sich explodierten, sondern an den Folgeerscheinungen. Daß also das Gas im Schalter oder das um den Schalter ausgetretene in den Zellen durch irgendwelche Umstände zur Entzündung kam und damit mehr oder weniger große Verheerungen, je nach Bauweise der Schaltanlage, angerichtet hat. Wir tun gut daran, wenn wir die Vorteile der einen mit den der anderen Bauweise zu verbinden trachten, daß man also die Vorteile des Kammersystems mit denen des Hallensystems zu kombinieren sucht.

Hier bei dem Einbau-Ölschalter kann der Schalter bei einer Explosion nur nach oben heraus, denn rings um die Wände herum ist alles vom Erdreich fest gedeckt. (Zuruf: Das stimmt nicht.) Sie kommen bitte nachher zum Wort.

Beim Kammersystem haben wir erfahren, daß bei der Schalter- oder Zellen-Explosion selbst die festen Wände trotz Klapptüren umgelegt werden. Meistens ist die Klapptür nicht schnell genug fortgeflogen. Also auch so sind Schaltheis-Störungen namentlich bei Zellen-Explosionen nicht ausgeschlossen.

Wir kombinieren mit einem Bedienungsgang zweckmäßig so, daß wir wie hier eine von drei Seiten druckfeste Umgebung schaffen und trotzdem dem Schalter- und Zellengas Gelegenheit geben, Explosionserscheinungen nach dort hinauszustoßen. Voraussetzung ist, daß der Deckel nach oben fest ist.

Man könnte noch weiter gehen, wenn man die weiteren Durchführungen nicht scheut den Schalter-Oberteil mit in die Zelle zu fassen. Diese Durchführungen sollen möglichst nicht ölgefüllt sein. Gute Zellenlüftung ist am Platze. Wenn in einem solchen Einbaufalle eine Explosion stattfindet, so ist ihre Wirkung begrenzt, weil nach dem Innern, dem Schaltheis zu, alles fest ist.

Wenn man also die zweckmäßige Bauweise einer Schaltanlage beurteilen will, so muß man Störungen an Transformatoren, Schaltern, Durchführungen usw. voraussetzen. Nur dann kann man richtig beurteilen, welche Bauweise die Schaltanlage zweckmäßig haben muß.

---

Direktor Schnetzler, B. B. C., Mannheim:

Meine Herren! Ohne dem Schlußwort des Herrn Weickert vorgreifen zu wollen, möchte ich auf einige in der Diskussion berührte Punkte eingehen, und zwar zunächst auf die Ausführungen von Herrn Direktor Bendmann. Es hat mich sehr gefreut, daß Herr Direktor Bendmann sich ganz der Meinung angeschlossen hat, die ich auf der Tagung der Vereinigung der

Elektrizitätswerke in München vertreten habe. Ich habe dort gesagt, wir müssen mit der Möglichkeit von Schalterexplosionen rechnen, und wir müssen im Ölschalter einen schwächsten Teil schaffen, der ohne die Anlage zu gefährden ausweichen kann. Das Bild 1, das Herr Bendmann gezeigt hat, entspricht nicht unseren Ausführungen. Dagegen wird sich Herr Bendmann hier an unseren Modellen überzeugen, daß die Schalter genau so eingebaut sind, wie er es in seinem Bilde 3 als vorbildlich dargestellt hat. Ich konstatiere also mit Vergnügen, daß wir über diese Frage völlig einer Meinung sind.

Was für die Hallenbauweise charakteristisch ist, ist doch, daß alle Apparateile, die Öl enthalten, aus dem Schaltraum entfernt, bzw. unmittelbar drucksicher gegen ihn abgeschlossen sind, während alles übrige in diesem einen großen Raume übersichtlich vereinigt ist, — wir sagen: übersichtlich; ob die Anordnung noch übersichtlicher wird, wenn man sie horizontal aufbaut, wie dies Herr Dr. Safert vorgeschlagen hat, ist von sekundärer Bedeutung.

Die Ölschalter und Stromwandler muß man so bauen, daß alle Teile, auch die Kessel, den normalen Beanspruchungen, zu denen auch Abschalten von Kurzschlüssen und Wiedereinschalten auf solche gehört, unbedingt gewachsen sind. Für ganz schwere Beanspruchungen, die infolge von Stehlichtbogen auftreten können, und denen bei großen Zentralenleistungen keine Konstruktion standhalten kann, muß ein schwächster Teil da sein. Wenn ich nicht irre, hat Herr Biermanns gesagt, daß dieser schwächste Teil nur der Ölkessel sein kann. Dies ist auch unsere Meinung. Der Ölkessel muß in solchen Fällen ausweichen. Ich konstatiere, daß wir in dieser Beziehung auch mit den Herren der A. E. G. einig sind.

Herr Dr. Safert hat gesagt, man solle alle Ölschalter gleich bauen. Das ist nicht zweckmäßig. Die Vorgänge beim Abschalten hoher Ströme sind in ihrer Auswirkung prinzipiell andere, als beim Abschalten hoher Spannungen und kleiner Ströme. Es ist notwendig und richtig, für beide Fälle verschiedene Mittel anzuwenden. Herr Oberingenieur Weickert hat gezeigt, in welcher Weise man das Abschalten und vor allen Dingen das Wiedereinschalten von sehr hohen Stromstärken beherrschen kann. Wenn auch diese Probleme noch nicht endgültig gelöst sind, das eine kann man wohl sagen: rein schematisch für alle Stromstärken und für alle Schaltergrößen von vorneherein die gleiche Konstruktion zu wählen, wäre verfehlt. Man muß die Ursachen erkennen und nach den Ursachen die Mittel wählen.

---

Direktor Peuker, Elektrowerke A.-G., Berlin:

Meine Herren! Nachdem nunmehr — glaube ich — alle Firmen ihre Ansichten Ihnen vorgetragen haben (Heiterkeit), werden Sie ganz genau wissen, wie Sie eine Schaltanlage bauen sollen. Ich als Betriebsmann weiß es jedenfalls ganz bestimmt nicht. (Heiterkeit.) Ich möchte aber bei den Herren hier, die vielleicht nicht persönlich große Erfahrungen haben, nicht gern den Eindruck entstehen lassen, daß wir eigentlich in einer hilflosen Verlegenheit sind. M. H., wenn wir allen den ärztlichen Ratschlägen Folge geben, so gehen wir ganz bestimmt tot. (Heiterkeit.) Ich möchte den Herren, vor allen aber den Herren von der Presse eins sagen: es wird hier fortwährend von Explosionen gesprochen. M. H., Sie haben im ganzen drei namentlich aufzählen gehört. Stellen Sie sich bitte vor, daß ungezählte Millionen Schaltungen vorkommen. Wenn wirklich drei Schalter sich etwas plötzlich empfehlen (Heiterkeit), so ist das ein glänzendes Zeugnis für die deutsche Elektrotechnik. (Bravo!) Bitte, bedenken Sie, wieviel Unfälle im deutschen Reiche vorkommen, und da überlegen Sie sich bitte, daß die meisten Unfälle vorkommen durch Fall von der Treppe oder Leiter. (Heiterkeit.) Es fällt deswegen keinem Menschen ein, eine Treppe oder eine Leiter zu verdächtigen; sie werden im allgemeinen für die betriebssichersten Mittel gehalten. Genau so ist es mit den Schaltern. Ich

möchte also sagen: Wir sollten froh sein — wie Goethe von seinem Kollegen Schiller gesagt hat: wir sollen nicht untersuchen, welches der beste Dichter ist — sondern wir sollten froh sein, daß wir so viele und gute Dichter haben, sollten uns der verschiedenen Dichtungen erfreuen und je nachdem, ob wir in lyrischer oder dramatischer Stimmung uns befinden, uns das entsprechende Epos herausuchen.

---

Direktor Senst, Isola-Werke A.-G., Birkesdorf b. Düren:

Es ist Ihnen bekannt, daß mit Zement gekittete Isolatoren die Neigung haben, nach zwei Jahren zu springen. Es besteht nun durchaus begründete Hoffnung, daß dieser Nachteil durch das Permanit-Kittverfahren vollkommen behoben wird. Nach dem Verfahren wird dem Zement im trockenen Zustand ein Schmelzpulver von kolloidaler Feinheit aus einem Gemisch von Pech, Asphalt und anderen Harzen beigemischt, das zunächst nur wie ein Streck- oder Magerungsmittel wirkt, wie der Sand im Beton. Nach dem Abbinden und Trocknen des Zementes wird der Isolator einer Temperatur von vielleicht  $150^{\circ}$  ausgesetzt, die höher liegt, als die Schmelztemperatur des Pechpulvers. Das Pechpulver schmilzt infolgedessen, dehnt sich dabei sehr stark aus und durchdringt alle Poren des Zementes, so daß eine Imprägnierung von innen heraus erfolgt, die jede Feuchtigkeitsaufnahme und jedes chemische Weiterarbeiten unterbindet. Nach den Versuchen von Herrn Dr. Luftschitz in Dresden sowie der Porzellanfabrik Rosenthal, welche das Verfahren fabrikmäßig ausübt, muß ein Springen von in dieser Weise gekitteten Isolatoren ausgeschlossen erscheinen.

Bei unseren Versuchen, das Permanit-Kittverfahren in Amerika einzuführen, wurde uns entgegengehalten, daß man in Amerika keinerlei Schwierigkeiten durch das Springen zementgekitteter Isolatoren hätte. In neuerer Zeit habe ich nun behaupten hören, daß diese Schwierigkeiten in Amerika nur deshalb nicht beständen, weil man die gekitteten Isolatoren nach längstens fünf Jahren auswechselt. Ich möchte Herrn Professor Binder sowie die übrigen Herren, die in Amerika gewesen sind, bitten, sich darüber zu äußern, ob Ihnen hierüber etwas bekannt geworden ist. Die Mitteilung erscheint in Anbetracht der Kosten nicht sehr glaubhaft, aber sie würde schließlich eine Erklärung für die Behauptung der Amerikaner sein, daß die Schwierigkeiten mit Zement gekitteten Isolatoren bei ihnen nicht beständen.

---

Professor Dr. Binder, Techn. Hochschule, Dresden:

Man hat auch in Amerika Schwierigkeiten mit gekitteten Isolatoren gehabt. In der amerikanischen Literatur wird häufig dieses Thema behandelt und auch bei den Gesprächen mit den amerikanischen Fachleuten erhält man den Eindruck, daß die Verhältnisse ähnlich liegen wie bei uns. Da das amerikanische Porzellan viel leichter zu Porosität neigt, wie das unsrige, wurde oft hierin die Ursache für das Versagen der Isolatoren vermutet. Man hat daher auch ein Gutachten über das Verhalten der Porzellan-Isolatoren in den europäischen Anlagen eingeholt. Nach Auffassung der amerikanischen Fachkreise sind die Schwierigkeiten jetzt überwunden, man erklärte daher auch, daß man das Permanitverfahren nicht nötig hätte. Die Anschauung, daß die Amerikaner nur deswegen zufrieden seien, weil sie ohnehin von den Isolatoren nur kurze Lebensdauer verlangten, trifft nicht zu. Soviel Geld haben auch die amerikanischen Elektrizitätswerke nicht, daß sie etwa nach fünf Jahren schon die alten Isolatoren gegen neue auswechseln könnten. Es mag Fälle geben, in denen tatsächlich nach dieser kurzen Zeit die Isolatoren außer Dienst gesetzt wurden, da in Amerika die Entwicklung oft so rasch und

sprunghaft vor sich geht, daß die Leitungen nach kurzer Zeit umgebaut werden müssen. Es wäre aber unzulässig aus solchen Fällen allgemein eine kurze Gebrauchsdauer der Isolatoren zu folgern, in dieser Hinsicht liegen die Verhältnisse auch nicht viel anders wie bei uns.

---

**Dr. Estorff, S. S. W., Charlottenburg:**

Ich kann einiges über die Erfahrungen, die in den Vereinigten Staaten mit Freileitungs-Isolatoren gemacht worden sind, berichten. Die Scherben werden vor dem Zusammenkitten mit reinem Portlandzement mit einem dicken Lackanstrich versehen, der als elastische Zwischenschicht dient und die Einzelteile vor Materialspannungen schützt, die durch Temperatursprünge oder Ausdehnung des Zementes auftreten können. Ferner werden die gekitteten Isolatoren unmittelbar nach dem ersten Abbinden des Zementkittes etwa 24 Stunden in wasserdampfgesättigte Räume mit einer Temperatur von 80° C gebracht, wodurch ein schneller Alterungsprozeß des Zements erreicht werden soll. Mit diesen Isolatoren hat man in verschiedenen Anlagen, die ich in den Vereinigten Staaten vor kurzem besuchte, gute Erfahrungen gemacht. Jedenfalls besteht, soweit ich feststellen konnte, zurzeit kein Bestreben, auf kittlose Hänge-Isolatoren überzugehen, wie dies bei uns der Fall ist. Großer Wert wird auf die Abschreckprobe gelegt. Die Scherben werden mehrfach hintereinander erst in kochendes, dann in Eiswasser getaucht und dürfen hierbei nicht springen. Die Brenntemperatur des Scherbens liegt erheblich tiefer als bei unserem deutschen Porzellan. Außer der Prüfung mit Niederfrequenz werden die armierten Isolatoren auch einer Hochfrequenzprüfung bis zum Überschlag unterworfen.

Auf die Ausführungen des Herrn Weickert möchte ich mit einigen Worten zurückkommen. Die beim Draufscharren auf einen bestehenden Kurzschluß zwischen den Kontakten eines Ölschalters auftretende elektrische „Einschaltarbeit“ erklärt schon Brühlmann in seinen Ausführungen dadurch, daß die punktförmige Berührungsstelle zwischen den Kontakten Kontraktionen der Stromlinien hervorruft, die infolge der Schleifenwirkung ein gegenseitiges Abheben der Kontakte bewirken. Wir haben vor etwa fünf Jahren eine Reihe von Versuchen ausgeführt, bei denen die Arbeit im Lichtbogen zwischen den Kontakten beim Schalten auf Kurzschluß und beim Ausschalten mittelst eines ballistischen Dynamometers gemessen wurde. Für die Versuche wurden zunächst kleinere Generatoren von 80 und 200 kVA, dann ein Turbogenerator von 25 000 kVA-Leistung verwendet. Sowohl bei den kleinen wie bei den großen Leistungen zeigte sich das gleiche Ergebnis. Die gemessene „Einschaltarbeit“ betrug durchschnittlich 80 bis 90 % der Ausschaltarbeit beim Unterbrechen des Kurzschlusses. Für die Versuche wurden Serienschalter mit konischen Klotzkontakten verwendet. Bei den kleinen Kurzschlußströmen der erstgenannten Generatoren konnten abstoßende elektrodynamische Wirkungen nicht die Ursache der Erscheinung sein. Offenbar wird kurz vor dem Berühren der Kontakte beim Einschalten die trennende Ölschicht durch einen Lichtbogen überbrückt. Während der weiteren Bewegung der Kontakte kann zunächst eine metallische Berührung zwischen diesen nicht stattfinden, weil wie zwischen Lager und Welle ein gleitender Ölfilm die Berührung verhindert. In dieser Ölschicht brennt der Lichtbogen und die entstehenden Gase heben die Kontakte von einander ab. Erst wenn die Einschaltbewegung der Kontakte ihr Ende erreicht hat, verschwindet der Ölfilm und der Lichtbogen erlischt. Ich halte diese Erklärung für näherliegend als die Abstoßungstheorie.

---

**Direktor Dr. Rosenthal (Porzellanfabrik Rosenthal):**

Die Frage, die Herr Senst angeschnitten hat, habe ich vor einigen Monaten mit dem Cheffingenieur Mr. Barringer von der General Electric Company besprochen. Dieser sagte, daß endgültige Erfahrungen in Amerika, ob Zement noch das Sprengen von Isolatoren verursachen



könne, nicht vorliegen. Es sind neueste Konstruktionen jetzt 5—6 Jahre — vereinzelt auch länger — in Betrieb und haben sich einwandfrei bewährt. Aber eine Garantie, daß diese zementgekitteten sich längere Zeit bewähren, könnte er nicht geben. Man ist in Amerika dazu übergegangen, den Wasserzutritt zum Zement zu verhindern, indem man die Isolatoren erwärmt und den Wasserzutritt durch einen Überzug von Paraffin verhindert. Das ist im Endeffekt etwas ähnliches wie bei der Permanit-Kittung. In noch gründlicherer Weise werden hierbei die Poren des Zements durch Pech absolut verschlossen. Bei diesem Permanit sind irgendwelche Treiberscheinungen des Zements durch Wasseraufnahme völlig ausgeschlossen. Irgendwelche Materialspannungen im Porzellan kommen nicht vor. Die bei Porzellan-Isolatoren entstandenen Risse sind ausschließlich vom Zement, der eine höhere Ausdehnung hat, hervorgerufen. In Deutschland werden zementgekittete Isolatoren nur sehr wenig verwendet, da Stützen-Isolatoren für höhere Spannungen nicht mehr verwendet werden. Insbesondere für Hängeisolatoren werden in Deutschland nur kittlose Konstruktionen verwendet; d. h. die Bolzen werden durch mechanische Mittel im Porzellan festgehalten. Man ist davon ausgegangen, daß Zement gefährlich ist und hat auf diese Weise versucht, den Zement auszuschalten. Es hat sich herausgestellt, daß hierbei auch eine Qualitätssteigerung hervorgerufen wird. Denn diese kittlosen Isolatoren, wenn sie richtig ausgeführt sind, haben eine höhere mechanische Festigkeit, als mit Zement gekittete Isolatoren, die im Vortrage von Herrn Professor Binder vorgeführt waren. Die amerikanischen waren gekittet. Wir hören, daß nur Festigkeiten bis 9 Tonnen erzielt werden. Bei den Leitungen, die für 200 000 V in Deutschland verwendet werden, ist die mechanische Beanspruchung höher wegen der anderen Seile. Es müssen bei uns jetzt 18 Tonnen Festigkeit verlangt werden. Diese Festigkeiten lassen sich im Zement kaum erzielen, während bei unseren Isolatoren, wo der Konus oben erweitert wird oder im Porzellan durch Kupferkugeln festgehalten wird, leicht Festigkeiten erzielt werden über 25 Tonnen und unter elektrischer Belastung leicht bis zu 20 Tonnen.

---

Direktor Pütz, Württ. Elektr. A.-G., Stuttgart:

Die Kittfrage ist sehr umstritten. Sie war besonders akut vor mehreren Jahren, als sich nach einigen Mißerfolgen eine Reihe berufener und unberufener Vertreter mit der Kittfrage beschäftigten und zu dem Schluß kamen, daß gekittete Isolatoren nicht zu gebrauchen seien. Ich habe die damalige Bewegung nicht verstanden, denn nach unseren Erfahrungen hatte sich der gekittete, aber sicher gebaute und elektrisch und mechanisch nicht überbeanspruchte Isolator gut bewährt. Mir sind Anlagen bekannt, in denen gekittete Stützer schon seit mehr als zwölf Jahren im Betrieb sind, ohne daß sich irgendwelche Alterungserscheinungen, die man damals besonders fürchtete, bemerkbar gemacht haben. Im letzten Jahr wurde mir wiederum die besondere Güte dieser Isolatoren bestätigt. Aber auch gekittete H ä n g e - Isolatoren, die während des Krieges 1917 geliefert wurden und jetzt die kritischen sieben Jahre hinter sich haben, haben sich ausgezeichnet bewährt, obgleich sie als Kriegsware nicht mit besonderer Sorgfalt hergestellt werden konnten. Als wir vor zwei Jahren vor der Frage standen, 15 000 Stück Hänge-Isolatoren zu bestellen, haben wir uns, trotzdem die kittlose Ausführung sehr empfohlen wurde, doch zur Beschaffung gekitteter Isolatoren mit elastischer Graphit-Zwischenschicht entschlossen. Auch diese Isolatoren haben sich damals einwandfrei verhalten.

Damit soll jedoch nicht gesagt sein, daß der gekittete Isolator dem ungekitteten gegenüber besondere Vorteile hat. Der kittlose Isolator bedeutet zweifellos einen Fortschritt, namentlich in bezug auf mechanische Beanspruchung. Aber ich glaube, daß man sich hüten sollte, die kittlose Konstruktion zu überschätzen. Wenn die früheren, von namhaften Forschern gemachten Feststellungen richtig sind, daß die Mißerfolge mit gekitteten Isolatoren namentlich auf die ungleiche Scherbenstärke zurückzuführen waren, so kann man den kittlosen Isolatoren vorder-

hand auch keine gute Zukunft voraussagen. Der heikle Punkt dieser Isolatoren liegt meines Erachtens in der Einschnürung der Scherbenstärke am Kopf des Isolators. Man hat diesen Fehler, durch den eine sehr ungleiche Feldverteilung auftritt, schon erkannt, und man ist jetzt eifrig bemüht, die als Widerlager ausgebildete Einbuchtung zu vermeiden.

Zusammenfassend ist festzustellen, daß die deutschen Erfahrungen mit den amerikanischen gut übereinstimmen. Ich glaube, daß die mit einer Graphitschicht versehenen, gekitteten Isolatoren sich auch späterhin bestens bewähren, und daß ihre Verwendung in solchen Anlagen, wo hohe mechanische Beanspruchung nicht in Frage kommt, durchaus empfohlen werden kann.

Zum Schluß möchte ich noch darauf hinweisen, daß katastrophal auswirkende Isolatoren-schäden durch eine regelmäßige jährliche Kontrolle der Isolatoren vermieden werden können. Lassen Sie der Prüfung der Freileitungsanlagen die gleiche Sorgfalt wie der Prüfung der Schaltanlagen zukommen! Bei einer jährlichen Kontrolle der Isolatoren mittelst einer Siemens'schen Spannungs-Meßstange sind die nicht ganz einwandfreien Isolatoren leicht festzustellen.

---

**Dr. Weicker, Hermsdorf:**

Im Anschluß an die von Herrn Direktor Pütz gemachten Ausführungen kann ich auf Grund der Erfahrungen der Hermsdorf-Schomburg-Isolatoren-Werke bestätigen, daß es tatsächlich eine ganze Reihe von Anlagen gibt, in denen sich gekittete Isolatoren auch ohne besondere Schutzmaßnahmen seit vielen Jahren vorzüglich verhalten haben. Selbstverständlich wird man bei neuen Isolatoren die andererseits oft nicht abzuleugnenden auf Treibwirkungen des Zementes zurückzuführenden Erscheinungen berücksichtigen. Dabei ist man aber durchaus nicht auf das von den Vorrednern erwähnte Verfahren (die Permanit-Kittung) angewiesen. Vielmehr gibt es verschiedene Herstellungsverfahren, um die Kittung sogar ganz zu vermeiden. Eines dieser Mittel ist das Zusammenbrennen aus verschiedenen Teilen im Ofen. Dieses Verfahren hat sich bei kleineren Isolatoren gut bewährt; bei größeren besteht eine gewisse Gefahr innerer Materialspannungen. Diese können vermieden werden, wenn man die Isolatoren einteilig herstellt, was auf Grund verbesserter Fabrikationsverfahren jetzt bis zu ziemlich großen Wandstärken möglich ist, wie es die heute wiederholt erwähnten Motorisolatoren beweisen. Außerdem hat man jedoch im Zusammenhangverfahren ein außerordentlich zuverlässiges Mittel, den Isolator spannungsfrei aus zwei oder drei verschiedenen Teilen zusammensetzen, wobei die einzelnen Teile vor dem Zusammenbau für sich geprüft werden können. Jedenfalls gibt es — und darauf hinzuweisen war der Zweck meiner Ausführungen — heutzutage verschiedene Herstellungsverfahren, um Porzellanisolatoren selbst für die höchsten Spannungen betriebssicher herzustellen.

---

**C. Kloninger, Brown, Boverie & Cie., Baden:**

Auf die aufgeworfene Frage der Kontaktabstoßung zurückkommend möchte ich erwähnen, daß umfangreiche Versuche uns erlaubt haben die Abstoßungskräfte nicht nur genau festzustellen, sondern auch Formeln für deren Berechnung zu entwickeln. Wenn Abstoßungskräfte bis zu 3000 kg gemessen worden sind, geht es wohl kaum an, die Kontaktabstoßung als eine Hypothese zu behandeln. Übrigens sind Beispiele elektromagnetischer Kontaktabstoßung vielen Betriebsleitern längst bekannt.

Zu der Frage der Verwendung von Kugelkontakten im Gegensatz zur Löschkammeranordnung möchte ich erwähnen, daß vor ca. fünf Monaten in der Anlage Wilmerding der Duquesne Light Co. in Amerika Versuche gemacht worden sind mit zwei Löschkammerölschaltern, welche von großen amerikanischen Firmen geliefert worden waren. Die garantierte Abschaltleistung wurde zwar für die Versuche von 800 000 auf 450 000 kVA herabgesetzt. Trotzdem explodierten

beide Schalter, und zwar nicht bei der ersten, sondern bei der zweiten Abschaltung. Gerade dies ist für die Löschkammeranordnung kennzeichnend: Der schwerste Nachteil, der bei der Löschkammeranordnung verwendeten Tulpen- oder Stiftkontakte ist eben der, daß bei der ersten Abschaltung diese Kontakte teilweise abschmelzen und bei der Wiedereinschaltung oft abgebogen werden. Dadurch können entweder Stehlichtbogen oder Verzögerung bei der nächsten Abschaltung entstehen, wodurch die Explosion des Schalters herbeigeführt wird.

---

Oberingenieur Paetsch, Städt. Beleucht. u. Wasserwerke, Bochum:

Die Wirtschaftlichkeit elektrischer Kabelanlagen, insbesondere auch der Höchstspannungskabelanlagen, wird wesentlich beeinflußt durch die Höhe der Strombelastung, welche man mit Rücksicht auf die Erwärmung und Betriebssicherheit der Kabel noch glauben zu können. Dieses Moment darf auch beim Wettbewerb mit Freileitungen, soweit hier Kabel in Frage kommen können, nicht unbeachtet bleiben.

Die metallisierten äußeren Papierlagen auf den Einzeladern verseilter Höchstspannungsdrehstromkabel geben die Möglichkeit, infolge erhöhter Wärmeabfuhr aus dem Innern solcher Kabel an die Peripherie die Belastbarkeit der Kabel im Verhältnis zu normal aufgebauten Kabeln zu erhöhen, da die metallische Aderschuttschicht gleichzeitig eine erhöhte Wärmeabfuhr und einen schnelleren Wärmeausgleich im Innern der Kabel bewirkt. Wenn dabei auch infolge der Verwendung nur hautdünner Metallfolien, welche wegen der innigen Anschmiegarkeit an die darunter liegende Papierisolation heute in Deutschland gewählt werden, vielleicht keine allzu wesentliche Verbesserung der Wärmeabfuhr eintritt, sollte man aber doch jeden Vorteil zur Erhöhung der Belastbarkeit entsprechend ausnutzen und hier infolge des besseren Wärmeausgleichs auch höhere Temperaturen an den Kabelleitern zulassen, als sonst bei uns üblich ist. Es ist vielleicht bekannt, daß die Amerikaner, welche ja zwar im wesentlichen keine Kabel mit hautdünnen Metallfolien auf den Außenlagen der Adern verwenden, schon seit vielen Jahren Kabel mit verhältnismäßig starken Kupferbandspiralen auf den Einzeladern herstellen, lediglich zu dem Zwecke, die Wärmeabfuhr solcher Kabel zu verbessern und damit deren Belastbarkeit zu erhöhen. In den Ausführungen des Herrn Vortragenden vermisse ich Angaben über das Verhältnis der Wärmeabfuhr verseilter Höchstspannungskabel mit Metallbelegungen gegenüber Kabeln normaler Konstruktion, sowie Angaben über eine evtl. höhere Belastbarkeit der erstgenannten Kabel.

Noch auf einen anderen Umstand von wirtschaftlicher Bedeutung, der allerdings nicht direkt das Gebiet der Höchstspannungskabel betrifft, möchte ich hinweisen. Unser Geldbeutel ist heute schmal geworden. Trotzdem leisten wir uns immer noch den Luxus, für unsere Erdkabel Belastungen vorzuschreiben, deren Höhe durch Zugrundelegung einer Kabelübertemperatur von nur 25° C bestimmt wird. Diese an sich verhältnismäßig geringe Übertemperatur, welche in dieser Höhe schon vor dem Kriege in Geltung war, als die wirtschaftlichen Verhältnisse in der Elektrizitätsindustrie bei weitem nicht die weitgehende Ausnutzung aller Betriebsmittel im heutigen Umfange forderten, ist bekanntlich auch in den Vorschriften des V. D. E. den Belastungstafeln für Erdkabel zugrunde gelegt. Ich möchte daher der Kommission für Drähte und Kabel die Anregung geben, die Frage der höheren Belastbarkeit der Erdkabel erneut aufzugreifen und einer eingehenden Prüfung zu unterziehen. In Amerika hat man teilweise Kabeltemperaturen bis zu 70° C für zulässig erachtet. Wenn man auch in Deutschland nicht so weit gehen will, ist doch m. E. die Zulassung einer Temperatursteigerung um etwa 40° C durchaus nicht bedenklich. Es mag eingewandt werden, daß der sich heute als Folge einer geringeren Ausnutzung des Kabels ergebende größere Sicherheitsfaktor einen gewissen Schutz gegen unzumutbare Betriebsweise und Verlegung der Kabel darstellt, da ja eine selbst dauernde

wesentlich höhere Übertemperatur von den Kabeln ohne feststellbare nachteilige Folgen ertragen werden kann. Andererseits ist es selbstverständlich, daß zur Erreichung einer höheren Wirtschaftlichkeit wie überall so auch hier eine höhere Ausnutzung der einzelnen Anlagenteile anzustreben ist, wobei als Wertmesser für die Betriebssicherheit doch nicht eine falsche, sondern die richtige Montierungs- und Betriebsweise zugrunde zu legen ist. Die häufig ungenügende Beachtung von Verlegungs- und Betriebsvorschriften bei Kabeln ist teilweise eine Folge der sich dem Abnehmer oft erfahrungsmäßig aufdrängenden Ansicht einer zu weit getriebenen Sicherheit. Auch bei Niederspannungs-Verteilungskabeln in großstädtischen Versorgungsnetzen ist es infolge der immer häufigeren Erhöhung der Betriebsspannungen bis auf 380/220 Volt bzw.  $2 \times 220$  Volt und der sich immer enger aneinander reihenden Speise- bzw. Transformatorenstationen heute im Gegensatz zu früher sehr oft möglich trotz Einhaltung eines zulässigen Spannungsabfalles, die Kabelleitung doch bis zur Höchstbelastung auszunutzen.

Da der Kabelbedarf — besonders bei Elektrizitätswerken mit städtischen Versorgungsgebieten — wohl durchweg die dafür bei den Werken verfügbaren Mittel übersteigt, ist mit einer vergrößerten Leistungsausnutzung der Kabel durchaus nicht eine Verringerung des Kabelbedarfes verbunden, sondern im Gegenteil würden größere Gebiete, als sonst möglich, für die Elektrizitätswirtschaft erschlossen werden können, was eine weitere Befruchtung auch der andern Zweige der Elektro-Industrie zur Folge haben würde. Außerdem werden auch die Bestrebungen zur Verbilligung der Strompreise durch eine Steigerung der Ausnutzung der einzelnen Anlagenteile günstig beeinflußt, wobei gerade die stärkere Ausnutzung des Leitungsmaterials besonders wesentlich ins Gewicht fällt, da die Strompreise im allgemeinen im viel stärkeren Maße durch die Stromtransportkosten als durch die eigentlichen Erzeugungskosten bestimmt werden. Selbst eine nur 10%ige Belastungssteigerung — aber dieselbe kann wesentlich höher gesetzt werden — darf heute keineswegs als belanglos beiseite gestellt werden, da auch hier wie überall die Aneinanderreihung vieler kleiner wirtschaftlicher Einzelvorteile einen die erfolgreiche Weiterentwicklung entscheidend beeinflussenden größeren Gesamtvorteil ergibt.

---

**Waskowsky, Ver. Elektr. Werke Westfalen, Dortmund:**

Herr Dr. Meurer hat über die heutige Ausführung der Kabel mitgeteilt, daß diese nach den Vorschriften der Kabelkommission bzw. den Normalien des V. D. E. in Deutschland fast ausschließlich mit Außenisolierung angewandt werden. Das war früher durchaus nicht der Fall. Die Güte und der Preis eines Kabels hängt im wesentlichen von seinem Durchmesser ab. (Ich verstehe immer als Durchmesser des Kabels den unter dem Bleimantel.) Der Durchmesser des Kabels bedingt die Sicherheit der Verlegung. Je kleiner der Durchmesser ist, desto leichter und gefahrloser lassen sich Kabel verlegen. Wenn Kabel nach der Herstellung, d. h. vor der Verlegung eine höhere Spannung aushalten, als nach der Verlegung, so kommt das dadurch, daß an den Außenseiten der Adern durch das Verlegen kleine Risse in der Isolierung entstehen, die man heute durch die Nachtränkung unwirksam zu machen sucht. Aus diesem Grunde ist die Vorschrift der Außenisolierung der Drehstromkabel (der mehrfach verseilten Kabel) nach meinem Dafürhalten außerordentlich unzweckmäßig gewesen. Wir haben gehört, daß sie in Amerika auch nicht angewandt wird, jedenfalls nicht bei geerdetem Nullpunkt. Nun, wenn sie nicht bei diesen Kabeln angewandt wird, kann man sie auch bei anderen fortfallen lassen. Die Außenisolierung hat nämlich einen sehr großen Biegedurchmesser, bricht am leichtesten und wird deshalb am leichtesten vom Strome zerstört. Wenn ich die Außenisolierung fortfallen lasse, bin ich in der Lage, den eigentlichen Leiter bei gleichem Kabeldurchmesser viel stärker zu isolieren, als wenn ich die Außenisolierung, die an und für sich ziemlich wertlos ist, anwende.

Die Vergrößerung der Isolierstärke einer Ader oder eines Kabels hat nach einer gewissen Dicke gar keinen Zweck mehr. Genau so, wie wir von den Ketten-Isolatoren gehört haben, daß die Vermehrung einer gewissen Anzahl Isolatoren, d. h. die Hinzufügung weiterer Glieder keine praktische Bedeutung mehr hat, ist es auch bei der Verstärkung der Isolierung der Kabel. Denn die Ader bekommt einen immer größeren Durchmesser, sie wird immer brüchiger und bei der Verlegung deshalb um so leichter beschädigt. Diese Übelstände hat man schon früher (Anfang der neunziger Jahre) dadurch zu beheben versucht, daß z. B. Ferranti in London für das Deptford Kabelnetz (10 000 Volt) gerade Stangen-Kabel anfertigte und diese haben sich für die damalige Zeit recht gut bewährt.

Ich würde gern noch auf einige andere Punkte zurückkommen, muß aber wegen der vorgerückten Zeit verzichten.

---

**Dr. Meurer (Schlußwort):**

Über die Strombelastbarkeit der Höchststädter Kabel sind sowohl bei Felten & Guilleaume als auch an andern Stellen genaue Messungen ausgeführt worden. Dabei hat sich gezeigt, daß die maximal zulässige Stromstärke für ein Dreileiterkabel nach Höchststädter im allgemeinen etwa 8—10 % größer ist als diejenige, welche für ein Dreileiterkabel normaler Konstruktion von gleichem Durchmesser unter dem Bleimantel und gleicher Bewehrung zugelassen wird. Von diesen 8—10 % entfallen nur 2 % auf die bessere Wärmeabfuhr durch die Metallisierung der Aderoberfläche. Dies liegt daran, daß die Metallschicht sehr dünn ist; sie besteht aus gewalztem Aluminium von 0,02 mm Dicke. Der Hauptanteil des Strombelastungsvorteils, nämlich 6—8 %, hat seinen Grund darin, daß durch den Fortfall der Gürtelisolierung die Kupferleiter dem Bleimantel näher gerückt sind. Durch diese Änderung des geometrischen Aufbaues ist der innere Wärmewiderstand des Kabels in Richtung auf den Bleimantel vermindert.

Will man die Metallisierung der Aderoberflächen zu bedeutender Wärmeableitung heranziehen, so muß man, wie der erste Herr Diskussionsredner vorschlug, dicke Metallschichten verwenden. Man kommt dann zu einem Kabeltyp, welcher aus drei, mit Bleimänteln umpreßten, miteinander verseilten Einleiterkabeln besteht. Solche Kabel sind meines Wissens in Deutschland nicht ausgeführt worden, jedoch in vielen Exemplaren im Auslande.

Was die größere Strombelastbarkeit anbelangt, welche der Herr Diskussionsredner allgemein für unsere deutschen Kabelstrecken wünschte, so bemerke ich, daß ich mich in meinem Vortrage nur auf Höchstspannungskabel bezogen habe. In diesem Gebiete kommen oberhalb 60 000 Volt nur Einleiterkabel in Betracht, deren Belastbarkeit an und für sich sehr hoch ist, weil die Wärme bei dem, meist in Betracht kommenden, lichten Verlegeabstand von 9 bis 13 cm besser abgeführt wird als bei Dreileiterkabeln, in denen die Phasen miteinander verseilt sind.

Daß aber auch die Dreileiterkabel in Zukunft mit höherer Strombelastung betrieben werden sollen und diese Frage eventuell vor die Normalisierungskommission gebracht werden soll, dazu scheint die Tatsache anzureizen, daß in Amerika und auch in England die Kabel mit höherer Temperatur betrieben werden. Man muß aber bedenken, daß man in Amerika die Kabel in Röhren einzieht, in denen sich die Luft staut. Die Belastungsstromstärken sind deshalb in Amerika wahrscheinlich nicht wesentlich höher als hier.

Der zweite Herr Diskussionsredner sprach davon, daß die Gürtelisolierung, wegen ihres großen Durchmessers bei der Verlegung der Kabel leichter brechen könnte. Diese stärkere Beanspruchung der Gürtelisolierung bei Biegung des Kabels ist tatsächlich vorhanden. Man darf aber deshalb unter keinen Umständen eine Verminderung oder gar einen Fortfall der Gürtel-

isolation in Dreileiterkabeln propagieren, wenn nicht gleichzeitig die Konstruktion von Grund auf geändert wird. Je geringere Dicke die Gürtelisolierung besitzt, um so größer werden die Räume, welche mit Beilauf ausgefüllt werden. Letzteres bedeutet eine Verschlechterung der Durchschlagfestigkeit der Kabel. Man muß dann eben die Aderoberflächen metallisieren oder drei Einleiterkabel miteinander verseilen, um die relativ großen Mengen von Beilauf aus dem elektrischen Felde auszuschalten. Durch richtige Wahl der Haspeldurchmesser sowie durch genaue Verlegungsvorschriften hat man es übrigens in der Hand, auch dicke Kabel mit Gürtelisolierung so zu behandeln, wie es sich gehört.

Was die Frage, welche von dem dritten Herrn Diskussionsredner an mich gerichtet wurde, betrifft, so halte ich die Vorsorge gegen Wirkungen der Kurzschlußstromstärke für eine Höchstspannungs-Kabelanlage, welche keinerlei Reaktanz vor den Kabeln hat, für sehr wichtig. Es wird aber infolge der kurzen Dauer der Stromstöße wohl kaum vorkommen, daß die Kupferlitzen wegbrennen werden. Die Bleimäntel können infolge ihrer großen Oberfläche die Wärme von Kurzschlußströmen noch besser abgeben. Trotzdem wird man vielleicht gezwungen sein, Reaktanz-Spulen vor Kabel zu schalten, die mit Höchstspannungen betrieben werden sollen. Aber wie sich die Dinge im Einzelnen entwickeln werden, das läßt sich zurzeit nicht voraussagen.

---

Herr Hüllmann:

Verzeihen Sie, wenn ich nach dem Schlußwort einer Ansicht, die von einem Vorredner ausgesprochen ist, sehr scharf widersprechen darf. Das ist nämlich die, daß man plötzlich die ganze Kabelindustrie in ihrer ganzen jahrzehntelangen Entwicklung über den Haufen schmeißen soll und das Kabel ohne Armierung bauen soll, wie da drüben von einem der Herren ausgesprochen ist. Es ist unbedingt notwendig, daß wir hier das ausdrücklich aussprechen, daß eine derartige Ansicht wohl nicht unwidersprochen von der Mehrzahl der Versammlung geteilt wird.

---

Herr Waskowsky:

Ich möchte Herrn Hüllmann erwidern, daß wohl sonst niemand der Herren angenommen hat, ich hätte gesagt, daß man die Bewehrung der Kabel weglassen soll. Ich habe immer nur von den Kabeln als solche, d. h. von den Adern gesprochen.

Dann möchte ich Herrn Dr. Meurer noch mitteilen, daß Felten & Guilleaume im Jahre 1899 oder 1900 bereits ein dreiadriges Drehstrom-Kabel mit drei Einzeladerbleimänteln für 5000 Volt nach Norwegen geliefert hat.

---

Direktor Nehlsen, Chefelektriker der Schorch-Werke A. G., Rheydt:

Herr Obergeringenieur Burger hat uns eine große Anzahl Diagramme gezeigt, welche sehr ausführlich die Spannungsregulierung in Höchstspannungsnetzen behandeln. Er nannte auch die hierzu verwendeten Mittel, und zwar: Zusatztransformatoren, Drehtransformatoren und Blindstrommaschinen oder sogenannte Phasenschieber. Aus den Tabellen war zu entnehmen, daß diese Blindstrommaschinen nicht nur voreilenden Strom, sondern zeitweise zum Zweck der Spannungsregulierung nacheilenden Strom zu liefern haben. Man hat hierfür bisher fast ausschließlich die synchrone Polmaschine verwendet, ohne Rücksicht darauf, daß der Eigenverbrauch derselben verhältnismäßig hoch ist. Während die verwendeten Zusatztransformatoren

einen Eigenverbrauch von nur etwa 2 %, die Drehtransformatoren einen solchen von nur 4 % haben, wurde bei den genannten Phasenschiebern ein Eigenverbrauch von 6 bis selbst 8 % in Kauf genommen. Die Wirtschaftlichkeit der Anlagen wird natürlich durch derartige Maschinen sehr ungünstig beeinflusst.

Man kann die gewünschte Spannungsregulierung aber auch mit Maschinen erreichen, welche einen bedeutend niedrigeren Eigenverbrauch haben. Wir sind daher schon vor Jahren dazu übergegangen, hierfür eine Spezialmaschine zu schaffen, deren besonderes Merkmal es ist, daß sie mit einer Drehzahl und einer Beanspruchung des Materials läuft, bei welcher sich bei der größtmöglichen Betriebssicherheit die kürzeste Zeit für die Verzinsung und Amortisation des Anlagekapitals ergibt. Diese mit 1500 Touren umlaufenden Trommelläufer-Maschinen haben bei Leistungen von 500—3000 kW einen Eigenverbrauch von nur 3,5—4 %. Dieser ungewöhnlich niedrige Eigenverbrauch wird unter anderm durch Verwendung von legierten Blechen und durch Anwendung aller modernen Mittel zur Verringerung der zusätzlichen Verluste erreicht. Je nach den örtlichen Verhältnissen besitzen sie synchrone oder asynchrone Erregung, zum Teil sind beide Erregungsarten wechselnd nebeneinander möglich.

Ich machte auf diese Spezialmaschinen bereits auf der Tagung des Elektr. Vereins am 16. April 1924 in Essen, also etwa schon vor 2 Jahren aufmerksam.

Diskussionsredner zeigt das Bild einer Blindstrommaschine mit einer Leistung von 550 kVA, 380 Volt, 1500 Umdr. mit Kugellagern und direkt gekuppelter Gleichstrom-Erregermaschine, in einem weiteren Bild den zugehörigen Läufer mit fünf Schleifringen und bemerkt hierzu folgendes: „Die gezeigte Maschine besitzt synchrone Erregung durch Gleichstrom. Diese synchrone Erregung besitzt eine Menge Nachteile gegenüber der asynchronen Erregung. Im Zusammenhang mit dem Vortragsthema ist hier vor allem der Mangel hervorzuheben, daß sie keine Gegenerrregung verträgt, daß sie also keinen nachteiligen Blindstrom liefern kann. Sie würde bei noch geringerer Gegenerrregung schon aus dem Tritt fallen als die normale Synchron-Polmaschine, welche bei zweckmäßiger Polbemessung immerhin eine nachteilige Strombelastung bis zum halben Vollastwert verträgt, ohne ins Pendeln zu kommen.

Ein weiterer großer Nachteil, insbesondere der synchronen Phasenschieber mit Polen ist der, daß sie die Spannungskurve des Drehstromnetzes stark verzerren.

Redner zeigt eine Anzahl Oszillogramme und bemerkt hierzu folgendes: „Das Oszillogramm zeigt Ihnen die Spannungskurve eines unserer größten Elektrizitätswerke, welche an einem Speisepunkt aufgenommen wurde, wo sich ein 1000 kW-Einankerumformer befand. Die von Haus aus fast rein sinusförmige Spannung der Turbo-Generatoren dieses Werkes wird durch große Synchron-Polmaschinen, welche hier zwar nicht dem Zweck der Blindstromlieferung dienen, sondern auf  $\cos \varphi = 1$  erregt werden, derartig verzerrt. Es herrscht neben der dritten Harmonischen besonders die der fünften und die der siebenten Inversen vor. Die Wirkung der beiden letzteren auf Einankerumformer kann so stark werden, daß die Kommutierung von Umformern schon bei Leerlauf ganz unmöglich wird, wenn nicht besondere Maßnahmen zur Bekämpfung der ausgelösten Wirkung ergriffen werden. Die stark verzerrte Netzspannung treibt durch den Umformer mit der im Oszillogramm gezeigten leidlich sinusförmigen Spannung einen Ausgleichstrom der entsprechenden Oberwellen, dessen Amplituden wie aus dem nächsten Oszillogramm ersichtlich, etwa  $\frac{3}{4}$  des Vollaststromes dieses 1000 kW-Umformers betragen.

Man muß sich also hüten, zur Spannungsregulierung oder auch zur Blindstromlieferung Maschinen zu verwenden, welche eine derartig schädliche Rückwirkung auf das Netz ausüben; denn solche Oberwellen haben nicht nur zusätzliche Verluste im ganzen Netz zur Folge, sondern sie können auch die Ursache von allerhand Überspannungserscheinungen werden.

Diese störenden Erscheinungen werden durch die asynchronerregten Phasenschieber vollkommen vermieden, welche weiterhin für das Netz den großen Vorteil besitzen, daß ihr Stoßkurzschlußstrom ganz wesentlich kleiner ist als besonders jener der synchronen Polmaschinen.

Ich will Ihnen zum Schluß noch einige Bilder von derartigen asynchronerregten Blindstrommaschinen zeigen.

Redner zeigt eine Anzahl Bilder von Blindstrommaschinen, darunter eine solche von 200 kVA mit einer Schaltanlage, welche ein fernbetätigtes Anlassen und Regulieren gestattet. Es folgen Bilder von Maschinen für 2000 kVA voreilende und 2800 kVA nacheilende Blindleistung mit den dazu gehörigen asynchronen Erregersätzen. Redner bemerkt hierzu noch folgendes: Die letzteren Maschinen besitzen asynchrone Erregung; es besteht jedoch die Möglichkeit, dieselben auch synchron zu fahren. Bei asynchroner Erregung kann durch einen Schnellregler in ca. 1,5—2 Sekunden von 2000 kVA Voreilung in 2800 kVA Nacheilung übergegangen werden. Dies wird dann wichtig, wenn durch das Fallen eines Schalters das Netz plötzlich von größeren Blindverbrauchern entlastet wird, was zu einem starken Spannungsanstieg führen würde. In einem solchen Fall ersetzt die Blindstrommaschine gewissermaßen die ausgefallenen Blindverbraucher und hält hiermit die Spannung des Netzes auf der ursprünglichen Höhe. —





Graphische Anstalt  
der Fried. Krupp Aktiengesellschaft  
Essen